

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers*

**Département de production des hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option: Production**

Présenté Par :

**Selka Chahinez ,Kelaiaia Asma**

Dirigé par :

**Mr. HAMZAOUI LOUNES**

*Thème*

**TRAITEMENT DE L'EMULSION PAR LE  
DESSALAGE ET LES PRODUITS CHIMIQUES**

Soutenue le : 29 / 05 / 2017 devant le jury composé de:

**M.C.A Président : Mehassouel Ammar**

**M.A.A Examineur : Guareh Salim**

**M.A.A Encadreur : Hamzioui Louanes**



# Remerciements

Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années de travaux. Nous remercions du plus profond de notre cœur dieu le tout puissant de nous avoir donné le courage et la volonté d'achever ce travail.

Nos sincères remerciements à toutes les personnes qui nous ont aidés ou champ HAOUD BERKAOUI à accomplir ce travail dans les bonnes conditions.

Nous remercions **Mr. Hamzioui louanes** pour la confiance dont il a toujours fait preuve à nous égard et pour ses perpétuels encouragements.

On remercie vivement les membres de jury qui nous honore en jugeant notre mémoire Master.

Nous n'oublierons pas de remercier nos enseignants du Département de Production des Hydrocarbures, pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.

Enfin, dans ces dernières lignes un grand merci à nos familles respectives, pour les conseils et les encouragements qu'ils nous ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier.

Merci encore à tous nos amis qui nous ont aidés. Nous profitons de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.



SELKA CHAHINEZ

&

KELAIAIA ASMA

## **Résumé**

La formation d'émulsions eau / huile est un problème majeur rencontré par les pétroliers au niveau de la production mais aussi du raffinage. Les émulsions formées peuvent se séparer naturellement en quelques minutes. Toutefois, dans certains cas, leur séparation peut nécessiter plusieurs semaines si aucun traitement n'est appliqué. Mais parfois nécessite des traitements par dessalage électrostatique ou par des produits chimiques.

Nous tenons dans ce travail le traitement par produit chimiques, nous traitons le problème d'émulsion avec l'injection des désémulsifiants et un anti paraffine pour le but de trouver une solution efficace afin d'arriver à obtenir un produit qui répond aux normes et aux exigences commerciales.

**Mots clés :** pétrole brut, traitement, émulsion, produit chimique

### **المخلص:**

إن تشكيل المستحلبات مشكلة الرئيسية التي يواجهها النفط في الإنتاج و التكرير. مستحلبات يمكن أن تنفصل بشكل طبيعي في دقائق ومع ذلك، في بعض الحالات الانفصال قد يستغرق عدة أسابيع إذا لم يتم تطبيق أي علاج لهم. لكن في بعض الأحيان يتطلب العلاج إما عن طريق نزع الاملاح أو المواد الكيميائية للقضاء على هذه المشكلة بشكل دائم. التعامل مع مشكلة مستحلب بحقن مفككات المستحلب ومضاد البارافين.

يهدف هذا العمل إلى إيجاد حل فعال للحصول على المنتج الذي يلبي المعايير والمتطلبات التجارية.

**كلمات البحث:** النفط الخام, المعالجة, مستحلب, المواد الكيميائية.

### **Abstract:**

The formation of emulsions water-in-oil is major problems met by the tankers on the level of the production but also of the refining. The formed emulsion can separate naturally in a few minutes. However, in certain cases, their separation can require several weeks if no treatment is applied to them.

But sometimes requires treatments either by electrostatic desalting or by chemical products to eliminate this problem definitively.

We hold in this work the study on the treatment by chemical, we deal with the problem of emulsion with the injection desemulsifiants and anti-paraffin for goal to find a solution effective in order to manage to obtain a product which fulfills the standards and the commercial requirements.

**Keywords:** crude oil, treatment, emulsion, chemical product.

# Table de matière

<b>Remerciement</b>	<b>I</b>
<b>Dédicace</b>	<b>II</b>
<b>Résumé</b>	<b>III</b>
<b>Liste des figures</b>	<b>IV</b>
<b>Liste des tableaux</b>	<b>V</b>
<b>Symboles –Notation- Abréviations</b>	<b>VI</b>
<b>Introduction générale</b>	<b>01</b>
<b>Chapitre I : description de la région Haoud Berkaoui</b>	
Introduction	04
Situation géographique	04
Situation géologique	04
Les champs de Houad Berkaoui	06
1. Le champ de Houad Berkaoui	06
2. Le champ de Benkahla	06
3. Le champ de Guallala	06
4. La Périphérie	07
Historique de la région	07
Production de la région	07
<b>Chapitre II : Généralité sur le pétrole et les émulsions</b>	
Introduction	09
Le pétrole	09
1. La production du pétrole	10
2. Composition de pétrole brut	10
Théorie sur les émulsions	11
1. Définition de l'émulsion	11
2. Conditions de formation d'une émulsion	11
3. Principe des émulsions	12
4. Procédés des désintégrations des émulsions	13
5. Les types d'émulsion	13
6. Propriétés d'émulsion Stabilisation	14
6.1. La viscosité	14
6.2. Stabilisation	14
6.3. Suspension	15
6.4. Perte de charge	15
6.5. Coalescence	15
III. 7. Les émulsions dans l'industrie pétrolière	16
<b>Chapitre III: Traitement de l'émulsion par le dessalage</b>	
Introduction	18

Définition du dessalage	18
Le rôle d'un dessaleur	19
Objectifs du dessaleur	20
Le fonctionnement des dessaleurs	21
Mécanisme du dessalage électrostatique	22
Paramètre de réglage du dessaleur	25
Les différents types de dessaleur	27
Avantages et Inconvénients	28
1. Avantages	28
2. Inconvénients	28
<b>Chapitre IV: Traitement de l'émulsion par produit chimiques</b>	
Introduction	30
La désémulsification	30
1. Processus de désémulsification	30
Les désémulsifiants	31
1. Caractéristiques des désémulsifiants	32
2. Les propriétés physiques et chimiques des désémulsifiants	32
3. La classification des désémulsifiants	33
4. Principes d'action des désémulsifiants	33
5. Rôle de l'agent désémulsifiants	34
6. Quelques exemples de désémulsifiant	34
6.1. DGP 7	34
6.2. TRIREP SCD N1	35
6.3. Le produit chimique R 899	36
7. Avantages et inconvénients de la désémulsification	37
7.1. Avantages	37
7.2. Inconvénients	37
<b>Chapitre V : Techniques expérimentales</b>	
Introduction	39
1. Analyse du brut produit et expédie	39
Mesure de la densité	39
La BSW (Basic Sediment Water)	40
La salinité	41
2. Injection des produits chimiques de traitement	43
Le désémulsifiant (Le Désémulsifiants DMO 86095)	43
L'anti-paraffine (prochinor AP 104)	45
Etude d'efficacité des produits dés émulsionnants	46

1. La méthode de Bottle Test	47
2. Résultats des essais	47
2.1. Première expérience	47
2.2. Deuxième expérience	48
3. Etude économiques	50
3.1. La première expérience	50
3.2 La deuxième expérience	50
Conclusion générale	52
Références bibliographiques	54

## Liste des Figures

Figure	page
Figure I.1 : Cadre géologique du bassin d'Oued Mya	05
Figure II.2 : Schéma d'un réservoir pétrolier.	10
Figure II.3 : Photomicrographie d'une émulsion huile-dans-eau	11
Figure II.4 : Photomicrographie de pétrole brut amplifié	11
Figure II.5 : Photomicrographie montrant deux gouttes touchante mais incapable de s'unir en raison de la peau émulsifiante entourant les gouttelettes.	12
Figure II.6 : Représentation d'une émulsion EAU / HUILE Gouttes d'eau entourées de stabilisants naturels	12
Figure II.7 : Les différents types d'émulsions	13
Figure II.8 : Phénomène de coalescence	16
Figure III.9: Vue extérieure d'un dessaleur électrostatique	19
Figure III.10: Vue intérieur d'un dessaleur	20
Figure III.11: Dessaleur électrostatique	21
Figure III.12: Phénomène de polarisation et de coalescence des gouttelettes d'eau	22
Figure III.13 : Schéma du principe d'un dessaleur électrostatique	23
Figure III.14: Principe de dessalage	24
Figure III.15: Influence de la température sur la viscosité	25
Figure IV.16: structure de base du désémulsifiant	32
Figure V.17: Mesure de la densité	39
Figure V.18: Mesure de la BSW	41
Figure V.19: Extraction liquide-liquide.	42
Figure V.20: Le dosage par la méthode de MOHR	43
Figure V.21 : le désémulsifiants DMO86095	44
Figure V.22 : Anti paraffine prochinor AP 104	45
Figure V.23: méthode de Bottle test	47
Figure V.24: l'efficacité de produit chimique (DMO et AP104) en fonction de temps	49

## Liste des tableaux

Tableau	page
Tableau V.1: Efficacité du produit dés émulsionnant (DMO 86095)	48
Tableau V.2: Efficacité les produits désémulsionnants (DMO 86095 + anti paraffine AP104)	49



## Liste des abréviations

HBK :	Haoud Berkaoui
GLA:	Gallala
BKH :	Benkahla
MP:	Moyne Pression
HP:	Haute Pression
BP:	Base pression
BSW:	Basic Sediment Water
ppm	Partie par million
Eff	Efficacité
E	Eau
H	Huile

## Notions et symboles

$r$  : Rayon de la gouttelette (m)

$d$  : Distance entre les centres des gouttelettes (m)

$E$  : Gradient de tension

$K$  : Constante. Noter que  $r$  et  $r/d$  sont des variables indépendantes

$V_d$  : Vitesse de décantation (m/s)

$r$  : Rayon de la goutte d'eau (m)

$\rho_1$  : Masse volumique de la phase dispersée (eau) (kg/m<sup>3</sup>)

$\rho_2$  : Masse volumique de la phase continue (brut) (kg/m<sup>3</sup>)

$\mu_2$  : Viscosité dynamique de la phase continue (Pa .s)

$g$  : Accélération de la pesanteur (9,81 m/s<sup>2</sup>)

$\rho_1$  : masse volumique de l'eau

$\rho_2$  : masse volumique de brut

$\mu_2$  : viscosité du brut, est une fonction de la température



**Introduction**

**Générale**

### Introduction Générale :

Le pétrole brut peut se trouver dans le réservoir, associé au gaz et à l'eau de formation saline. Il se trouve que la présence d'eau dans le pétrole est indésirable pour plusieurs raisons.

D'abord, parce qu'au moment d'être vendu le client ne payera pas de l'eau au prix du pétrole, puis l'eau émulsifiée augmente la viscosité du brut et donc le coût de pompage et de transport. Enfin la présence d'eau entraîne la corrosion des tuyaux et d'autres équipements de surface et dans l'étape de raffinage induit des problèmes liés à la stabilité du processus, due à la différence des températures d'ébullition.

Parmi les champs d'huile en Algérie le Champ de Berkaoui est le Premier centre de traitement d'huile qui a été mis en service en 1967; aujourd'hui il existe 5 unités de traitement d'huile et une unité de traitement de gaz.

Le nombre des puits producteurs est de 95, dont 49 produits par gaz lift en vue de la récupération secondaire ; Pour améliorer la capacité de récupération, on a 28 puits injecteurs d'eau.

La production de pétrole s'accompagne d'une production d'eau provenant du gisement. Lors du transport de la tête du puits aux installations de surface, ces deux fluides immiscibles traversent des zones d'agitation intense (pompes, vannes...) qui conduisent souvent à la formation d'une émulsion eau/huile (E/H). Selon le degré d'agitation et la nature d'eau et d'huile produites, les émulsions formées peuvent se séparer naturellement en quelques minutes.

Toutefois, dans certains cas, leur séparation peut nécessiter plusieurs semaines si aucun traitement n'est appliqué.

Parmi les tensioactifs naturellement présents dans les bruts, les asphaltènes et les acides naphthéniques et les paraffines ont été identifiés comme jouant un rôle dans la formation et la stabilisation des émulsions E/H. Pour éviter ce problème on a plusieurs solutions soit par des produits chimiques ou dessalage.

Mais dans le cas de la région HBK c'est la méthode dite « chimique » qui s'avère la plus efficace.

Dans ce mémoire, nous proposons d'étudier le traitement d'émulsion par un dessalage ou par traitement chimique pour le but de trouver le traitement le plus efficace pour éliminer l'émulsion.

Ce mémoire s'articule autour de cinq chapitres, Le premier chapitre présente la description générale de la région.

Le deuxième chapitre contient une généralité sur le pétrole et les émulsions.

Le troisième chapitre consiste le traitement d'émulsion par dessalage et leurs objectifs et une étude théorique sur le dessaleur.

Le quatrième chapitre comporte le traitement d'émulsion par les produits chimiques une étude théorique sur la désémulsification.

Le dernier chapitre évalue l'étude pratique sur les différents traitements utilisés pour éliminer les émulsions et éviter la paraffine par différents produit chimique

Enfin, cette étude est terminée par une conclusion.



**Chapitre I**  
**Description de la région**  
**de Haoud Berkaoui**

**I- Introduction :**

Le gisement de Haoud Berkaoui a été acquis à l'échelle régionale, par l'évolution structurale du Bassin triasique (Oued Mya) qui lui donne une importance économique. La proposition de cette étude géologique et pétrophysique de la zone Sud-Est du champ de Haoud Berkaoui (zone des OKN) qui subit une déplétion importante, donnant à réfléchir sur les modalités d'intervention, pour assurer une production optimale de cette zone, qui contribue en grande partie dans la production globale du champ de Haoud Berkaoui. L'objectif de cette étude consiste à donner une caractérisation pétrophysique de cette zone

Les difficultés d'exploitation d'ordre géologiques rencontrées (hétérogénéité du faciès, compartimentage causé par le réseau de failles assez étendus...), ainsi que le problème des sels le plus connu dans cette région, dont la production pétrolière journalière environ de 5300T/j [1].

**II- Situation Géographique :**

La région de HAOUD BERKAOUI représente l'une des dix (10) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara Algérien ; Sur la route RN 49 dite des pétroliers reliant Ghardaïa à Hassi-Messaoud, et à 35 Km au sud- ouest d'Ouargla, un carrefour indique la présence d'un champ pétrolier, il s'agit de la région de HAOUD BERKAOUI ; Cette région est située à 100Km de HASSI MESSAOUD, à 770 Km au sud de la capitale (Alger), elle est très importante en raison de sa part de production des hydrocarbures du pays ; Elle s'étend du sud est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana, près de la route de Touggourt.

Toutes les quantités d'huiles et de gaz récupérées sont acheminées vers les différents centres de production de la région ; Il existe trois centres principaux de production situés à Haoud Berkaoui, Benkahla et Guellala [2,3].

**III- Situation géologiques:**

La région de l'Oued Mya est représentée par le bassin triasique saharien, qui constitue un sous bassin de type intra-cratonique de la plateforme saharienne. La subsidence guidée par l'héritage structural pré-mésozoïque est accentuée par des dépôts sédimentaires importants, sont répartis sur une vaste superficie. La province Triasique est un anticlinorium de direction Est-Ouest où les éléments suivants ont été individualisés :

- La voûte de Tilrhemt et le haut fond de Talemzane ;
- Le système structural de Djamâa-Touggourt ;
- Le système de dislocation d'El Agreb-Messaoud ;
- Le môle de Dahar ;

Ces éléments sont séparés par des dépressions dans l'Oued Mya où l'en rencontre les séries types de la province triasique. Les dépôts paléozoïques sont souvent très érodés aussi profondément que l'Ordovicien ou le Cambrien.

Le Mésozoïque discordant sur le Paléozoïque, est présent du Trias au Crétacé. Du point de vue pétrolier, on distingue quatre provinces plus ou moins mature:

- Le Sahara Est, à gisements connus d'huile et de gaz recèle encore un bon potentiel découvertes ; (province triasique).
- Le Sahara Central, considéré comme un champ gazéifier important mais de récentes découvertes d'huile plus importante permettent d'espérer d'autres développements ;
- Le Sahara Ouest est considéré un champ gazeux, mais ses ressources demeurent pratiquement inconnues et non vérifiées ;
- Dans le Nord de l'Algérie, malgré des découvertes d'huile et de gaz de petite taille, le potentiel pétrolier n'a pas encore été révélé à cause d'une géologie plus complexe [2,3].

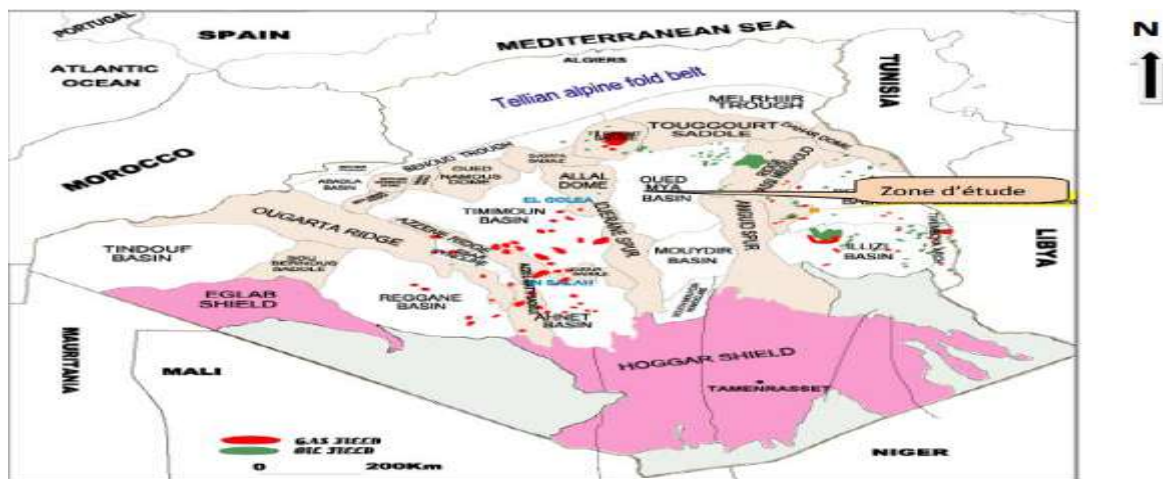


Figure I.1 : Cadre géologique du bassin d'Oued Mya [3].



**IV- Les champs de Haoud Berkaoui :****IV-1-Le champ de Haoud Berkaoui :**

Sur une superficie de 175 Km<sup>2</sup>, ce champ découvert en mars 1965 par la CFPA (Compagnie Française du Pétrole Algérien) par le forage du puits OK101, situé au sommet de l'anticlinal ; La mise en production de ce gisement a eu lieu en janvier 1967, la production HBK se compose d'une unité de séparation d'huile avec une capacité de 8000 m<sup>3</sup> /j, d'une autonomie de stockage de 13000 m<sup>3</sup>, d'une unité de boosting gaz de 1 million m<sup>3</sup> /J, d'une unité de station d'injection d'eau à raison de 6000 m<sup>3</sup>/J, d'une Superficie utile de 20 276 m<sup>2</sup> et D'une Capacité de production de 4 463,68 T/j[4,5].

**IV-2-Le champ de Benkahla :**

Le gisement de Benkahla a été découvert en novembre 1966 par la même compagnie (CFPA) par le forage du puits OKP24 ; Il s'étend sur une superficie de 72 km<sup>2</sup>, le centre de production de Benkahla, est composé d'une unité de séparation d'huile de 5000 m<sup>3</sup> /J, d'une unité de boosting gaz de 560000 m<sup>3</sup>/J, d'une Superficie utile de 33 683 m<sup>2</sup>, et d'une Capacité de production de Brut 1424 T/j, GPL 228 T/j, toute la production d'huile de Benkahla est expédiée vers le centre de production HBK[4,5].

**IV-3-Le champ de Guellala :**

Ce gisement a été découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA01, sa mise en production date de février 1973 ; Il s'étend sur une superficie de 35 km<sup>2</sup>, avec une profondeur moyenne des puits de 3500m ; Actuellement, le centre de production se compose d'une unité de séparation d'huile, d'une capacité de 7000 m<sup>3</sup>/J, d'une unité de stockage de 15000 m<sup>3</sup>/J, et d'une unité de boosting gaz de 762000 m<sup>3</sup>/J.

Cette station est également dotée d'une unité de traitement de gaz d'environ 2.4 millions m<sup>3</sup>/j, sa capacité de récupération est estimée à 500 T/j pour le GPL et de 90 T/j de condensats ; Cette unité de traitement est accompagnée d'une unité de compression du gaz commercial à 75 bars, de 140 bars pour le gas-lift, sa capacité est de 1660 000 m<sup>3</sup>/J , d'une Superficie utile de 8347 m<sup>2</sup>, et d'une Capacité de production de 2880 m<sup>3</sup>/j ou 2173,31T/j[4,5].

**IV-4-La périphérie :**

Elle est composée de plus de 10 puits, la production de quelques puits est assurée par déplétion naturelle, les champs de la périphérie sont : N'goussa, DrâaTamra, Guellala Nord-Est, Haniet el Beida et Boukhzana [4,5].

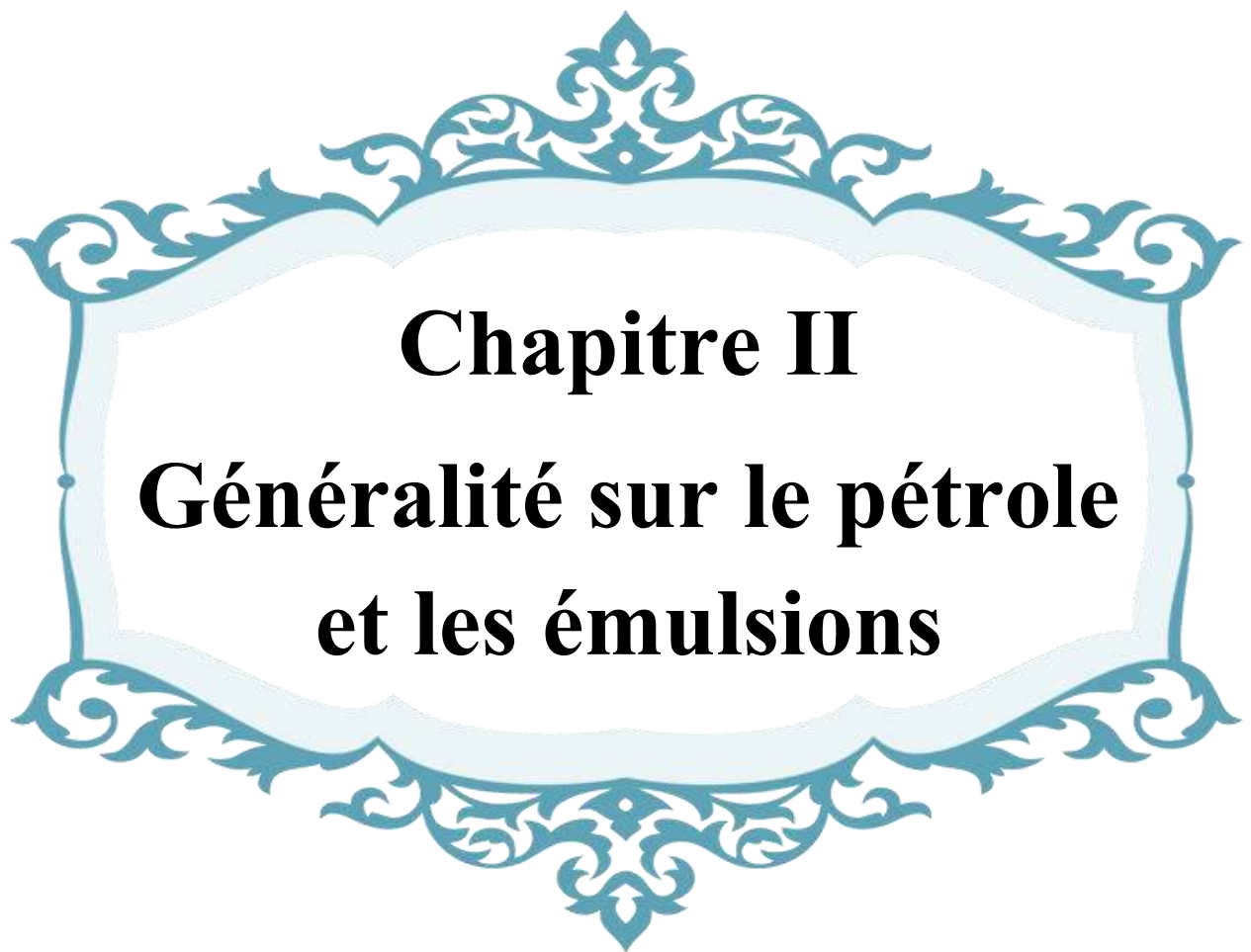
**V- Historique de la région :**

Les changements importants du développement de la région :

- **1965** : Découverte du champ HBK par le sondage OK101, situé au sommet de la structure.
- **1966** : Découverte du champ BKH par le sondage OKP24.
- **1967** : Mise en production d'un centre de traitement d'huile à HBK.
- **1969** : Découverte du camp de GLA par le sondage GLA 01.
- **1971** : Mise en service du centre de BKH.
- **1976** : Création de la Région de Haoud - Berkaoui.
- **1976** : Mise en service du centre de production de GLA.
- **1992** : Réalisation de l'UTG/GLA et de des boosting gaz des trois centres de production HBK.
- **2008** : Démarrage du projet de récupération des gaz associés (RGA) [4].

**VI-Production de la région :**

La région HAOUD BERKAOUI produit du pétrole par déplétion naturelle (l'énergie interne du gisement qui pousse le brut vers la surface sous l'effet de pression) ; Pour le maintien de pression on a réalisé trois unités d'injection d'eau dans les trois secteurs HBK, BKH et GLA ; Pour les puits faibles, la production est assurée par gaz-lift [4].



**Chapitre II**  
**Généralité sur le pétrole**  
**et les émulsions**

### I- Introduction :

Le pétrole est généralement produit sous la forme d'une émulsion eau dans l'huile. Dans la formation, le brut se trouve en contact avec l'eau. Au cours de l'extraction, le cisaillement exercé sur le mélange lors du passage dans les interstices de la roche, les pompes, les tubings et les buses des têtes de puits, conduit à la formation d'émulsions plus ou moins stables.

Ce processus peut être accéléré ou aggravé par la présence de certains composants tensioactifs dans l'émulsion d'hydrocarbures et d'eau, par exemple:

- acides naphthéniques
- dérivés aminés
- dérivés soufrés
- composés organométalliques
- produits de traitement (inhibiteurs de corrosion, anti-dépôt minéraux...) [5].

### II- Le pétrole:

Le pétrole est un mélange complexe d'hydrocarbures dont la composition hétérogène provient de la transformation de la matière organique fossile, animale ou végétale, accumulée au cours des temps géologiques. Cette matière accumulée (appelée kérogène) se mélange aux sédiments minéraux pour former la roche mère. Pendant des dizaines de millions d'années, de nouveaux sédiments s'accumulent et enfouissent la roche mère sous des profondeurs importantes. Lorsque celle-ci se trouve entre 2500 et 5000 m de profondeur, la température environnante permet alors le craquage thermique du kérogène en hydrocarbures pétroliers. Aux profondeurs plus importantes, les hydrocarbures peuvent être craqués en gaz. Les hydrocarbures remontent alors le long des roches poreuses dans lesquelles ils peuvent être confinés si une roche imperméable (roche piège ou roche de couverture) surplombe ces dernières; un gisement est formé. Dans le cas contraire, ils peuvent finir par suinter à la surface et former des mares pétrolières (**figure II.2**) dont on peut trouver quelques exemples au Venezuela et au Moyen-Orient.

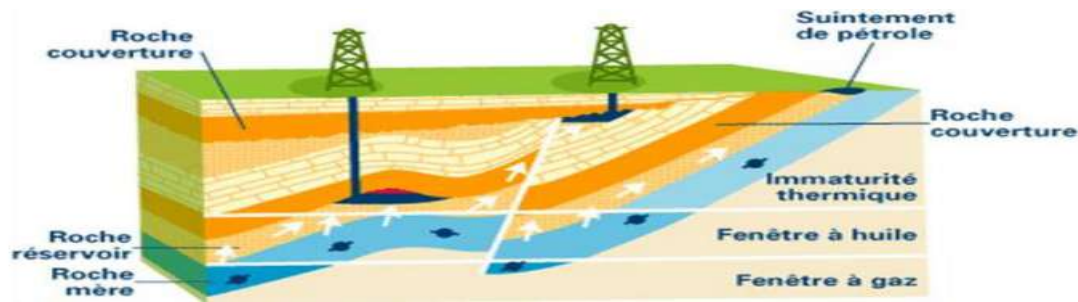


Figure II.2 : Schéma d'un réservoir pétrolier.

Le pétrole brut est un liquide d'origine fossile qui est composé d'un mélange d'hydrocarbures présents dans certaines roches. Il peut être extrait et raffiné pour produire des combustibles comme l'essence, le kérosène, le diesel,....Etc. [6].

### II- 1-la production du pétrole :

Le pétrole est situé naturellement dans les micropores des formations rocheuses souterraines limitées par des pièges géologiques. Pour le produire il faut construire un puits jusqu'au gisement .dans la plupart des cas, le pétrole est produit avec de l'eau et du gaz.la production de plusieurs puits est regroupée dans des stations de traitement ou l'on met en œuvre les procédés de séparation du pétrole, du gaz et de l'eau associés. Selon les spécifications éventuelles, le pétrole déshydraté soumis à d'autres traitement avant le raffinage, principalement, pour la production et la commercialisation de l'essence et d'autre sous-produits [7].

### II- 2-Composition du pétrole brut :

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

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

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

Les hydrocarbures contenus dans le pétrole appartiennent aux trois groupements principaux suivants :

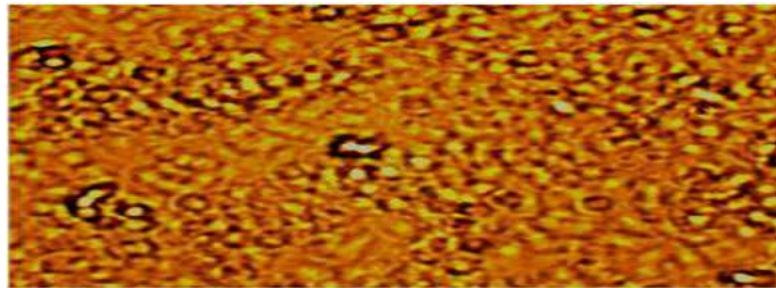
- Les alcanes (paraffines) ou hydrocarbures saturés.
- Les naphthènes et les hydrocarbures aromatiques [7,8].

### III- Théorie Sur Les Emulsions :

#### III- 1 -Définition de l'émulsion :

Une émulsion est définie comme un mélange de deux liquides immiscibles dont l'un est dispersé sous forme de fines gouttelettes, dans l'autre, le liquide enveloppant constitue la phase continue ou externe, le liquide dispersé constitue la phase interne, nous appellerons par émulsion stable, une émulsion qui ne peut pas être rompue sans avoir recours à certaines formes de traitement.

Dans le cas d'une huile brute ou d'une émulsion ordinaire, il s'agit d'une dispersion de gouttelettes d'eau dans l'huile (**figure II.3**). Normale, ou régulière, des émulsions d'huile-terrain consistent en une phase huileuse continue ou externe et une eau dispersée ou de la phase interne [9-11].



**Figure II.4 : Photomicrographie de pétrole brut amplifié. [10].**

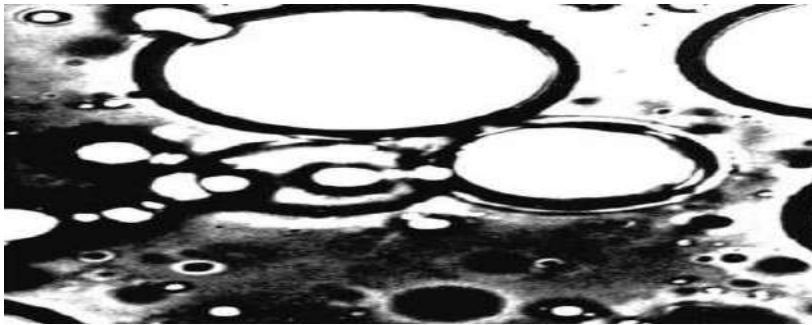
#### III- 2-Conditions de formation d'une émulsion :

A production du pétrole brut, les émulsions les plus généralement rencontrées sont du type eau dans l'huile ou « hydrophobe », le milieu continue étant l'huile. Les émulsions du type huile dans l'eau ou émulsions inverses « hydrophile » existent mais se rencontrent plus rarement.

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

- Non miscibilité des deux liquides.
- Energie suffisante pour disperser une phase dans une autre
- Présence d'un agent émulsifiant. Les agents émulsifiants rencontrés dans le pétrole brut comprennent les asphaltènes, les résines, les acides organiques. Les paraffines solubles dans l'huile ou des particules finement divisés qui sont généralement plus mouillées par le pétrole brut que par l'eau. Parmi ces solides finement divisés, on peut

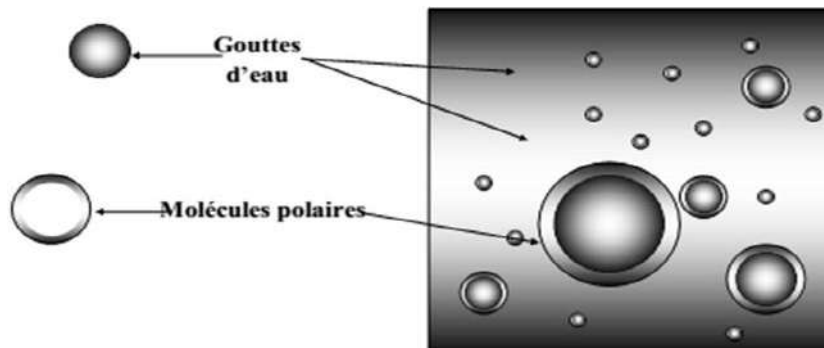
trouver des sulfates de fer, zinc et aluminium, des carbonates de calcium, de la silice, de l'argile et du sulfure de fer.



**Figure II.5 : Photomicrographie montrant deux gouttes touchantes mais incapable de s'unir en raison de la peau émulsifiante entourant les gouttelettes [10].**

L'agent émulsifiant contenu dans le pétrole brut se rencontre à l'interface eau/huile en formant une barrière autour des gouttes d'eau, ce qui empêchera la coalescence, le plus souvent d'ailleurs, ces émulsifiants naturels contenus dans le pétrole brut sont des molécules polaires [9,10].

### III- 3-Principe des émulsions :



**Figure II.6 : Représentation d'une émulsion EAU / HUILE Gouttes d'eau entourées de stabilisants naturels [12].**

### III- 4-Procédés des désintégrations des émulsions:

Il existe trois principaux types des procédés :

- Procédé mécanique.
- Procédé chimique.
- Procédé électrique.

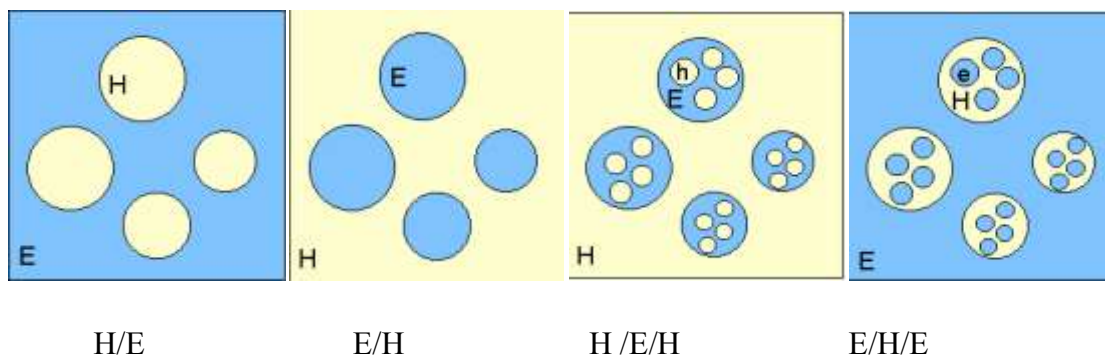
Chacun de ces procédés a pour but de rassembler les gouttelettes d'eau en grosses gouttes susceptibles de se déposer rapidement au fond du décanteur. Le recours à l'un des procédés précités doit être motivé par la nature de l'émulsion et par de nombreuses considérations d'ordre économique. Le procédé mécanique uniquement n'est efficace que pour des émulsions stables du simple fait de différence entre les poids spécifiques des composés de l'émulsion. La majorité des unités de traitement utilisent les deux procédés (chimique et électrique) en même temps pour intégrer les émulsions stables [9,10].

### III- 5-Les types d'émulsions :

Il existe différents types d'émulsions, représentés sur la (figure II.7).

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



**Figure II.7 : Les différents types d'émulsions.**

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 [7], [15-19].

### III- 6-Propriétés d'émulsion :

#### III- 6-1-La viscosité :

La viscosité d'une émulsion est très complexe. Notons que plus la phase externe est visqueuse et l'émulsion est stable. la responsabilité de cette stabilité ne résulte pas d'un facteur thermodynamique mais plutôt cinétique.

#### III- 6-2-Stabilisation :

La stabilité est surtout liée à la stabilité des particules liquides. Exemple : les émulsions de type H/E sont stabilisées par un surfactant qui contient des acides gras à longue chaîne hydrocarbonée. On admet que le groupement carboxylique est orienté dans la phase externe, l'eau, tandis que, la chaîne hydrocarbonée est immergée vers l'intérieure de la phase dispersée.

Cette stabilité dépend :

- La vie de l'émulsion (la durée de formation).
- De la viscosité de la phase continue, qui s'oppose à la retombée des gouttes dispersées.
- De la densité différentielle entre les phases ; plus grande est la densité différentielle, plus facile est la décantation.
- De la taille des gouttelettes en phase dispersée (diamètre des gouttelettes).
- La présence des composants chimiques tels que les asphaltènes dans le pétrole.

#### III- 6-3-Suspension (Suspension) :

Le pétrole brut contient de petites quantités de petits objets solides tels que des grains de sable. Ces matières solides et les gouttelettes d'eau sont en suspension dans l'huile.

### III- 6-4-Perte de charge (Friction losses) :

La chute de pression peut aussi être appelée le différentiel de pression.

Quand un fluide (un liquide ou un gaz) s'écoule à travers quelque chose, la pression du fluide diminue. Imaginons un pipeline avec une vanne.

La pression du fluide à l'entrée à la vanne sera plus importante que la pression du fluide quand il quitte la vanne. La différence entre les deux pressions est appelée la chute de pression. Nous parlons d'habitude de la chute de pression à travers un équipement. Par exemple, la chute de pression à travers une vanne est 5 psi, la chute de pression à travers un filtre est 10 psi.

### III- 6-5-Coalescence (Coalescing) :

La coalescence signifie le procédé qui permet de rassembler pour agrandir.

Si de très petites gouttelettes d'eau sont suspendues dans l'huile elles resteront comme cela ou prendront une très longue période de temps pour se séparer du pétrole.

Si deux ou plus de ces très petites gouttelettes sont faites pour se réunir (se coalescer) elles formeront une plus grande gouttelette.

Si deux ou plus de ces plus grandes gouttelettes sont aussi faites pour s'unir elles formeront une encore plus grande goutte.

Finalement la goutte d'eau sera assez grande comme cela pour se séparer de l'huile par gravité.

La vue ci-dessous nous montre le phénomène de coalescence [17-19].

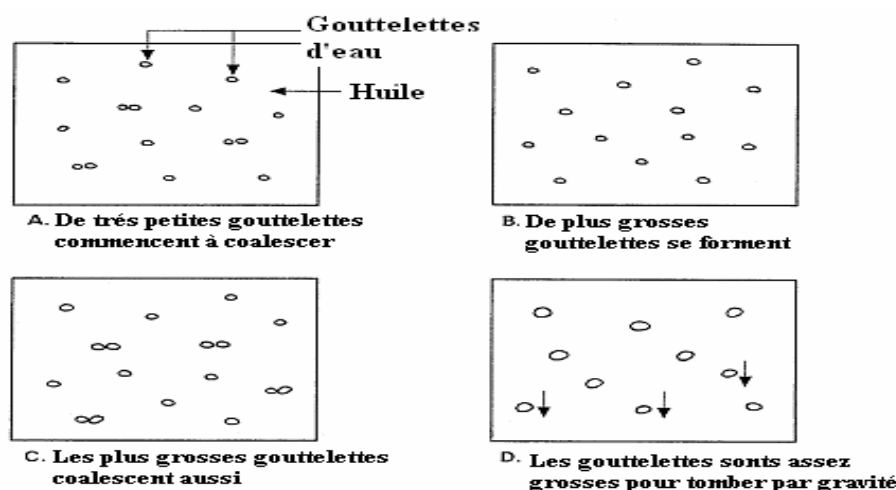


Figure III.8 : Phénomène de coalescence.

### III- 7-Les émulsions dans l'industrie pétrolière :

Dans l'industrie pétrolière, on trouve des émulsions désirables et d'autres non désirables. Des exemples d'émulsions désirables sont les fluides de forage de puits, les émulsions pour le transport de brut lourds. Les émulsions indésirables sont principalement, celles qui se forment durant la production du pétrole brut depuis le fond du puits jusqu'à la surface. Il s'agit en général d'émulsions E/H contenant des gouttes de saumure susceptibles d'occasionner des problèmes de corrosion durant le transport et le raffinage.

Le procédé appelé déshydratation est destiné à abaisser le contenu d'eau et de solides au-dessous d'un seuil, placé souvent à moins de 1 %. Des émulsions E/H très stables et particulièrement difficiles à traiter se forment en mer comme conséquence de l'agitation par les vagues d'éventuelles nappes de produits pétroliers accidentellement versées sur la mer par des bateaux pétroliers. Ces émulsions, appelées parfois « mousse de chocolat » à cause de leur couleur marron, contiennent souvent une très forte proportion d'eau (70-80%) et de ce fait sont très visqueuses, d'autant plus que leur phase externe est souvent un résidu lourd. Les émulsions eau de mer/pétrole se présentent la plupart du temps sous la forme d'un matériau lourd, semi-solide et très visqueux difficile à récupérer mécaniquement, à traiter chimiquement, ou encore plus à brûler, ce qui complique considérablement les opérations de récupération et le nettoyage du pétrole.

Dans toutes les émulsions pétrolières les principaux surfactants « naturels » sont les asphaltènes et les résines, sous forme plus ou moins flocculée à l'interface eau-huile [7].



**Chapitre III**  
**Traitement de l'émulsion**  
**par le dessalage**

**I- Introduction :**

Dans les bruts salés, les sels pris en considération sont essentiellement des chlorures dont la répartition est approximativement :  $MgCl_2 = 20\%$ ,  $CaCl_2 = 10\%$ ,  $NaCl = 70\%$ . La salinité d'un brut implique une venue d'eau, visible ou non en surface. La venue d'eau est un phénomène irréversible qui peut évoluer très rapidement. Il est donc nécessaire de prévoir les installations de traitement dès le départ. Ceci est encore plus vrai en mer, où la place est restreinte et où les installations sont chères et difficiles à modifier.

Les chlorures étant pratiquement insolubles dans l'huile, un effluent est salé parce qu'il est produit soit accompagné d'eau libre salée, soit émulsionné avec de l'eau salée, ou parce que l'eau s'étant vaporisée en cours de transfert, elle a abandonné des microcristaux de sel qui sont restés en suspension dans l'huile.

Outre ces sels, on peut trouver les sels d'acide carbonique et sulfureux, on trouve aussi dans le brut des argiles, du sable et des sédiments formés par des sulfures de fer, des composés de vanadium, d'aluminium qui peuvent être décantés et constituent des boues qui se déposent au fond des dessaleurs.

Les sels et les matières solides qui demeurent dans le pétrole compliquent le raffinage en provoquant de nombreux phénomènes nuisibles.

- a) Bouchage des tubes de processus.
- b) La corrosion.
- c) L'érosion (usure) des surfaces intérieures des tubes des oléoducs ;
- d) L'augmentation de la teneur en cendre des résidus de distillation ;
- e) La contribution à la formation d'émulsions stables. [20,21].

**II- Définition du dessalage:**

Le dessalage est le processus qui permet d'enlever des sels, \*solubles dans l'eau\*, du pétrole brut. Quelque chose 'de soluble dans l'eau' peut être dissous dans l'eau. Par exemple, le sucre est soluble dans l'eau mais le sable ne l'est pas.

Il existe trois méthodes pour le dessalage : mécaniques qui se basent sur la différence entre les densités des phases à séparer, chimiques qui consistent à utiliser des composés chimiques pour casser les émulsions et enfin électriques qui sont les plus utilisées[22-23].

**III- Le rôle d'un dessaleur :**

Le rôle de l'unité de dessalage est d'éliminer par lavage à l'eau les sels minéraux présents dans les pétroles bruts. Ces sels sont en effet susceptibles de provoquer des corrosions et des encrassements dans les unités de traitement de bruts. Cette opération de dessalage permet aussi de récupérer les sédiments encore présents dans le brut. La séparation brut dessalé / eau s'effectue dans un gros ballon décanteur horizontal : le dessaleur électrostatique.



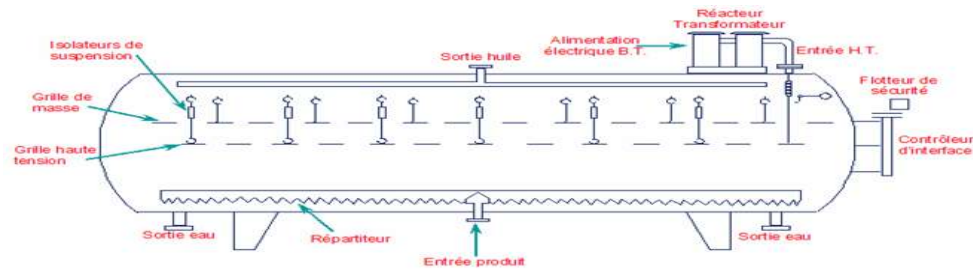
**Figure III.9: Vue extérieure d'un dessaleur électrostatique.**

La production d'un puits est très rarement sans gaz et rarement complètement anhydre (Brut = Gaz + Huile + Eau). Dans certains cas, la production de gaz augmente avec le temps et dans d'autres, plus fréquents, la production d'eau augmente et finit par déterminer l'arrêt du puits lorsque la limite de rentabilité est atteinte.

Le gaz est facile à éliminer, par contre l'eau en général salée, pose beaucoup de problèmes.

En théorie, le problème de dessalage est simple. Puisque le sel est de loin plus soluble dans l'eau que dans l'huile, l'essentiel du dessalage est résolu par les opérations de déshydratation.

Il peut être nécessaire de recourir à une dilution du sel avant de déshydrater l'huile. Ceci est nécessaire si du sel cristallisé est en suspension dans l'huile parce que la phase eau est saturée en sel ou inexistante suite à une vaporisation. Ces cas sont rares cependant.



**Figure III.10: Vue intérieur d'un dessaleur.**

La section de dessalage consiste en une séparatrice basse pression (celui-ci peut-être le dernier étage de la séparation et/ou un ballon déshydrateur) suivi d'un dessaleur électrostatique. De plus, souvent (pour ne pas dire toujours), il y a des pompes en amont du dessaleur pour augmenter la pression. En effet, il faut que le fluide soit à une pression minimum (RVP) dans le dessaleur pour éviter tout dégazage dans ce dernier. Un dégazage entraînant un risque de création d'arc électrique dans le dessaleur.

Le brut composant la charge est introduit dans le séparateur où l'on réalise la séparation des trois phases, constituées par le gaz, l'eau et le brut liquide.

Les va peurs sont évacuées vers l'unité de traitement des gaz, tandis que l'eau, séparée des hydrocarbures liquides par décantation, est dirigée vers l'unité de traitement des eaux usées [12].

#### IV- Objectifs du Dessalage :

Les raisons qui imposent le dessalage sont de trois ordres :

- Dans certaines conditions, les sels cristallisent en plaques dans les tubings, dans les conduites et dans les installations de traitement. Ces dépôts freinent la production.
- La présence de sels favorise les corrosions électriques et chimiques.
- Par contrat avec les raffineurs, les exploitants sont tenus de livrer des bruts de salinité inférieure à entre 40 et 60 mg de chlorures par litre.

Donc l'objectif sera de :

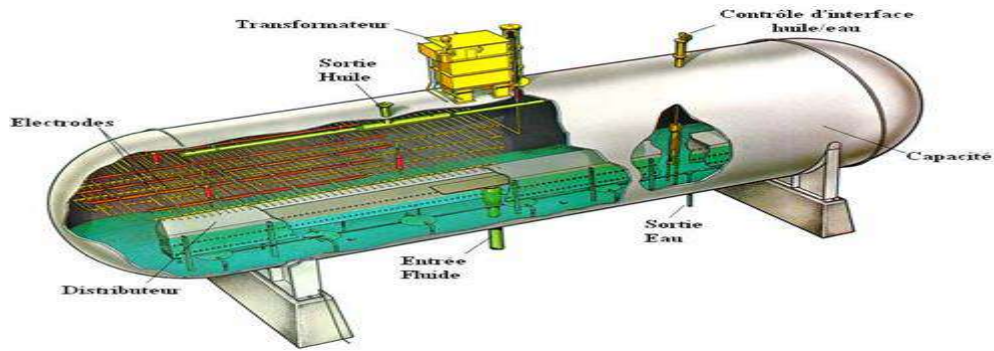
Éliminer :

- l'eau « Déshydratation »
- Le sel « Dessalage »

Pour :

- Satisfaire aux spécifications commerciales
- Salinité < 60 mg/l.
- Limiter le transport de l'eau dans les pipes (pertes de charge, corrosion) [12].

#### V- Le fonctionnement des dessaleurs :



**Figure III.11: Dessaleur électrostatique.**

Le brut préchauffé contenant le produit chimique casseur d'émulsion est mélangé avec l'eau préchauffée. L'eau est injectée dans le brut à environ 3 % à 5 % par volume de brut arrivant. Le mélange de brut et l'eau passe par la vanne de mélange pour former une émulsion.

L'ouverture de la vanne de mélange est contrôlée par un régulateur de pression différentielle ( $\Delta P$ ) à travers la vanne de mélange. L'émulsion entre alors dans le dessaleur par une admission permettant la dispersion. Cette admission contient des aubes directrices qui permettent de créer un écoulement laminaire.

Ce flux laminaire de l'émulsion est envoyé dans un distributeur à l'intérieur du dessaleur. Le distributeur est situé, dans l'eau, juste au-dessus du fond du dessaleur.

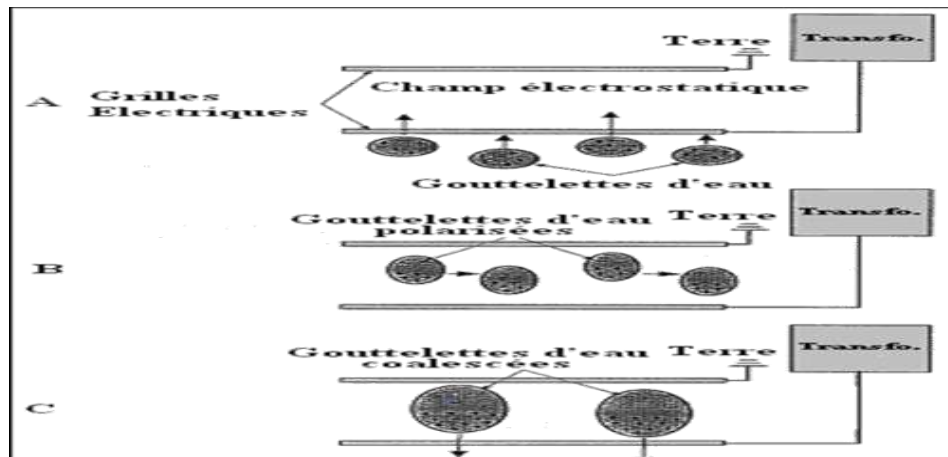
L'émulsion quitte le distributeur par des trous placés tout le long. L'émulsion, se déplaçant lentement, forme souvent des doigts d'émulsion se déplaçant vers le haut du dessaleur. Ces doigts d'émulsion traversent de bas en haut l'eau sans toucher les gouttelettes d'eau.

Le haut de ces doigts d'émulsions arrive alors entre les électrodes qui cassent l'émulsion en gouttelettes d'eau et en huile.



Ces gouttelettes se polarisent puis coalescent. L'huile continue son chemin vers le haut et quitte les dessaleurs par la sortie. Souvent ceux sont deux sorties jumelles situées sur le sommet du séparateur.

La sortie huile est connectée à un collecteur multi orifices localisé à l'intérieur du dessaleur. L'eau quitte le dessaleur par des sorties jumelles au fond du dessaleur. Les deux sorties eau sont connectées à un collecteur multi orifices localisé à l'intérieur du dessaleur



**Figure III.12: Phénomène de polarisation et de coalescence des gouttelettes d'eau.**

Chaque sortie d'eau située sur le collecteur est couverte par une plaque anti-vortex pour limiter les remous et les entrainements d'émulsion avec l'eau. Empêcher toute émulsion sur la sortie eau. L'interface eau/émulsion est maintenue par un régulateur de niveau.

Il n'existe pas d'interface huile/eau. La pression d'exploitation du dessaleur est contrôlée par la pression située en aval de l'équipement [12].

## VI- Mécanisme du dessalage électrostatique :

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

- La diffusion des sels du brut dans l'eau (lavage) ;
- La coalescence des gouttelettes d'eau (par électro-coalescence) ;
- La décantation (par gravité).

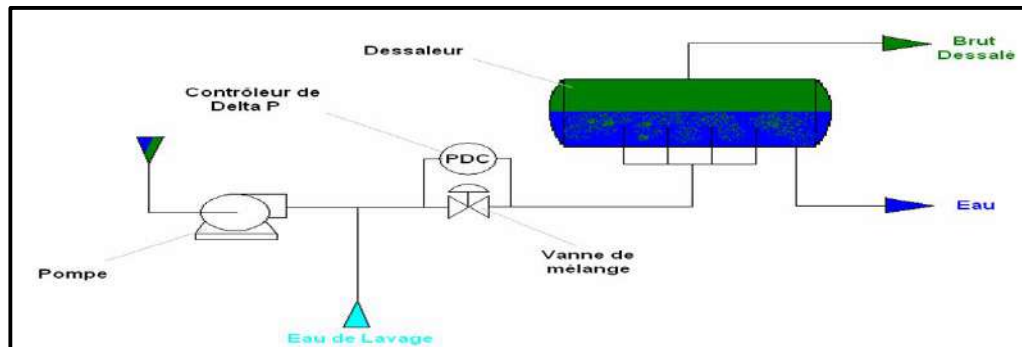


Figure III.13:Schéma du principe d'un dessaleur électrostatique.

#### a-diffusion des sels :

Il s'agit de faire passer dans l'eau les cristaux de sels contenus dans le brut. L'objectif étant d'atteindre tous les cristaux de sels ; il faut que l'émulsion eau-brut soit assez fine. Le mélange eau-brut s'effectue normalement à travers une vanne de mélange placée à l'entrée du dessaleur. Pour améliorer la diffusion des cristaux de sels dans l'eau, on injecte sous-vent l'eau pour partie à la vanne de mélange, pour partie au refoulement de la pompe de charge.

#### b-Coalescence :

L'émulsion eau-brut, mélange intime de deux liquides non miscibles, est constituée par une phase continue (le brut) et une phase dispersée (l'eau sous forme de gouttelettes dont les dimensions varient de 1 à 10  $\mu\text{m}$ ). Asphaltènes et sables finement divisés (sulfure de fer, par exemple) sont adsorbés à l'interface eau-huile, formant un film visible au microscope. Ces agents stabilisent l'émulsion. La difficulté de la coalescence est donc liée étroitement à la teneur en asphaltènes des bruts traités d'une part, et à la présence de salissures ou de sédiments d'autre part.

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

**C. Décantation :**

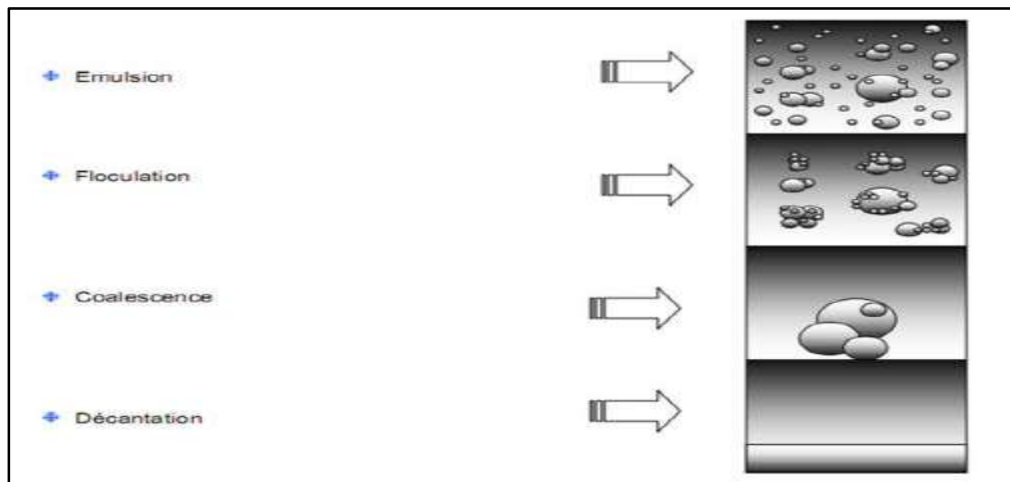
La décantation est régie par la loi de Stokes:

$$V_d = \frac{2}{9} \left\{ \frac{r^2 (\rho_1 - \rho_2) g}{\mu_2} \right\}$$

Avec :

- $V_d$  : Vitesse de décantation (m/s)
- $r$  : Rayon de la goutte d'eau (m) ;
- $\rho_1$  : Masse volumique de la phase dispersée (eau) (kg/m<sup>3</sup>) ;
- $\rho_2$  : Masse volumique de la phase continue (brut) (kg/m<sup>3</sup>) ;
- $\mu_2$  : Viscosité dynamique de la phase continue (Pa .s) ;
- $g$  : Accélération de la pesanteur (9,81 m/s<sup>2</sup>).

Nous pouvons donc résumer l'opération de dessalage par les schémas dans la **(figure III.14)** [24]:



**Figure III.14: Principe de dessalage.**

**VII- Paramètre de réglage du dessaleur:**

Il est intéressant de dresser maintenant l'inventaire des degrés de liberté laissés au choix du raffineur pour obtenir le meilleur rendement du dessaleur.

Nous excluons les paramètres de conception utilisés par les constructeurs pour dimensionner le matériel.

**a. Niveau d'interface eau/brut :**

Le niveau d'eau décantée représente en fait une électrode au potentiel zéro du champ primaire défini avec l'électrode la plus basse de l'installation. Toute variation significative du niveau d'eau modifie le champ primaire et perturbe la coalescence électrique. Il y a donc intérêt à maintenir ce niveau constant, selon les recommandations du constructeur.

### b. Température de dessalage :

La température de la charge du brut est très importante pour le fonctionnement efficace du dessaleur, la température varie entre 70°C et 150°C. Une température plus basse que celle spécifier réduire l'efficacité de dessalage à cause de l'augmentation de la viscosité et par conséquence une difficulté de séparation de l'eau. Des températures plus élevés aussi peuvent réduire l'efficacité de dessalage à cause de plus grande conductivité électrique de pétrole brut. Elle intervient aussi à la vitesse de coalescence par l'intermédiaire de la viscosité qui est très sensible à ce paramètre

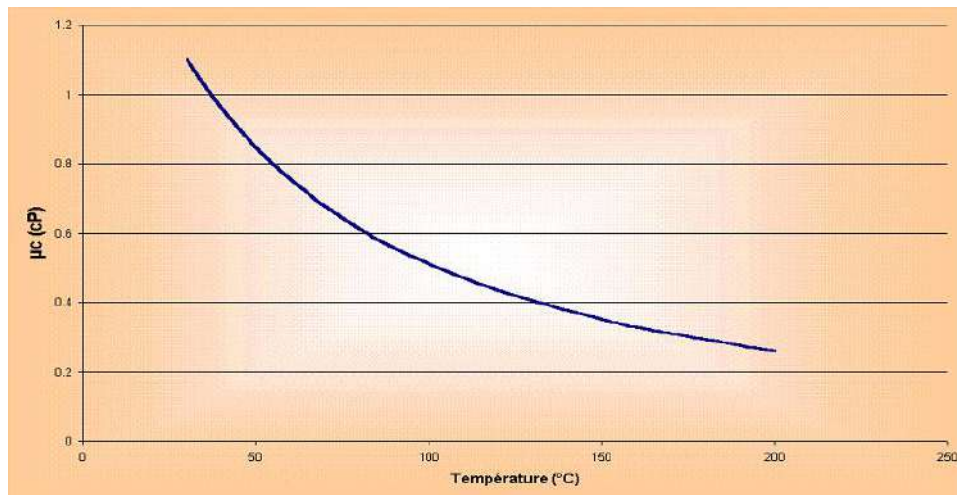


Figure III.15: Influence de la température sur la viscosité.

Le critère de décantation :

$$\frac{(\rho_1 - \rho_2)}{\mu_2}$$

Avec :

- $\rho_1$  : masse volumique de l'eau,
- $\rho_2$  : masse volumique de brut,

- $\mu_2$  : viscosité du brut, est une fonction de la température.

**c. taux d'eau de lavage :**

La force de la coalescence électrique est fonction du taux d'eau de lavage. Pour les bruts lourds de densité API inférieure à 30, on cherchera à combler les lacunes apparentes de la décantation par gravité (paramètre  $(\rho_1 - \rho_2) / \mu_2$  vu plus haut) en augmentant la coalescence électrique, c'est-à-dire en augmentant l'eau de lavage.

**d. Point d'injection de l'eau de lavage :**

Si l'eau de lavage est peu agressive, on intérêt à injecter tout ou partie de cette eau au refoulement de la pompe de charge et avant les échangeurs de préchauffé. Cette possibilité devient impérative si le dessalage se fait à température élevée.

Signalons que certains raffineurs pratiquent avec succès l'injection à l'aspiration des pompes de brut froid.

Précisons enfin qu'une pratique courante consiste à injecter l'eau de lavage pour partie au refoulement de la pompe de charge, pour partie à la vanne de mélange.

**e. Nature d'eau de lavage :**

Il est bon de l'employer après mélange l'eau douce avec l'eau de procédé. Ceci permet d'éliminer l'oxygène par réaction avec les sulfures présents dans les eaux procédés.

**f. Pression de service et les Perte de charge dans la vanne de mélange :**

La pression n'a pas une influence sur la salinité du brut, mais elle peut influencer la marche du dessaleur. La pression dans le dessaleur doit être maintenue à une valeur suffisante de façon à empêcher la vaporisation et une perte d'efficacité de dessalage. Il est très difficile de proposer des règles strictes d'emploi de la vanne de mélange. En effet, une importante augmentation de la pression différentielle risque de former des émulsions stables difficiles à résoudre.

**g. Nature et taux de désémulsifiant :**

Pour compléter l'opération de dessalage électrostatique, on a recours à l'emploi

d'additifs désémulsifiant.

Leurs formules comprennent en général deux ou trois bases. Dont les plus courantes sont des copolymères séquencés (oxyde d'éthylène-oxyde de propylène), parfois condensés avec des résines phénol-formol, des diacides organiques ou des groupements (éthylène diamines) [22].

### VIII- Les différents types de dessaleurs :

Le pétrole brut contient souvent de l'eau, des sels inorganiques, des solides en suspension et des traces de métaux solubles dans l'eau.

La première étape du raffinage consiste à éliminer ces contaminants par dessalage (déshydratation) pour réduire la corrosion, le colmatage et l'encrassement des installations et empêcher l'empoisonnement des catalyseurs dans les unités de production.

Le **dessalage chimique**, la **séparation électrostatique** et la **filtration** sont trois méthodes typiques de dessalage du pétrole brut :

- Dans le **dessalage chimique**, on ajoute de l'eau et des agents tensio-actifs (désémulsifiants) au pétrole brut, on chauffe pour dissoudre ou fixer à l'eau les sels et les autres impuretés, puis on conserve ce mélange dans un bac pour que la phase aqueuse décante.
- Dans le **dessalage électrostatique**, on applique des charges électrostatiques de tension élevée pour concentrer les gouttelettes en suspension dans la partie inférieure du bac de décantation. On ajoute des agents tensio-actifs uniquement lorsque le pétrole brut renferme beaucoup de solides en suspension.
- Un troisième procédé, moins courant, consiste à **filtrer** le pétrole brut chaud sur de la terre à diatomées.

Dans les dessalages chimique et électrostatique, on chauffe la matière première brute jusqu'à une température comprise entre 66 °C et 177 °C, pour réduire la viscosité et la tension superficielle et faciliter ainsi le mélange et la séparation de l'eau; la température est limitée par la pression de vapeur du pétrole brut.

Ces deux méthodes de dessalage sont réalisées en continu. Une base ou un acide sont

parfois ajoutés pour ajuster le pH de l'eau de lavage; on peut aussi ajouter de l'ammoniac pour réduire la corrosion.

Les eaux usées et les contaminants qu'elles contiennent sont repris à la partie inférieure du bac de décantation et acheminés vers l'unité d'épuration des eaux usées [12,22].

**IX- Avantages et inconvénients :**

Les dessaleurs électrostatiques sont les équipements les plus utilisés offshore pour mettre les bruts aux spécifications commerciales.

Ils créent dans le brut des champs électriques importants, pouvant aller jusqu'à 20.000V/cm. Ces champs sont généralement pulsés, c'est à dire de sens constant mais d'amplitude variable. Les plus anciens dessaleurs, comportaient deux nappes d'électrodes horizontales, et induisaient donc deux champs, un primaire entre les électrodes, et un secondaire entre l'électrode inférieure et l'interface eau/huile (type «lowvelocity » de Petrolite).

**XI-1-Avantage:**

- Très bonne efficacité.
- Compacité, temps de séjour autour de 8mn pour les plus récents.
- Marche dégradée possible.
- Indicateurs de dysfonctionnement en temps réel.
- Réglage possible et facile.
- Limitent la consommation de produits chimiques.

**XI-2-Inconvénients :**

- Teneur en eau limitée à l'entrée (15-20% maxi).
- Nécessité de deux étages si BSW élevé (déshydratation et dessalage).
- Phase gaz interdite, d'où le plus souvent nécessité d'ajouter une pompe en amont.
- coût, consommation électrique [12].



## **Chapitre IV**

# **Traitement de l'émulsion par produits chimiques**



**I- Introduction :**

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

La désémulsification chimique est la méthode la plus largement appliquée dans le traitement des émulsions eau-en-pétrole et pétrole-en-eau et comprend l'utilisation d'additives chimique afin d'accélérer le processus de rupture des émulsions [25].

**II- La désémulsification :**

Encore appelée la rupture de l'émulsion, la déémulsification. Elle consiste en la séparation d'une émulsion en deux phases différentes et homogènes ou en une seule phase homogène

La majorité du pétrole brut produit dans le monde renferme de différentes proportion d'eau en émulsion, eau généralement salée à des taux pouvant aller parfois jusqu'à la saturation.

Il est nécessaire ou souhaitable de dessaler et de désémulsionner ces bruts sur le champ de production pour de nombreuses raisons :

- La présence de quantité trop importante d'eau dans le brut déclenche l'application de pénalités.
- L'évacuation de l'eau désémulsionnée permet d'économiser les l'énergie nécessaire au transport.
- Le dessalage et la désémulsion diminuent de façon importante la corrosion des équipements de production [26].

**II- 1- processus de désémulsification :**

Un nombre de règles générales aident à former une connaissance de base sur la manière suivante laquelle une émulsion se comporte dans un cadre commerciale au cours de la rupture d'émulsion.

Primo, les émulsions pétrolières sont composées principalement de liquide immiscible. La séparation devrait être la tendance naturelle de ces liquides en assurant la densité différente entre les liquides existant, secundo, le taux de stabilisation gravitationnelle est dépendant de la tension de la surface des gouttelettes qui forment la phase interne de l'émulsion. Les grandes gouttelettes ont moins de tension de surface que les petites gouttelettes en fonction de la masse. Donc, toute chose pouvant être faite pour augmenter le volume des gouttelettes ou la coalescence augmentera le taux de séparation. Tertio, une émulsion est stable dans le cadre d'un environnement donné. Varier l'environnement peut affecter la stabilité d'une et permettra la séparation des phases. En fin, une émulsion stable existe seulement dans la présence d'agent émulsifiant. La neutralisation, l'altération ou l'élimination des agents émulsifiants permettra aux liquides immiscibles de se séparer [27].

### **III- les Désémulsifiants:**

Un désémulsifiant est une substance liquide utilisée pour faciliter la séparation de deux (ou plusieurs) phases non miscibles se présentant sous la forme d'une émulsion.

Les produits pétrolier soumis à une agitation en présence d'eau (agitation naturelle des vagues, passages à travers la pompes d'un récupérateur ...) forment lorsqu'ils sont chargés en composés polaires des émulsions inverses par incorporation de gouttelettes d'eau dans la phase huile : ces émulsions, qui peuvent contenir jusqu'à 80% d'eau, se présentent sous l'aspect d'une masse collante, visqueuse, de couleur marron plus ou moins foncé, d'où son appellation d mousse au chocolat.

La formation de ces émulsions inverses constitue, avec l'évaporation des fractions légères, le phénomène qui influe le plus forte sur la viscosité d'un polluant pétrolier au cours de son vieillissement en mer, exemple le brut de Amoco Cadiz, viscosité de ce brut a été multipliée par 200 suite à la formation d'une émulsion contenant 75 % d'eau ; L'émulsification augmente considérablement le volume de la pollution et de ce fait complique les opérations ; L'incorporation de 75 % d'eau a pour effet de multiplier par 4 le volume de la pollution.

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 de polluant ; Après décantation, le volume de pétrole à éliminer peut être notablement réduit et l'eau de décantation est rejetée.

Il n'existe aujourd'hui pour ces produits qu'un test d'efficacité qui demande à être amélioré (il mesure la vitesse de décantation d'une émulsion) et quelques résultats d'essais concernant la toxicité des eaux décantées après traitement qui, est en temps normal, sont rejetées dans le milieu.

Il sera nécessaire de définir pour ces critères une méthodologie précise et des seuils d'acceptation pour mettre en place une procédure de teste [6, 28,29].

### III- 1- 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 le système d'émulsions [27].

### III- 2- Les propriétés physiques et chimiques des désémulsifiants :

Etant donné que les désémulsifiants sont des surfactants, comprendre leur rôle comme des agents actifs à la surface est très important. Il y a, à la base, deux groupes dans la molécule du désémulsifiants, un groupe hydrophobe (qui n'aime pas l'eau) et l'autre hydrophile (qui aime l'eau). La molécule du désémulsifiant peut être représentée comme dans la (figure IV.16)

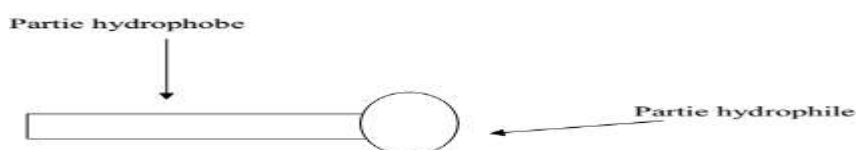


Figure IV.16: structure de base du désémulsifiant.

Le groupe hydrophobe étant une longue chaîne de groupe alkyle n'est pas repoussée par l'eau.

L'effet hydrophile fait référence aux éléments ayant une nature préférant l'eau (atome, molécule, gouttelettes et particules). Hydrophile signifie habituellement qu'un élément préfère la phase aqueuse plutôt que celle huileuse[27].

**III- 3-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 [27].

**III- 4-Principes d'action des désémulsifiants :**

Pour une émulsion donnée, la vitesse de séparation des gouttelettes dépend de leur rayon, la différence de masse volumique des deux phases et de la viscosité (loi de Stocks):

$$Vd = \frac{2 g (\text{Rayon Gouttelette})^2 * (\text{densité eau} - \text{densité Huile})}{9 \text{ Viscosité Dyn}}$$

Les désémulsifiants sont des composés qui, injectés en très faible quantité, se dispersent dans l'émulsion, diffusent jusqu'à l'interface eau/huile et jouant le rôle de déstabilisants. Leurs mécanismes d'action sont de plusieurs types:

- Diminution ou annulation des charges électrostatiques responsables des répulsions entre les gouttelettes.... (Neutralisation)
- Modification de la mouillabilité des particules solides adsorbées à l'interface. .... (Dé-mouillage).
- Modification de la viscoélasticité du film inter-facial..... (Fluidification) w

Les deux principales étapes de la désémulsion sont:

La Coalescence ( $\rightarrow \leftarrow$ ) & la Décantation ( $\downarrow$ )

Les composés désémulsionnants comportent une chaîne hydrocarbonée lipophile et un groupement hydrophile, ce qui leur confère des propriétés tensio-actives.

Il n' existe pas de méthode théorique de sélection du désémulsifiant le plus approprié, si bien que, pour un type d'émulsion donné, le produit le plus indiqué doit être déterminé par des tests effectués en Laboratoire. Les tests les plus universellement utilisés, dite: «bottles tests» [27].

**III- 5-Rôle de l'agent désémulsifiants :**

Les performances demandées à un désémulsifiant sont doubles :

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

Les désémulsifiant rencontrés dans le marché sous diverse marques agissant sur les agents émulsions par neutralisation.

Quatre actions essentielles sont requises pour un désémulsifiant :

- Forte attraction par l'interface eau/huile.
- Flocculation.
- Coalescence.
- Mouillage des solides [30].

**III- 6-Quelques exemples de désémulsifiants :****III- 6-1-DGP 7:**

Désémulsifiant pour brut le **DGP 7**

Est un mélange à base de dérivés non ioniques et d'un solvant pétrolier.

**Caractéristiques:**

- Liquide marron foncé.
- Densité : 0,92.
- Point d'éclair : 63°C.
- Point de figeage < -15°C.
- Soluble dans les hydrocarbures, dispersible dans l'eau.

**Applications :**

Le désémulsifiant **DGP 7** est utilisé pour briser les émulsions huile/eau dans la production pétrolière, le raffinage ou toute autre application où une émulsion stable se présente.

**Mode D'emploi :**

Comme tout désémulsifiant le **DGP 7** doit être injecté le plus en amont possible de l'équipement de séparation eau/huile, et si possible en tête des puits qui comportent les émulsions les plus difficiles à résoudre.

Le dosage peut varier de 5 à 50 ppm et plus, selon le type d'émulsion. Il ne peut être établi avec précision qu'à la suite d'un test industriel.

**Sécurité :**

- Le **DGP 7** contient un solvant pétrolier de deuxième catégories. Non soumis à étiquette.
- En cas de projection dans les yeux, rincer abondamment à l'eau.

**III- 6-2-TRIREP SCD N1:**

Inhibiteur de dépôts minéraux, de corrosion, de naphthènes et désémulsifiant.

Le **TRIREP SCD N1** est un mélange trifonctionnel, constitué d'inhibiteurs de corrosion et de dépôts minéraux et d'un désémulsifiant de brut spécialement conçu pour l'injection en puits offshore profond.

**Caractéristiques :**

- Etat physique : Liquide.
- Couleur : Orange.
- Odeur : Alcool.
- Densité à 20°C : 0,99 g/ml.
- pH à 1% dans l'eau à 20°C : 5,0 – 6,5.
- Point d'éclair : > 61°C en coupelle fermée.
- Solubilités à 20°C : Emulsionnable à l'eau.

**Applications :**

Le **TRIREP SCD N1** est un mélange d'inhibiteurs de dépôts minéraux (carbonate de calcium, sulfates de baryum et de strontium, etc.) et de composés aminés aux propriétés filmantes, spécialement conçu pour protéger les réseaux de collectes, les puits et les unités de production contre la corrosion et l'entartrage. Un désémulsifiant spécifique a été rajouté pour séparer l'eau du pétrole.

Le **TRIREP SCD N1** a été spécialement formulé pour être utilisé à basse température dans les conditions de production en eau profonde

**Mode d'emploi :**

Le **TRIREP SCD N1** s'utilise à des concentrations de l'ordre de 50 à 200 ppm.

Pour obtenir une bonne inhibition, le **TRIREP SCD N1** doit être injecté strictement en continu, pur ou dilué, à l'aide d'une pompe doseuse.

En phase de démarrage, afin de filmer uniformément les surfaces à traiter, il est conseillé d'injecter un batch de **TRIREP SCD N1** correspondant à une quantité de 125 g/m de surface de collectes. La dose calculée doit être injectée en 2 à 3 heures.

**Sécurité :**

Il est conseillé de porter un vêtement approprié, des gants et des lunettes lors de l'utilisation de ce produit. En cas de projection dans les yeux, rincer abondamment à l'eau.

**III- 6-3-Le produit chimique R 899 :**

Le produit R 899 est un désémulsifiant pour brut.

**Caractéristiques :**

- Liquide marron clair.
- soluble dans les solvants organiques.
- dispersible dans l'eau.

**Applications:** Le désémulsifiant (produit chimique R 899) est utilisé pour briser les émulsions huile-eau dans la production pétrolière, le raffinage ou toute autre application où une émulsion stable se présente

**Mode opératoire :**

Pour la mesure de la viscosité nous avons employé le viscosimètre. Dans un bécher on met 300 ml du produit (produit chimique R 899), et on commence les mesures par la tige 1 jusqu'à la tige 4, pour chaque tige on applique différentes vitesses (6, 12, 30, 60 tour/s) [25].

**III- 7-Avantages et inconvénients de la désémulsification :****III- 7-1-Avantages**

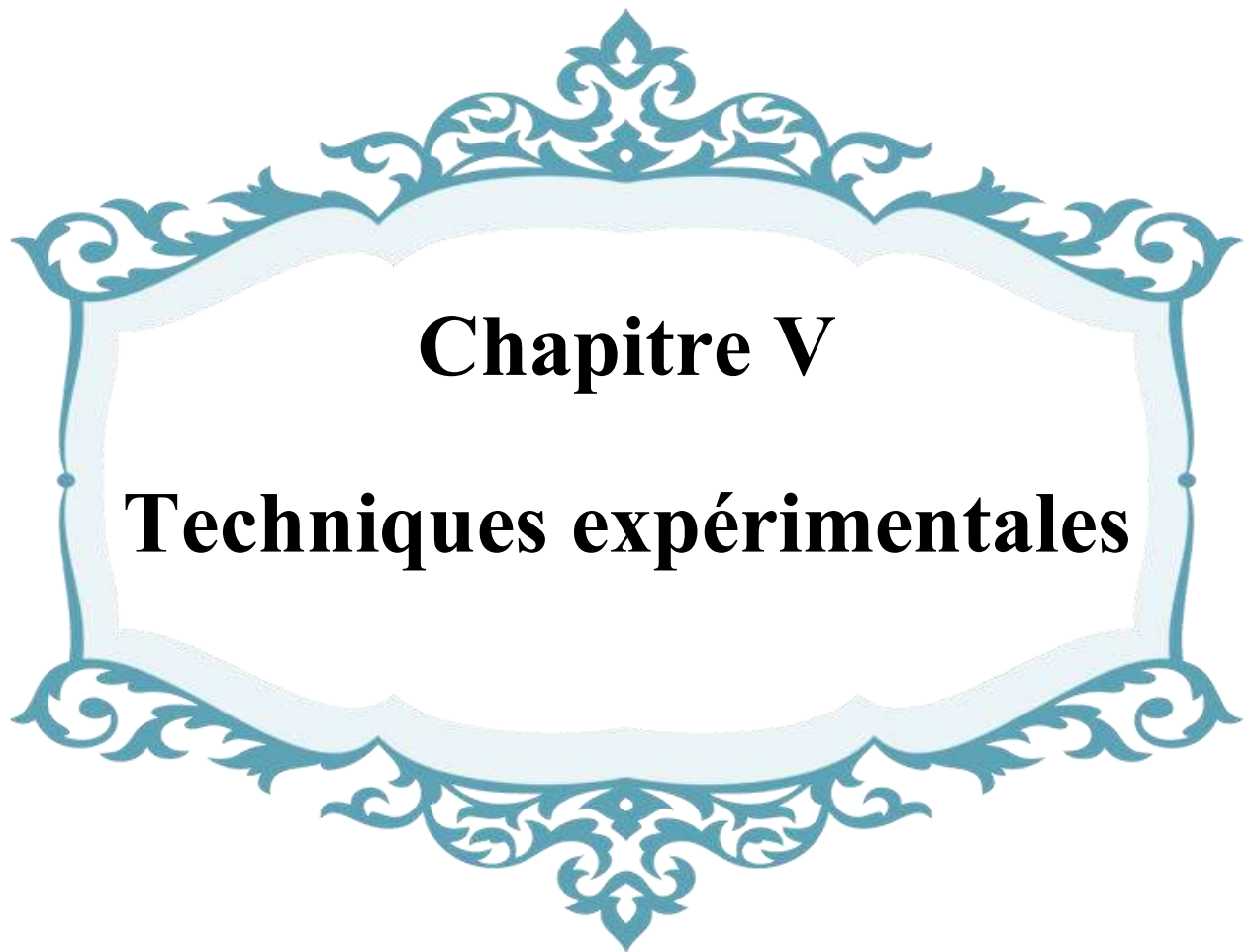
L'exploitation est amenée à séparer l'eau mélangée au brut de la production pour un certain nombre de raison :

- Obtenir un brut conforme à l'exigence des raffineurs.
- Améliorer le rendement de ses installations en facilitant l'écoulement des fluides dans les tubes par la réduction de la viscosité (écoulement diphasique) et en diminuant les volumes à transporter.
- Réduire les risques de corrosion et les couts de transports en séparent rapidement la phase eau.

**III- 7-2-Inconvénients**

La stabilisation de l'émulsion à forte dose et la possibilité d'altération du traitement de l'eau industrielle [6, 28,29].





## **Chapitre V**

# **Techniques expérimentales**

## I- Introduction :

Ce chapitre regroupe les différents traitements utilisés pour éliminer les émulsions et éviter la paraffine par différents produits chimiques Désémulsionnants et Anti-Paraffine et les résultats des tests d'efficacité des produits désémulsionnants effectués sur des échantillons de pétrole brut de la Région de Haoud Berkaoui.

À fait l'objet de "Bottles Tests" au niveau d'entrée de Berkaoui (mélange MP HBK), ainsi qu'au centre de production du champ de Haoud Berkaoui.

Ces essais ont permis la sélection le meilleur dosage de produits pour éliminera le maximum d'émulsion.

## II- Les méthodes de contrôle et d'analyse des différents effluents :

### II- 1-Analyse du brut produit et expédie :

#### a) Mesure de la densité : (annexe 01)

La densité est le rapport du poids d'un certain volume d'échantillon à la température ambiante au poids du même volume d'eau à une température standards.

Elle est mesurée à l'aide d'un densimètre spécifique pour chaque produit qui sera corrigée à 15°C, en appliquant la relation suivante :

$$D_{\text{corrigé}} = D(\text{lue}) + A \times (T(\text{lue}) - 15)$$

Où (A) est le coefficient de correction lu dans des tables et qui dépend de la densité lue.

Voir Tableau des densités corrigées et mode opératoire [31].



Figure.17: Mesure de la densité.

**b) La BSW (Basic Sediment Water):**

C'est le pourcentage de l'eau libre, eau émulsionnée et les sédiments présents dans l'échantillon à analyser.

**➤ Principe :**

Le principe est la détermination de la teneur en eau, de l'eau émulsionnée et des sédiments présentant dans le pétrole brut afin de caractériser la qualité de ce dernier.

**➤ Matériel utilisé :**

Centrifugeuse à des parois coniques, ampoules coniques.

**➤ Mode opératoire :**

- Agiter rigoureusement la bouteille d'échantillon, puis on ouvre la bouteille pour dégager les gaz emprisonné dans le brut.
- Remplir les ampoules coniques avec du brut à la hauteur de 100 ml.
- Introduire les ampoules dans la centrifugeuse.
- Eviter la différence de volume dans les ampoules coniques pour éviter le déséquilibre dans la centrifugation.
- Régler la vitesse de rotation de la centrifugeuse doucement jusqu'à atteindre la vitesse de rotation de 2000 tr/mn.
- Régler la minuterie de la centrifugeuse à 10 mn.
- Stopper la centrifugeuse et retirer les ampoules de l'intérieure.
- Noter les pourcentages en volume de l'émulsion, l'eau libre et sédiments.
- Si l'émulsion n'est pas visible à cause des paraffines plonger l'ampoule conique dans un Bain-marie chauffé à une température de 50°C pendant 5mn, puis noter le % d'émulsion.
- Si l'émulsion représente des traces nous n'avons nullement besoin de déterminer l'eau résiduelle.
- Si l'émulsion est importante nous procédons à la détermination du pourcentage de l'eau résiduelle.
- Rapporter le contenu des ampoules dans un bain marie à 60°C +/- 1°C pendant 10mn.
- Ajouter 2 à 3 gouttes du desémulsifiant (desémulsifiant Universel) pour casser l'émulsion.

- Agiter bien l'ampoule, puis rapporter le contenu des ampoules dans un bain marie à (60°C +/- 1°C) pendant 10mn.
- Retirer les ampoules du bain, les agiter et les placer dans la centrifugeuse.
- Centrifuger pendant 10 mn à une vitesse de rotation de 2000 tr/mn.
- Stopper la centrifugeuse, retirer les ampoules et puis noter le pourcentage de l'eau résiduelle.



Figure V.18: Mesure de la BSW.

**c) La salinité : (annexe 02)**

C'est la quantité de sel présent dans l'échantillon à analyser.

Ce test nous permet d'évaluer la qualité du pétrole (en termes de présence d'eau et de minéraux qui causent la corrosion). Pour améliorer la séparation eau huile et accélérer le processus de séparation le pétrole est préalablement dilué dans l'essence. Le titrage se fait sur l'extrait aqueux par le nitrate d'argent en présence de chromate de potassium comme indicateur.

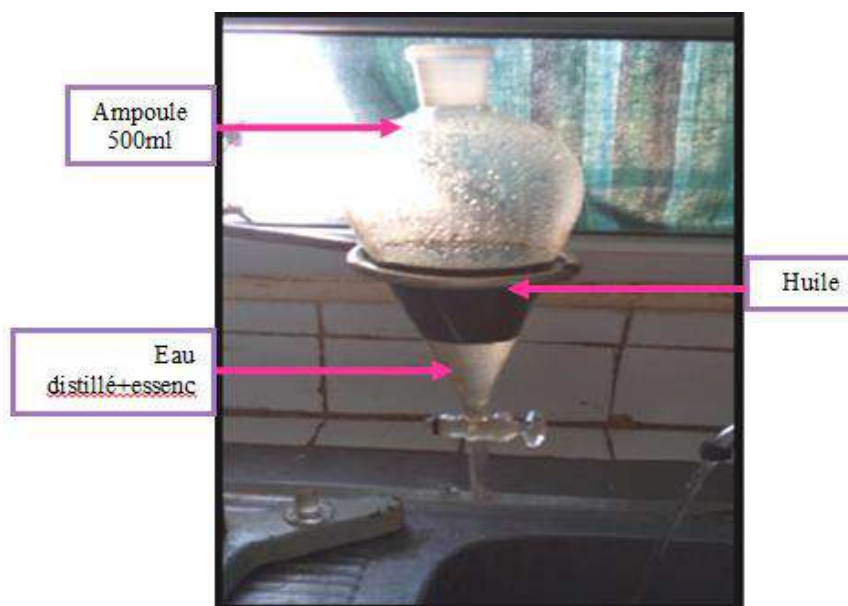


Figure V.19: Extraction liquide-liquide.

➤ **Réactifs :**

- Nitrate d'argent  $AgNO_3$ .
- Chromate de potassium  $K_2CrO_4$ .

➤ **Mode opératoire :**

1. Agiter l'échantillon à la température ambiante.
2. Prélever 100 ml dans une éprouvette, puis verser le contenu dans une ampoule à décanter.
3. Rincer l'éprouvette avec de l'essence (par petites portions sans dépasser les 100 ml) que l'on ajoutera au brut de l'ampoule.
4. Ajouter 100 ml d'eau chaude.
5. Renverser l'ampoule 2 ou 3 fois, puis ouvrir délicatement le bouchon pour libérer la pression des gaz. Recommencer jusqu'à pression nulle.
6. Agiter vigoureusement l'ampoule pendant 2 minutes, puis laisser décanter 20 minutes.
7. Prélever 10 ml de l'extrait aqueux dans un bécher.
8. Ajouter 3 ml de Chromate de Potassium  $K_2CrO_4$ .
9. Titrer à l'aide de Nitrate d'Argent  $AgNO_3$  jusqu'au premier virage (*coloration rouge brique*) [31].

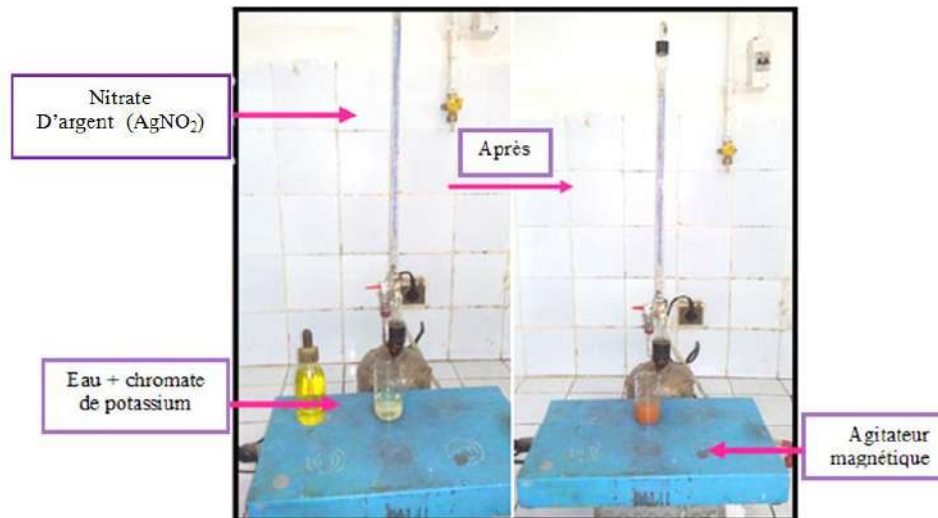


Figure V.20: Le dosage par la méthode de MOHR.

## II- 2-Injection des produits chimiques de traitement:

Les produits chimiques de traitement injectés sont destinés au traitement du brut et du gaz, et sont :

### a) Le désémulsifiant :

Un produit chimique qui permet d'éliminer l'émulsion (huile-eau) donc qui facilite la libération de l'eau pour la séparation des différentes phases (eau-huile-gaz).

On a :

### Le Désémulsifiants DMO 86095:

#### ➤ Description:

Le Désémulsifiants **DMO 86095** est un mélange des matériaux tensio-actifs particulièrement mélangés dans un système dissolvant contenant les hydrocarbures aromatiques.



Figure V.21 : le désémulsifiants DMO86095.

➤ **Application:**

Le Désémulsifiants **DMO 86095** est recommandé pour déshydrater les émulsions produites de pétrole brut.

Etait développé particulièrement pour des systèmes de la Mer du Nord l'exigence de la résolution rapide des phases d'oil/water, mais prouvera effective sur un éventail de pétrole brut des types et le dosage optimum varing de champ de systèmes de traitement doivent être déterminés par l'essai sur le terrain.

➤ **Les Dispositifs:**

- baisse rapide et complète de l'eau
- produit l'eau propre

➤ **Les avantages:**

- produit l'huile vendable rapide
- coûts réduits de branchement et de disposition de filtre

➤ **Sûreté et manipulation:**

Ce produit est disponible dans des fûts (capacité nominale 200 litres).

Avant de manipuler le stockage ou l'utilisation voyez la fiche technique matérielle de sûreté.

**b) L'anti-paraffine :**

Un produit chimique qui permet d'éviter la formation des paraffines (une chaîne carbonée très longue qui se forme à une basse température de 10 à 30 °C, elle est visqueuse et devient solide quand la température atteint environs 0°C) qui peuvent causer des bouchages au niveau des conduites, emprisonner l'eau et l'empêche de se séparer du pétrole.

**Inhibiteur de paraffines (prochinor AP 104)**

Figure V.22 : Anti paraffine prochinor AP 104.

➤ **Nature:**

Polymères organiques dans un solvant aromatique

➤ **Spécification:**

	min	max
Aspect à 25 c°	liquide	
Masse volumique à 25 c° (kg/m <sup>3</sup> )	920	945
Viscosité à 25 c° mPa.s (cPo)	12	30

➤ **Valeurs indicatives:**

- Point de solidification  $\leq -40$  c°
- Point d'éclair 62 c°

**Solubilité** : insoluble dans l'eau, soluble dans les hydrocarbures aromatiques.

➤ **Utilisation:**

**Le prochinor AP 104** est un anti dépôt de paraffines spécialement conçu pour le traitement des pétroles bruts. il est utilisé pour éviter l'apparition de dépôt de paraffines dans les conduites, tubings et stockages de pétrole brut et a pour effet de maintenir en suspension



les microcristaux de paraffine. Il peut également contribuer à améliorer la rhéologie des fluides.

➤ **Mode d'emploi :**

Le **prochinor AP 104** a un effet préventif sur les mécanismes de déposition des paraffines : il doit être injecté en continu le plus en amont possible

Les doses d'utilisation doivent être déterminées par des tests de laboratoire. Le dosage est en général de quelques dizaines à plusieurs centaines de ppm suivant la nature de brut et les conditions de température.

### III- Etude d'efficacité des produits désémulsionnants :

#### III- 1-La méthode de Bottle Test :

- On procède au test blanc c.à.d. On détermine la salinité et la B.S.W. (Basic Sédiment & Water) d'un échantillon de 100 ml de brut assez émulsionnée.
- Dans des éprouvettes spéciales qui contiennent chacune 100 ml du même échantillon de brut précédemment testé, On introduit des petites quantités (p.p.m.) de désémulsifiants à tester.
- On Agite les éprouvettes par 20 retournements successifs d'une manière aussi reproductible que possible.
- On plonge les éprouvettes dans un bain thermostat à la température existant dans le séparateur.
- On note la quantité d'eau décantée à intervalle régulier (10mn,20mn..... 4h) et en fin de décantation:
  1. L'aspect de l'interface eau-huile (filaments, trouble, sludge)
  2. La limpidité de l'eau
  3. La salinité
  4. La BSW & L'Eau Résiduaire

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

$$\text{Efficacité en \%} = \frac{\% \text{ Eau décantée} - \% \text{ Eau libre}}{\% \text{ Eau résiduelle}}$$



**Figure V.23: méthode de Bottle test.**

### **III- 2-Résultats des essais :**

Les résultats des tests sont présentés sur les tableaux

Ces résultats ont montré le meilleur dosage qui donne une bonne efficacité. Cette, de la nature du brut et du temps de rétention.

En séparer l'eau mélangée au brut de la production pour un certain nombre de raisons :

- Obtenir un brut conforme à l'exigence des raffineurs.
- Améliorer le rendement de ses installations en facilitant l'écoulement des fluides dans les tubes par la réduction de la viscosité (écoulement diphasique) et en diminuant les volumes à transporter.
- Réduire les risques de corrosion et les coûts de transport en séparant rapidement la phase eau qui peut être facilement éliminée [32].

### **III- 2-1-Première expérience :**

- Date d'échantillonnage : 19Février 2017
- Heure d'échantillonnage : 9:00h
- Lieu d'échantillonnage : entrée de Berkaoui (mélange MP HBK)
- Température : 13°C
- Densité:0.821 à 13°C
- Densité corrigé : 0.8196 à 15°C

BSW :

- Eau émulsionnée : 6 %
- Eau résiduelle : 4.9 %

(Tableau V.1): Efficacité du produit dés émulsionnant (DMO 86095)

Dose Temp	Témoin		7 ppm		14 ppm		21ppm		28 ppm		35 ppm	
	% Eau	% Eff	% Eau	% Eff	% Eau	% Eff	% Eau	% Eff	% Eau	% Eff	% Eau	% Eff
10 min	0	0	0.3	6.12	0.25	5.10	0.4	8.16	0.45	9.18	0.7	14.28
20 min	0	0	0.4	8.16	0.6	12.24	0.8	16.32	1.1	22.44	1.2	24.48
30 min	0	0	0.5	10.20	0.7	14.28	0.8	16.32	1.5	30.61	1.5	30.61
40 min	0	0	0.6	12.24	0.8	16.32	0.9	18.36	1.7	34.69	1.6	32.65
50 min	0	0	0.6	12.24	0.9	18.32	0.9	18.36	1.9	38.77	1.8	36.73
1 heure	0	0	0.6	12.24	0.9	18.32	1.0	20.40	2.0	40.81	1.9	38.77
2 heures	0	0	0.7	14.28	1.2	24.48	1.15	23.46	2.1	42.85	2.0	40.81
3 heures	0	0	0.8	16.32	1.5	30.61	1.95	39.79	2.1	42.85	2.1	42.85
4 heures	0	0	0.8	16.32	1.7	34.69	2.1	42.85	2.1	42.85	2.1	42.85

- Salinité de Témoin:8880 mg/L
- Salinité 1 (7 ppm ; 5 ml) : 1158 mg/L
- Salinité 2 (14 ppm ; 5 ml): 1041mg/L
- Salinité 3 (21ppm ; 5 ml):1041mg/L
- Salinité 4 (28 ppm ; 5 ml):690 mg/L
- Salinité 5(35 ppm ; 5 ml):1041mg/l

**III- 2-2-Deuxième experience:**

- Date d'échantillonnage : 22 février 2017
- Heure d'échantillonnage : 9 h 00
- Lieu d'échantillonnage : entrée de Berkaoui (mélange MP HBK)
- Température : 16°C
- Densité: 0.827à 16 °C
- Densité corrigé:0.8277 à 15 °C

BSW :

- Eau émulsionnée : 16 %
- Eau résiduelle : 9.8 %

(Tableau V.2): Efficacité les produits désémulsionnant (DMO 86095 + ANTI PARAFFINE AP104)

doses Temps	Témoin		7 ppm+ 28 ppm Anti-paraffine		14 ppm+ 28 ppm Anti- paraffine		21 ppm+ 28 ppm Anti- paraffine		28ppm+ 28 ppm Anti- paraffine		50 ppm+ 28 ppm Anti- paraffine	
	% Eau	% Eff	% Eau	% Eff	% Eau	% Eff	% Eau	% Eff	% Eau	% Eff	% Eau	% Eff
10 min	0	0	2.7	27.55	4.5	45.91	5.5	56.12	6	61.22	5	51.02
20 min	0	0	3	30.61	5.1	52.04	7	71.72	7	71.72	7	71.72
30 min	0	0	4	40.81	6	61.22	7	71.72	8	81.63	7	71.72
40 min	0	0	5.5	56.12	6	61.22	7.5	76.53	8	81.63	7.5	76.53
50 min	0	0	6	61.22	6.5	66.32	7.5	76.53	8	81.63	7.5	76.53
1 heure	0	0	6	61.22	6.5	66.32	8	81.63	8.5	86.73	8	81.63
2 heures	0	0	7	71.72	7	71.72	8	81.63	8.5	86.73	8.5	86.73
3 heures	0	0	7.5	76.53	7	71.72	8	81.63	9	91.83	8.5	86.73
4 heures	0	0	7.5	76.53	7	71.72	8	81.63	9	91.83	8.5	86.73

- Salinité de Témoin:23388 mg/L
- Salinité 1 (7 ppm ; 5 ml) : 1041 mg/L
- Salinité 2(14 ppm ; 5 ml): 807 mg/L
- Salinité 3 (21ppm ; 5 ml):5019 mg/L
- Salinité 4 (28 ppm ; 5 ml):1158 mg/L
- Salinité 5 (35 ppm ; 5 ml):1392 mg/l

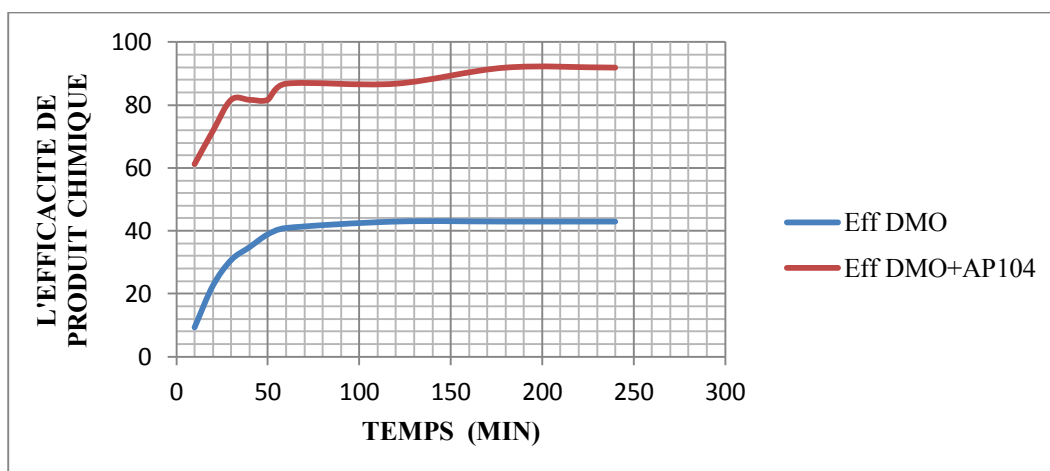


Figure.V.24: l'efficacité de produit chimique (DMO et AP104) en fonction de temps.

**Interprétation:**

La (**figureV.24**) présente l'efficacité des produit chimiques (désémulsifiant et un anti paraffine) en fonction de temps.

D'après cette figure on remarque que l'efficacité augmente avec le temps jusqu'à une valeur maximal. Pour le DMO l'efficacité maximale est 42.85% et quand on utilise un désémulsifiants et un anti paraffine l'efficacité maximal elle est de 90.83% .Alors l'efficacité augmente lors de déstabilisation des émulsions eau-brut par les produits chimiques.

A partir des résultats nous concluons que l'utilisation de 2 produits (désémulsifiant et un anti paraffine) à la fois donne une très bonne efficacité par rapport l'utilisation d'un seul produit (désémulsifiant).

**III- 3-Etude économiques:****III- 3-1-La première expérience: (Désémulsifiant)**

La production / ans nécessite une quantité de 326.52 fue (65304 l) qui coûte 213472.24 €.

**III- 3-2-La deuxième expérience :(Désémulsifiant et un anti paraffine)**

La production /ans nécessite une quantité de 326.52 fue (65304 l) qui coûté 286032.26 €  
Par comparaison entre l'efficacité et le coût des deux expériences en favorise la deuxième expérience où en utilise les désémulsifiants et les artis paraffines parce que elle donne une efficacité de 90 % avec un coût de 286032.26 €.



**Conclusion  
générale**

### Conclusion générale:

Ce travail a permis d'acquérir des informations pratiques et d'avoir les différentes équipements et produits utilisés à HBK.

Le pétrole est généralement un produit sous la forme d'une émulsion eau dans l'huile. Dans la formation, (le brut se trouve en contact avec l'eau).

Les calculs montrent que le traitement par produits donne une bonne efficacité, elle avoisine les 91.83 % avec une salinité de 1158 mg/l.

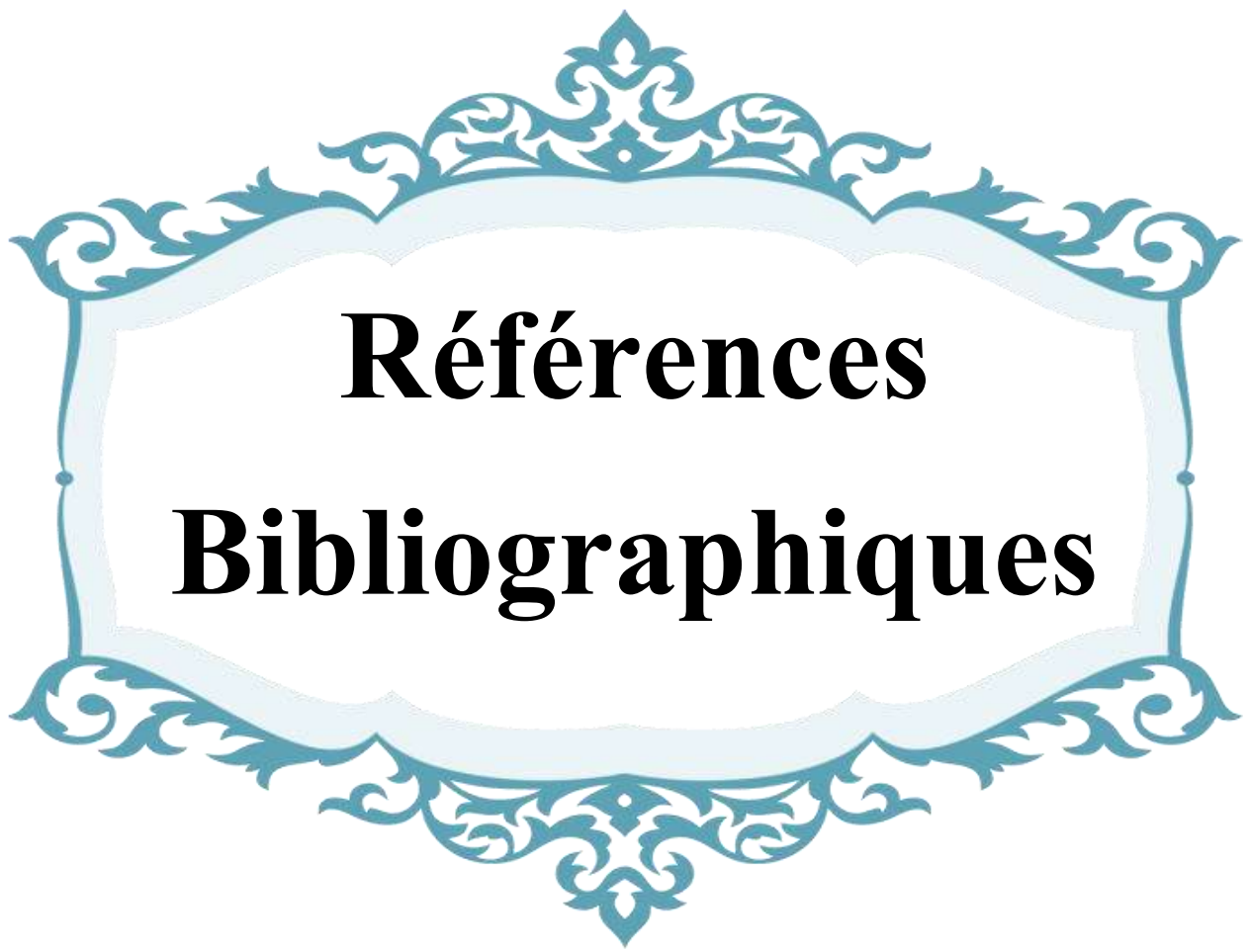
L'efficacité atteint avec l'injection de désémulsifiants et un anti paraffine car la paraffine peut également être la cause de la stabilisation d'émulsion.

L'exploitant est amené à séparer l'eau mélangée au brut de la production pour un certain nombre de raisons :

Obtenir un brut conforme à l'exigence des raffineurs.

Améliorer le rendement de ses installations en facilitant l'écoulement des fluides dans les tubes par la réduction de la viscosité (écoulement diphasique) et en diminuant les volumes à transporter.

Réduire les risques de corrosion et les coûts de transport en séparant rapidement la phase eau qui peut être facilement éliminée.



**Références  
Bibliographiques**



## Références bibliographiques

---

- [1]Mémoire de MAGISTER, Spécialité : Géologie.Option : Géologie de Réservoirs. Année de la première inscription: **2012/2013**,Thème.ETUDE GEOLOGIQUE ET PETROPHYSIQUE DU RESERVOIR SERIE INFERIEURE DE HAUD BERKAOUI (OUARGLA), SUD – EST ALGERIEN.
- [2]AIT Salem, H. 1990. Le Trias Détritique de l’Oued Mya (Sahara Algérien), Sédimentation Estuarienne, Diagnèse et Porogenèse potentialités pétrolières. Thèse de Doctorat, Univ : Lyon I, France.
- [3]Beicip- Sonatrach.1992. Evolution des réserves « région d’Oued Mya ». Volume II.
- [4] Document SONATRACH de la région Haoud Berkaoui.
- [5]Recherche internet «[https://www. Google.com](https://www.Google.com) : articles de Wikipédia ».
- [6] Document de IFP training (Institut Française de Pétrole).
- [7] Miguel Rondon, Influence de la formulation physico-chimique et des propriétés interfaciales sur la stabilité des émulsions asphaltènes-eau-huile. Application à la déshydratation du pétrole, THESE de DOCTORAT, ACADEMIE de BORDEAUX, 2006.
- [8]Albert L.,pétrole gaz et les autres énergies.
- [9]BELKHIR Nabil et TORCHE Mohammed ; Vérification du calcul d’une unité de dessalage du pétrole brut ; mémoire d’ingénieur ; Université de Boumerdès ; 2007 ; 93 p.
- [10]Ken Arnold et Maurice Stewart ; Crude Oil Treating and Oil Desalting Systems ; Chapitre 7 ; Surface Production Operations ; AMEC Paragon, Houston, Texas ; 2008; pp 351–456.
- [11]Feiyue Wu, Hong Li ; Study on the divided-wall electric desalting technology for Suizhong crude oil ; Desalination ; Volume 307 ; Jiangsu Key Laboratory for Chemistry of Low-Dimensional Materials, College of Chemistry and Chemical Engineering, Huaiyin Normal University, Huai'an, 223300, P.R. China ; 2012 ; pp 20-25.
- [12] Document de TOTAL ; Manuel de formation ; Cours exp-pr-eq090 ; (2007) ; p 4-97.
- [13]Smith C., SPE applied technology workshop, France, Pau,2008.
- [14]McLeod N.,SPE applied technology workshop, France, Pau,2008.

## Références bibliographiques

---

- [15] **Alouche J.**, développement de nouvelles méthodes pour l'élaboration d'émulsions multiples eau/huile/eau, THESE de DOCTORAT, INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE LORRAINE, **2003**.
- [16] **Khoja Med**, les fluides de forage, THESE de DOCTORAT, université d'Ouargla, **2008**.
- [17] **Khamssa Moussa**, la séparation et ses problèmes rencontrés à Hassi R'mel, université de Ouargla, **2005**.
- [18] **Labed Hassiba**, étude physico-chimique des tensioactifs utilisés dans les boues de forage et évaluation de leurs propriétés mouillantes.
- [19] physico-chimie de surfaces « C.E. Chitour » (école nationale polytechnique), Alger. Volume I. Interface gaz-liquide, liquide-liquide. **1992**.
- [20] **J.P. WAUQUIER** (produits pétroliers) Tom I page 5-15
- [21] **J.M. BOUMANN**. Dessalage du pétrole brut sur champs de production. Revue IFP. **(2011)**.
- [22] **J.P. WAUQUIER**. Le raffinage du pétrole brut. Procédé de séparation. Édition Technip. Tome 2. **(1998)**.
- [23] **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)**.
- [24] **Brahim Dorban**. Etude et optimisation des dessaleurs électrostatiques. (MAGISTER) : Raffinage. Boumerdes, **(2003)**.
- [25] **Chaabi fatima**, Mémoire Présenté en vue de l'obtention du diplôme de Master, Option Chimie, Thème : **Caractérisation physico-chimique d'un désémulsifiant « le chimec R 899 »**
- [26] **Khamssa Moussa**, la séparation et ses problèmes rencontrés à Hassi R'mel, diplôme de master, université de Ouargla, **2005**.
- [27] **Dr HANAPI Binmat.**, **Dr ARIFFIN Samuri** study on demulsifier formulation for treating Malaysian crude oil emulsion, Associate professor.
- [28] Production et traitement des pétroles brutes salés ; Edition technip 1976\*27 RUE GINOUX\* 75737 PARIS CEDEX 15.
- [29] Technique de l'ingénieur « Emulsification-Elaboration et Etudes des Emulsions ».
- [30] document .power point de service corrosion à Haoud Berkaoui Ouargla Baker Hughes.
- [31] rapport de stage HBK service traitement corrosion \*LABORATOIRE \* -**2015**
- [32] rapport de prestation de service \*Tests d'efficacité des produits désémulsifiants utilisés dans la région de Haoud Berkaoui\*



***Annexe***

Annexe 01 :

**Tableau des Densités Corrigées**

Densité à T°c de l'essai « Densité mesuré » (g/ml)		Facteur de correction	Densité à T°c de l'essai « Densité mesuré » (g/ml)		Facteur de correction
0,620	0,625	0,00097	0,775	0,780	0,00073
0,625	0,630	0,00096	0,780	0,785	0,00073
0,630	0,635	0,00095	0,785	0,790	0,00072
0,635	0,640	0,00094	0,790	0,795	0,00072
0,640	0,645	0,00093	0,795	0,800	0,00071
0,645	0,650	0,00092	0,800	0,805	0,00070
0,650	0,655	0,00092	0,805	0,810	0,00069
0,655	0,660	0,00091	0,810	0,815	0,00069
0,660	0,665	0,00090	0,815	0,820	0,00069
0,665	0,670	0,00089	0,820	0,825	0,00068
0,670	0,675	0,00089	0,825	0,830	0,00067
0,675	0,680	0,00088	0,830	0,835	0,00067
0,680	0,685	0,00087	0,835	0,840	0,00067
0,685	0,690	0,00087	0,840	0,845	0,00066
0,690	0,695	0,00086	0,845	0,850	0,00066
0,695	0,700	0,00086	0,850	0,855	0,00066
0,700	0,705	0,00085	0,855	0,860	0,00066
0,705	0,710	0,00084	0,860	0,870	0,00065
0,710	0,715	0,00083	0,870	0,880	0,00064
0,715	0,720	0,00083	0,880	0,890	0,00064
0,720	0,725	0,00082	0,890	0,900	0,00064
0,725	0,730	0,00082	0,900	0,910	0,00064
0,730	0,735	0,00081	0,910	0,920	0,00064
0,735	0,740	0,00080	0,920	0,930	0,00064
0,740	0,745	0,00079	0,930	0,940	0,00063
0,745	0,750	0,00079	0,940	0,950	0,00063
0,750	0,755	0,00078	0,950	0,960	0,00063
0,755	0,760	0,00077	0,960	0,970	0,00063
0,760	0,765	0,00076	0,970	0,980	0,00063
0,765	0,770	0,00075	0,980	0,990	0,00063
0,770	0,775	0,00074	0,990	1,000	0,00063

Densité corrigée = Densité Lue + (T °c - 15 °c) \* Facteur de correction

Annexe 02 :

AgNO <sub>3</sub>	0,1	0,5	1	5	10	25	50
0,1	5838	1158	573	105	46,5	11,4	*
0,2	11688	2328	1158	222	105	34,8	11,4
0,3	17538	3498	1743	339	163,5	58,2	23,1
0,4	23388	4668	2328	456	222	81,6	34,8
0,5	29238	5838	2913	573	280,5	105	46,5
0,6	35088	7008	3498	690	339	128,4	51,2
0,7	40938	8178	4083	807	397,5	151,8	69,9
0,8	46788	9348	4668	924	456	175,2	81,6
0,9	52638	10518	5253	1041	514,5	198,6	93,3
1	58488	11688	5838	1158	573	222	105
1,1	64338	12858	6423	1275	690	268,8	128,4
1,2	70188	14028	7008	1392	748,5	292,2	140,1
1,3	76038	15198	7593	1509	807	315,6	151,8
1,4	81888	16368	8178	1626	865,5	339	163,5
1,5	87738	17538	8763	1743	924	362,4	175,2
1,6	93588	18708	9348	1860	982,5	385,8	186,9
1,7	99438	19878	9933	1977	1041	409,2	198,6
1,8	105288	21048	10518	2094	1099,5	432,6	210,3
1,9	111138	22218	11103	2211	1158	456	222
2	116988	23388	11688	2328	1216,5	479,4	233,7
2,1	122838	24558	12273	2445	1275	502,8	245,4
2,2	128688	25728	12858	2562	1333,5	526,2	257,1
2,3	134538	26898	13443	2679	1392	549,6	268,8
2,4	140388	28068	14028	2796	1450,5	573	280,5
2,5	146238	29238	14613	2913	1509	596,4	292,2
2,6	152088	30408	15198	3030	1567,5	619,8	303,9
2,7	157938	31578	15783	3147	1626	643,2	315,6
2,8	163788	32748	16368	3264	1684,5	666,6	327,3
2,9	169638	33918	16953	3381	1743	690	339
3	175488	35088	17538	3498	1801,5	713,4	350,7
3,1	181338	36258	18123	3615	1860	736,8	362,4
3,2	187188	37428	18708	3732	1918,5	760,2	374,1
3,3	193038	38598	19293	3849	1977	783,6	385,8
3,4	198888	39768	19878	3966	2035,5	807	397,5
3,5	204738	40938	20463	4083	2094	830,4	409,2
3,6	210588	42108	21048	4200	2152,5	853,8	420,9
3,7	216438	43278	21633	4317	2211	877,2	432,6
3,8	222288	44448	22218	4434	2269,5	900,6	444,3
3,9	228138	45618	22803	4551	2328	924	456
4	233988	46788	23388	4668	2386,5	947,4	467,7
4,1	239838	47958	23973	4785	2445	970,8	479,4
4,2	245688	49128	24558	4902	2503,5	994,2	491,1
4,3	251538	50298	25143	5019	2562	1017,6	502,8
4,4	257388	51468	25728	5136	2620,5	1041	514,5
4,5	263238	52638	26313	5253	2679	1064,4	526,2
4,6	269088	53808	26898	5370	2737,5	1087,8	537,9
4,7	274938	54978	27483	5487	2796	1111,2	549,6
4,8	280788	56148	28068	5604	2854,5	1134,6	561,3
4,9	286638	57318	28653	5721	2913	1158	573
5	292488	58488	29238	5838	2971,5	1181,4	584,7
5,1	298338	59658	29823	5955	3030	1204,8	596,4
5,2	304188	60828	30408	6072	3088,5	1228,2	608,1
5,3	310038	61998	30993	6189	3147	1251,6	619,8
5,4	315888	63168	31578	6306	3205,5	1275	631,5
5,5	321738	64338	32163	6423	3264	1298,4	643,2
5,6	327588	65508	32748	6540	3322,5	1321,8	654,9
5,7	333438	66678	33333	6657	3381	1345,2	666,6
5,8	339288	67848	33918	6774	3439,5	1368,6	678,3
5,9	345138	69018	34503	6891	3498	1392	690
6	350988	70188	35088	7008			