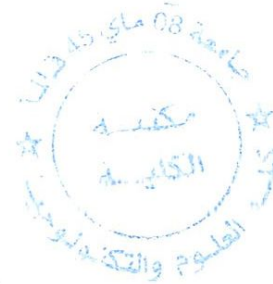


7/1540.843

République Algérienne Démocratique Et Populaire  
Ministère De l'Enseignement Supérieur Et De La Recherche Scientifique



Université 8 Mai 1945 Guelma  
Faculté des Sciences et de la Technologie  
Département : Génie des Procédés



**Mémoire du Projet de fin d'étude**

*2<sup>ème</sup> Année Master*

---

---

***Etude de l'effet du désémulsifiant GR77 sur le traitement des émulsions du pétrole brut au niveau de champ d'IN-AMINAS***

---

---

**Filière : Génie des Procédés**

**Spécialité : Génie chimique**

**Présenté par :**

***Wafa HAMAIDIA***

**Sous la Direction de :**

**Dr. Abdallah CHERAITIA**

**Juin 2016**



## *Remerciements*

*En premier lieu, non tenons à remercier mon Dieu qui a donné la force, le courage et la prospérité pour achever ce travail.*

*Non remercions mon encadreur de mémoire «**CHÉRAITIA**», pour sa confiance, grâce à lui non avons appris ce qu'est la vraie recherche! Non le remercions aussi pour son aide scientifique, encouragement, soutien moral et pour sa large contribution pour l'élaboration de cet œuvre.*

*Mes remerciements vont aussi aux responsables et personnels du département de Génie des Procédés.*

*Mes remerciements vont aussi aux responsables et personnels du laboratoire du DP-IN AMINAS*

*Sans oublier de remercier chaleureusement tous les familles: mes parents, mes sœurs, mes frères pour leur soutien moral et financier.*

*De son encouragement et sa patience durant tous les années d'études de graduation et de post-graduation. Non voudraient qu'elle trouve ici l'expression de mon profond respect.*

# *DEDICACE*

*Je dédie ce modeste travail accompagné d'un profond amour :*

*À mes chers parents*

*Aziz et Leïla*

*Deuxième mère Sabrina*

*Deuxième père Ahmed*

*Pour votre patience, votre bienveillance, vos sacrifices et vos prières*

*Je vous dédie ce travail en gage de ma gratitude éternelle*

*et de mon profond respect*

*À mes chères sœurs et mes chers frères*

*Basma, Imane, Sara, Amine, Bilal, Mohamed*

*Vous étiez toujours à mes côtés, à m'encourager et à me soutenir*

*Pour toutes les aventures que nous avons vécues ensemble et pour vos  
encouragements*

*À mes amies mariame, yamena, khaïra, hanae, narjese..... Et à tous mes amis d'études*

*À tous les membres de la famille. Je leur offre ce travail en témoignage de  
ma gratitude pour leurs encouragements, leurs prières et leur amour.*

*WAFA*



# Sommaire

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction générale ..... 1

## Chapitre I: le pétrole et les émulsions dans l'industrie pétrolière.

I-1 Le pétrole : ..... 4

I-1-1 Définition : ..... 4

I-1-2 Classification des bruts pétroliers : ..... 4

I-1-3 La formation du pétrole ..... 5

I-1-4 La production du pétrole : ..... 5

I-1-5 Composition du pétrole : ..... 5

I-2 Les émulsions : ..... 7

I-2-1 Les type des émulsions : ..... 7

I-2-2 Stabilité des émulsions: ..... 9

I-2-2-1 La taille des gouttes : ..... 9

I-2-2-2 Type d'emulsifiants : ..... 10

I-2-2-3 Teneur en eau : ..... 10

I-2-2-4 La viscosité : ..... 10

I-2-2-5 Les solides : ..... 10

I-2-2-6 Les charges électriques : ..... 10

I-2-2-7 Tension de surface : ..... 11

I-2-2-8 Résistance de pellicule à l'interface : ..... 11

I-2-2-9 Densité : ..... 11

I-2-2-10 Age : ..... 11

## Chapitre II : les procédures de la désémulsification et quelques exemples sur les produits désémulsifiant.

II-1 Introduction : ..... 13

II-2 La désémulsification : ..... 13

II-3 Procèdes de désintégration des émulsions : ..... 14

II-3-1 Procédé mécanique : ..... 14

II-3-2 Procédé électrique : ..... 15

II-3-3 Procédé chimique : ..... 16

II-4 Désémulsifiant: ..... 17

II-4-1 Les propriétés physiques et chimiques des désémulsifiants :.....	17
II-4-2 La classification des désémulsifiants :.....	17
II-4-3 Action des désémulsifiants :.....	18
II-4-3-1 La floculation :.....	18
II-4-3-2 La sédimentation ou le crémage : .....	19
II-4-3-3 Coalescence : .....	20
II-5 Quelques exemples de désémulsifiants :.....	21
1) Désémulsifiant - DGP 7:.....	21
2) Désémulsifiant - chimec R 899 : .....	21
3) Désémulsifiant - PROCHINOR GR 77 : .....	22

**Chapitre III : mesure de quelques paramètres physiques de produit et quelques analyses effectuées où niveau de laboratoire.**

III-1 Introduction :.....	25
III-2 Mesure la viscosité du désémulsifiant-GR77 : .....	25
III-3 La densité du désémulsifiant-GR77 : .....	26
III-4 Détermination du point éclair du GR-77· .....	27
III-5 Analyses effectuées où niveau de laboratoire de DP-IN AMINASE :.....	28
III-5-1 Analyses effectuées sur l'eau : .....	28
III-5-1-1 Mesure du PH :.....	28
III-5-1-2 Mesure de la conductivité : .....	29
III-5-1-3 Mesure de la dureté(TH) :.....	30
III-5-1-4 Mesure de TA et TAC :.....	31
III-5-1-5 Mesure de la dureté calcique : .....	32
III-5-1-6 Mesure de la dureté magnésienne :.....	32
III-5-1-7 Dosage des chlorures (Cl-) :.....	32
III-5-1-8 Dosage du fer total : .....	33
III-5-2 Analyses effectuées sur l'huile :.....	36
III-5-2-1 Acidité :.....	36
III-5-2-2 Teneur en eau :.....	37

**Chapitre IV : l'étude pratique de l'influence de GR77 sur les paramètres du brut.**

IV-1 Introduction :.....	38
IV-2 : Les résultats d'analyse :.....	39
IV-2-1 L'analyse d'eau :.....	39
IV-2-2 L'analyses d'huile :.....	40

IV-3 Détermination du débit de produit GR77 injecté au niveau du manifold : .....	41
IV-3-1 Objet d'application : .....	41
IV-3-2 Appareillage et réactifs : .....	14
IV-3-3 Mode opératoire : .....	42
IV-3-4 les résultats obtenus : .....	42
IV-3-5 Méthode de calcul du débit : .....	43
IV-4 Détermination de la concentration en ppm : .....	43
IV-5 Détermination de la salinité dans le pétrole brut : .....	45
IV-6 Détermination de BSW (Basic Sediment & Water) et % d'émulsion dans le pétrole brut (Méthode par centrifugation) : .....	46
IV-7 Détermination de la densité : .....	49
IV-8 Discussion et synthèse : .....	50
Conclusion générale .....	52

## **Annexes**

### **Références bibliographiques**

## Liste des figures

<b>Figure I-1</b> : Schéma d'un réservoir pétrolier. ....	4
<b>Figure I-2</b> : Classification des bruts pétroliers selon leur °API. ....	5
<b>Figure I-3</b> : Fractionnement SARA. ....	6
<b>Figure I-4</b> : Emulsion E/H. ....	7
<b>Figure I-5</b> : Emulsion H/E. ....	7
<b>Figure I-6</b> : émulsion multiple ....	8
<b>Figure I-7</b> : la taille des gouttes d'eau dans la phase huile. ....	9
<b>Figure II-1</b> : Principe d'une molécule amphiphile. ....	17
<b>Figure II-2</b> : Phénomène de floculation. ....	19
<b>Figure II-3</b> : Phénomène de coalescence. ....	20
<b>Figure II-4</b> : Procédé de rupture d'émulsion. ....	20
<b>Figure II-5</b> : Le désémulsifiant GR77. ....	22
<b>Figure III-1</b> : un bain TAMSON TV 4000. ....	26
<b>Figure III-2</b> : un viscosimètre. ....	26
<b>Figure III-3</b> : tableau de correction. ....	27
<b>Figure III-4</b> : mesure de densité. ....	27
<b>Figure III-5</b> : l'appareil Flash point PENSKY-MARTENS. ....	28
<b>Figure III-6</b> : pH-mètre. ....	29
<b>Figure III-7</b> : conductimètre ....	29
<b>Figure III-8</b> : dosage des ions chlorures. ....	33
<b>Figure III-10</b> : Schéma simplifié d'un spectrophotomètre monofaisceau. ....	35
<b>Figure III-11</b> : Spectrophotomètre de type (DR/2000). ....	36
<b>Figure III-12</b> : montage de l'appareil pour la mesure du teneur en eau. ....	37
<b>Figure IV-1</b> : Vue de derrière d'un centre de séparation. ....	41
<b>Figure IV-2</b> : L'installation d'injection de produit GR77. ....	42
<b>Figure IV-3</b> : La courbe de la variation du débit (l/h) en fonction de la course de la pompe (%). ....	43
<b>Figure IV-4</b> : l'appareillage de la salinité. ....	45
<b>Figure IV-5</b> : Courbe de la salinité en fonction de concentration du désémulsifiant GR77. ....	46
<b>Figure IV-6</b> : centrifuge. ....	47
<b>Figure IV-7</b> : Tube de centrifugation avec lecture d'échantillon. ....	47

**Figure IV-8** : la variation d'émulsion(%) en fonction de concentration de GR 77 injecté. ....48  
**Figure IV-9** : Détermination BSW en fonction de concentration de GR77. ....49  
**Figure IV-10** : Détermination de densité en fonction de concentration de GR77. ....50



## Liste des tableaux

<b>Tableau III-1</b> : résultat d'analyse du désémulsifiant GR77. ....	28
<b>Tableau IV-1</b> : Résultats d'analyses physico-chimiques de l'eau de l'unité MPDL. ....	39
<b>Tableau IV-2</b> : Résultats d'analyses d'un échantillon d'huile.....	40
<b>Tableau IV-3</b> : Volume accueilli en fonction du temps d'injection.. ....	42
<b>Tableau IV-4</b> : Détermination de la concentration en ppm. ....	44
<b>Tableau IV-5</b> : Mesures expérimentales.....	50

## **Introduction générale**

# **Introduction générale**

Le pétrole, qui est depuis une centaine d'années la principale matière première des combustibles liquides, reste compétitif sur le marché énergétique, même à son prix actuel. Il est aussi la matière première de l'industrie pétrochimique, dont sont issus des milliers de produits, tels que lubrifiants, engrais, polymères et plastiques, textiles, et même médicaments [1].

Le pétrole qui se trouve naturellement piégé dans les micropores de formations rocheuses appelées réservoirs ou gisement, où la production de pétrole s'accompagne quasiment systématiquement d'une production d'eau provenant du gisement [1]. Lors du transport de la tête du puits aux installations de surface, ces deux fluides immiscibles traversent des zones d'agitation intense (pompes, vannes, coudes ...) qui conduisent souvent à la formation d'une émulsion eau-dans-huile (E/H). Selon le degré d'agitation et la nature de l'eau et de l'huile produites, les émulsions formées peuvent se séparer naturellement en quelques minutes. Toutefois, dans certains cas, leur séparation peut nécessiter plusieurs semaines si aucun traitement ne leur est appliqué. La présence d'émulsions stables engendre différents problèmes du point de vue de la production mais aussi lors des étapes de raffinage. En production, l'augmentation des coûts de production due aux installations et aux produits de traitement ou encore la baisse du rendement en raison de la durée des opérations de traitement peuvent être citées. Au raffinage, la corrosion des unités de distillation ou l'empoisonnement des catalyseurs lors de l'opération de craquage catalytique sont impactés par les émulsions [2] puis l'eau émulsifiée augmente la viscosité du brut et donc le coût de pompage et de transport. Enfin au moment d'être vendu, le client ne payera pas de l'eau au prix du pétrole. La séparation de ces deux phases s'avère donc nécessaire.

Diverses méthodes existent pour séparer deux phases liquides émulsionnées, mais dans le cas de la production de pétrole c'est la méthode dite « chimique » qui s'avère la plus efficace, l'ajout d'additifs d'émulsifiants en très petite quantité, permet de séparer efficacement l'eau et le pétrole.

Le problème est que ces additifs sont généralement de coût très élevé et que leur conditions d'application sont très spécifiques [1].

Le présent mémoire est constitué de quatre chapitres :

Le premier chapitre représente des généralités sur le pétrole brut, et leur composition ainsi que l'émulsion qui est le principal problème dans le traitement. Le deuxième chapitre se focalise sur les procédures de la désémulsification et quelques exemples sur les produits désémulsifiant, quant au chapitre trois il nous donne un aperçu sur quelques paramètres physiques de produit et certaines analyses effectuées où niveau de laboratoire et enfin dans le quatrième chapitre nous avons fait une étude pratique sur l'influence de GR77 sur la variation des paramètres du pétrole brut.

## **Partie théorique**

**Chapitre I: le pétrole et les émulsions dans  
l'industrie pétrolière**

## I-1 Le pétrole :

### I-1-1 Définition :

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 1) [2].

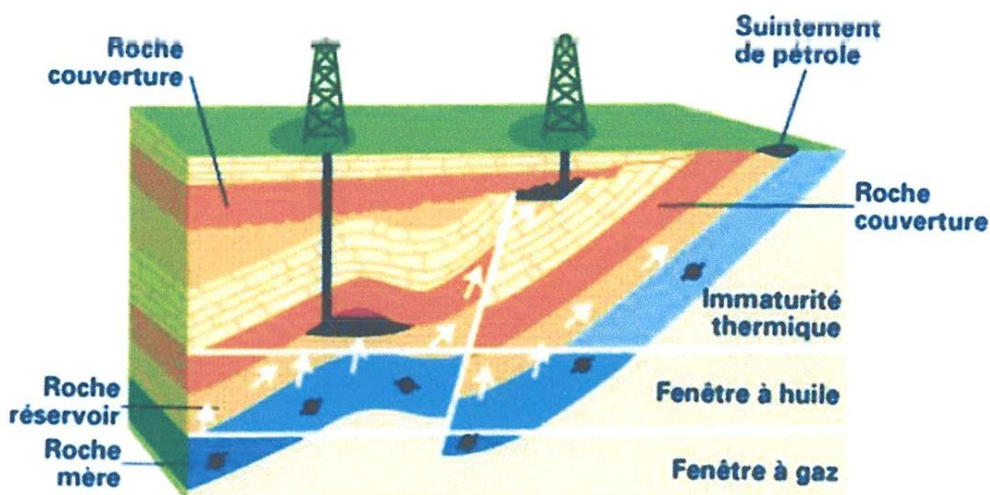


Figure I-1 : Schéma d'un réservoir pétrolier [2].

Le pétrole brut peut être extrait et raffiné pour produire des combustibles comme l'essence, le kérosène, le diesel, etc.

### I-1-2 Classification des bruts pétroliers :

Les bruts sont classés selon leur degré API (American Petroleum Institute) qui est une fonction de leur densité. Selon la valeur du °API on distingue : les bitumes (<8°API), les bruts extra lourds (8-10°API), les bruts lourds (10-20°API), les bruts moyens (20-30°API), les bruts

légers (30-40°API) et les condensés de pétrole (>40°API). L'équivalence entre la densité et le degré API est exprimée par la formule [1]:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{d(15^{\circ}C)} - 131.5 \quad (1)$$

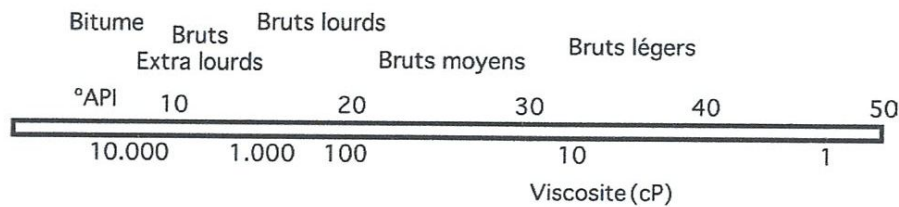


Figure I-2 : Classification des bruts pétroliers selon leur °API [1].

### I-1-3 La formation du pétrole

La formation du pétrole est le résultat de la dégradation progressive de la matière organique déposée dans les bassins sédimentaires. Cette dégradation se fait en trois étapes :

1) **Diagénèse** : produite à pression et à température modérées, elle correspond à un réarrangement chimique de la matière organique, qui aboutit à la formation du kérogène.

2) **Catagénèse** : enfouissement progressif du kérogène sur des échelles de temps géologiques sous pression et température plus élevées. Ceci entraîne la transformation des molécules de kérogène en pétrole par craquage thermique.

3) **Métagénèse** : cette dernière étape n'intervient que dans certains bassins caractérisés par des températures très élevées à de plus grandes profondeurs. Elle consiste en une polycondensation de la structure du kérogène et parallèlement en la production de gaz [1].

### I-1-4 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 où 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 traitements avant le raffinage, principalement, pour la production et la commercialisation de l'essence et d'autres sous-produits [1].

### I-1-5 Composition du pétrole :

Le pétrole contient un grand nombre de composants de différentes structures constitués principalement par des atomes d'hydrogène et de carbone, auxquels s'ajoutent quelques hétéroatomes comme l'oxygène, l'azote, le soufre, et divers métaux. Ces éléments se



trouvent dans de nombreuses structures chimiques présentant un grand nombre d'isoméries possibles. La composition du pétrole n'est exprimée qu'à travers la définition de fractions regroupant un certain nombre de molécules qui présentent des similitudes. Il existe deux procédés principaux pour caractériser le pétrole : la distillation fractionnée et l'analyse SARA. Grâce à la **distillation**, on sépare le pétrole en différentes fractions suivant leur température d'ébullition ( $T_{eb}$ ) croissante. Par distillation à pression atmosphérique on obtient d'abord trois coupes principales ; les gaz et les essences en tête de la colonne de distillation ( $T_{eb} < 180^{\circ}\text{C}$ ), les distillats moyens (fuel-oil, gasoil et kérosène) ( $180 < T_{eb} < 350-370^{\circ}\text{C}$ ), et le résidu de distillation qui reste en fond de colonne. Ce dernier est soumis à une deuxième distillation à température de fond guère plus élevée ( $380-390^{\circ}\text{C}$ ) mais sous une pression réduite. La fraction récupérée est appelée distillat sous vide alors que la fraction restante en fond de colonne constitue le résidu sous vide.

Le **fractionnement SARA** (figure I-1) consiste à séparer les constituants du pétrole en quatre fractions: les Saturés, les Aromatiques, les Résines et les Asphaltènes.

Dans une première étape, on ajoute au pétrole brut un excès d'alcane léger, typiquement du pentane ou de l'heptane. La fraction soluble contient les maltènes, alors que les produits insolubles sont appelés asphaltènes. Les maltènes sont ensuite fractionnés par chromatographie liquide en fonction de leurs affinités pour divers supports polaires, en diluant avec des solvants de polarités différentes [3].

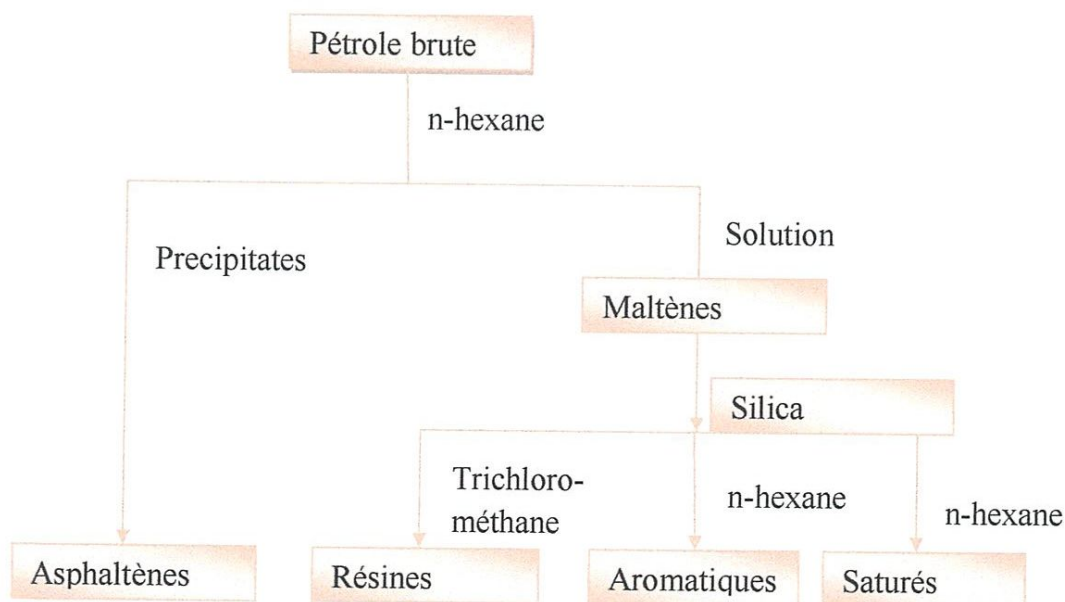


Figure I-3 : Fractionnement SARA [3].

## I-2 Les émulsions :

Une émulsion est un système comprenant au moins deux liquides non miscibles, dont l'un est dispersé dans l'autre, sous une forme plus ou moins stable. Une émulsion est souvent décrite comme une dispersion de gouttelettes de l'une des phases dans l'autre. On distingue donc une phase dispersée et une phase continue.

Pour que l'émulsion soit durable (c'est-à-dire que l'état dispersé demeure lorsque l'agitation mécanique cesse), il est nécessaire d'utiliser un agent émulsionnant ou émulsifiant. Son rôle est de stabiliser le système dispersé en inhibant les phénomènes de dégradation. Les tensioactifs, les polymères et les solides divisés sont des agents émulsionnants. Ceux les plus largement utilisés sont les tensioactifs [4].

### I-2-1 Les type des émulsions [5]:

Dans les champs pétroliers, les deux phases sont généralement le pétrole et l'eau. Si la phase dispersée est l'eau, il s'agit d'une émulsion eau dans brut (E/H) ; si la phase dispersée est le pétrole, il s'agit alors d'une émulsion brute dans l'eau (H/E) aussi connue sous le nom d'émulsion inverse.

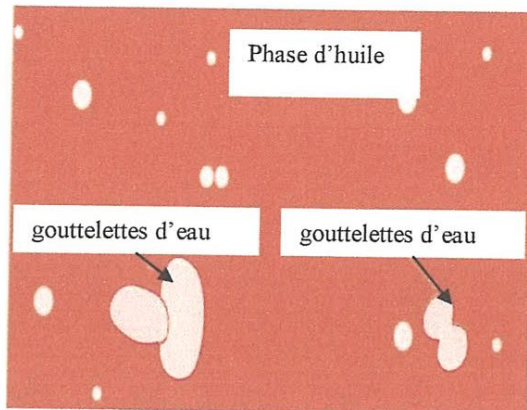


Figure I-4 : Emulsion E/H [6].

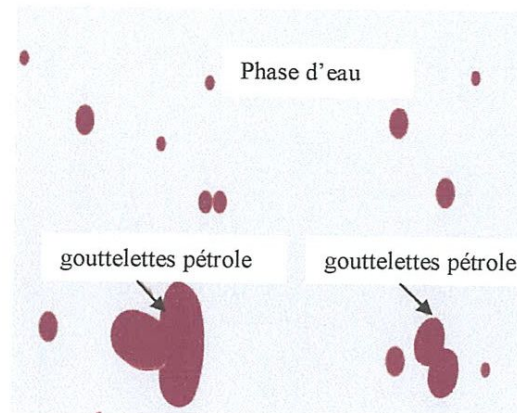


Figure I-5 : Emulsion H/E [6].

Les émulsions multiples sont symbolisées par h/E/H ou e/H/E; h (respectivement e) indique la phase la plus interne et H (respectivement E) indique la plus externe. Les phases h et H ou e et E peuvent être identiques ou différentes.

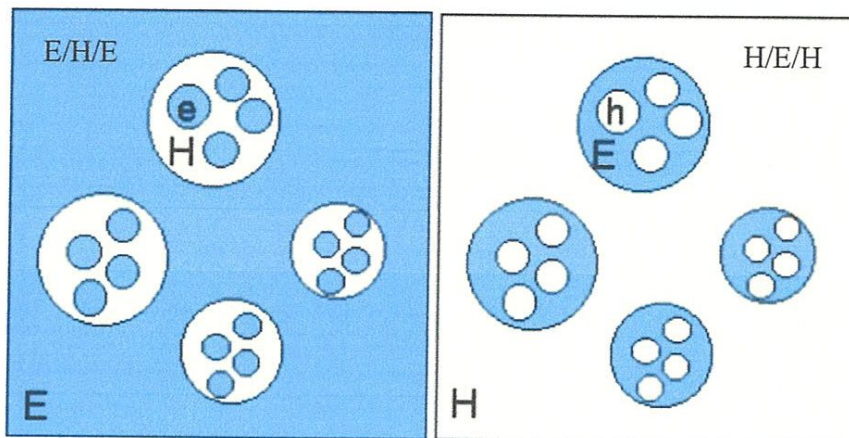


Figure I-6 : émulsion multiple [3].

Trois conditions sont requises pour former une émulsion stable

- Les deux liquides doivent être immiscibles.
- Il faut être en présence d'une agitation minimale pour disperser les gouttelettes.
- Une des deux phases doit contenir des agents émulsifiants sinon aucune émulsion ne se formera en leur absence. Les deux phases auraient en fait tendance à présenter l'une à l'autre la surface de contact la plus petite.

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.

✚ **Accidentelles :**

L'eau émulsionnée dans le brut peut provenir également :

- ✓ D'une zone située au-dessus de la couche productrice (elle descend dans ce cas dans la formation par des fissurations du ciment de casing)
- ✓ 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 brut 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 les pétroles bruts. Au-delà de cette limite (de quelques dixièmes de pour-cent à 1 pour-cent), des pénalités sont appliquées.

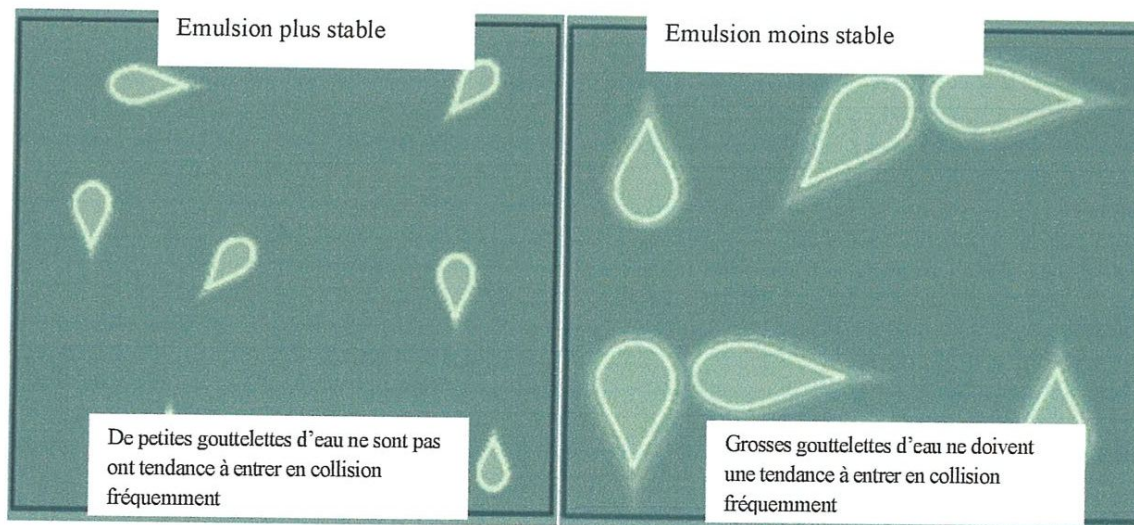
**I-2-2 Stabilité des émulsions [5]:**

De nombreux paramètres vont intervenir sur la stabilité des émulsions.

**I-2-2-1 La taille des gouttes :**

La répartition des diamètres de gouttes est une mesure représentative de la stabilité d'une émulsion. Une émulsion stable contient des gouttes de tous diamètres, mais la part des grosses gouttes y est largement réduite.

L'agitation, par son type et sa sévérité conditionnera le diamètre des gouttes. Plus élevée sera la contrainte de cisaillement et plus petites seront les gouttes.



**Figure I-7 :** la taille des gouttes d'eau dans la phase huile [6].

### **I-2-2-2 Type d'émulsifiants :**

L'agent émulsifiant intervient beaucoup dans la stabilité d'une émulsion et ce de deux manières.

La vitesse de migration vers l'interface conditionnera la quantité de matière active concentrée à la surface de séparation. Plus le produit migrera rapidement, plus la gangue d'émulsifiant sera épaisse, et donc plus stable sera l'émulsion.

L'activité intrinsèque de l'agent est bien entendu un paramètre fondamental.

### **I-2-2-3 Teneur en eau :**

La stabilité d'une émulsion eau dans huile diminue au fur et à mesure que la teneur en eau au moment de l'agitation augmente, jusqu'à que l'on obtienne une émulsion inverse, qui deviendra alors de plus en plus stable, avec la baisse de la teneur en brut.

D'une façon générale, il faut considérer que la stabilité sera minimale lorsque les volumes des deux phases seront équivalents.

### **I-2-2-4 La viscosité :**

La viscosité de la phase continue est un élément qui limitera la stabilité d'une émulsion dans la mesure où, à contrainte égale, les gouttes formées seront plus grosses et, de plus, la migration des agents émulsifiants seront plus lente. Mais cette même viscosité garantira la stabilité d'une émulsion car la phase dispersée sera mieux maintenue en suspension et la décantation très limitée. Dans le cas de la production pétrolière, cela signifie qu'il sera plus difficile d'émulsionner un brut de bas API mais, qu'une fois formée, l'émulsion sera très difficile à résoudre.

### **I-2-2-5 Les solides :**

Les solides peuvent parfois être considérés comme des agents émulsifiants, desquels dépendront les diamètres de gouttes. Mais ils seront aussi un facteur important dans la constitution des gangues qui entourent les gouttes et limitent la coalescence.

### **I-2-2-6 Les charges électriques :**

Les gouttelettes de la phase dispersée s'accompagnent d'une charge électrique qui se trouve placée à l'interface. La phase de plus haut constant diélectrique est généralement de signe positif.

Chaque goutte ayant le même signe électrique que les autres, les forces de répulsion augmentent donc la stabilité de l'émulsion.

#### **I-2-2-7 Tension de surface :**

L'agent émulsifiant tend à diminuer la tension de surface intrinsèque du système biphasique considéré. Plus cette tension interfaciale sera basse, plus grande sera la facilité à se former d'une émulsion mais aussi plus facile sera la coalescence.

Cependant, à l'encontre des forces de coalescence, agiront les forces dues aux charges électriques. Le film formé par les solides en suspension et les agents émulsifiants sera lui aussi un obstacle à la coalescence.

Si les effets anticoalescents sont plus importants que la tension de surface du système, l'émulsion sera alors stable.

#### **I-2-2-8 Résistance de pellicule à l'interface :**

La résistance de la gangue entourant les gouttes est la principale barrière à la coalescence. Cette résistance dépendra de la taille des gouttes, de la teneur en impuretés, de la température.

Néanmoins, l'addition de certains composés chimiques pourra modifier la résistance du film.

#### **I-2-2-9 Densité :**

La différence de densité entre les deux phases affectera directement la vitesse de décantation.

#### **I-2-2-10 Age :**

L'âge d'une émulsion est lié à la migration des agents émulsifiants et des solides vers l'interface.

La vitesse de migration dépend non seulement des composés tensioactifs eux-mêmes, mais aussi de la viscosité de la phase continue et de sa densité (donc de la température). Une émulsion vieillira donc plus lentement avec un brut lourd qu'avec un brut léger.

Il sera donc important de travailler avec des échantillons frais, surtout avec des bruts de plus de 30°API.

Plus âgée sera une émulsion, plus difficile elle sera à résoudre.

***Chapitre II : les procédures de la  
désémulsification et quelques exemples sur  
les produits désémulsifiant.***

### **II-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. Nombreuses méthodes sont utilisées pour séparer deux phases liquides émulsionnées telles que la désémulsification mécanique, électrique et chimique, cette dernière 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 [3].

### **II-2 La désémulsification :**

Encore appelée la rupture de l'émulsion, la désémulsification 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 [8].

Il est nécessaire de dessaler et de désémulsionner ces bruts sur le champ de production pour de nombreuses raisons [9] :

- 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.



### II-3 Procèdes de désintégration des émulsions [10]:

#### II-3-1 Procédé mécanique :

Parmi les procédés mécaniques, on peut distinguer :

##### a. La décantation :

Le fonctionnement de la majorité des équipements de traitement du pétrole brut est basé sur le principe de décantation (différence de densité) pour séparer les gouttelettes d'eau de l'huile, par ailleurs, le mouvement de chute des gouttelettes d'eau à travers l'huile est favorisé par les frottements liés à la viscosité de l'huile.

La vitesse de décantation est donnée par la formule de stokes (2) :

$$V_d = \frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{(D_d - D_c)}{D_c} \cdot \frac{d^2}{\vartheta_c} \quad (2)$$

Où .

$g$  : Accélération de la pesanteur.

$V_d$ : Vitesse de décantation.

$D_d$ : Densité de la phase dispersée (eau).

$D_c$  . Densité de la phase continue (brut).

$\vartheta_c$ : Viscosité cinématique du brut.

$d$ : Diamètre de la gouttelette d'eau.

On a donc intérêt pour améliorer la décantation :

- ✚ A augmenter la taille des gouttelettes d'eau.
- ✚ A opérer à la température la plus élevée possible pour diminuer la viscosité de la phase continue.

##### b- La centrifugation :

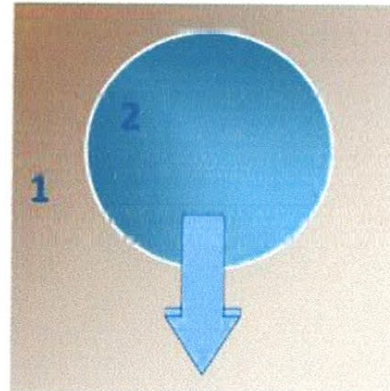
Dans ce cas, on utilise la force centrifuge, la centrifugation est basée sur la même loi de stokes à condition de remplacer dans la formule  $g$  par la force centrifuge équivalente.

$$F = \frac{m \cdot V^2}{R} \quad (3)$$

$$V = \frac{2\pi Rn}{60} \quad (4)$$

On obtient:

$$F = \left(\frac{2\pi}{60}\right)^2 m \cdot n^2 \cdot R \quad (5)$$



m : Masse du corps en révolution en (kg).

V : Vitesse linéaire en (m/s).

R : Rayon du cercle de révolution.

n: Vitesse de révolution (Tr/min).

Il ressort de cette formule que la force centrifuge est proportionnelle au carré de la vitesse de révolution, l'action efficace de la force centrifuge dépend par ailleurs du rayon du cercle de révolution R.

Les deux facteurs n et R constituent la base d'élaboration des centrifugeuses, le faible débit de ces derniers ainsi que les frais élevés occasionnés par leur exploitation constituent les raisons principales de leur limitation dans la désémulsification des pétroles, la centrifugation permet cependant d'atteindre une déshydratation et un dessalage presque complet des pétroles (à 99,7%).

Pour le dessalage, avant la centrifugation, on mélange le pétrole avec 5 à 10% d'eau et on chauffe le mélange jusqu'à une température ne dépassant pas 80 °C. On le brasse parfaitement, puis on centrifuge.

### **II-3-2 Procédé électrique :**

Après les séparateurs, le brut contient de l'eau et des sels sous forme d'une émulsion très stable, le dessaleur électrostatique apporte sous une forme efficace l'énergie nécessaire à la destruction de ces émulsions. En effet, les particules reçoivent sous l'effet d'un champ électrique alternatif à haute tension des charges de polarité opposée. Lorsque la charge atteint un potentiel suffisamment élevé, l'enveloppe diélectrique est percée, et par conséquent, les fines gouttelettes d'eau se joignent en formant des gouttes plus grosses qui se déposent facilement au fond du réservoir.

Le dégagement du gaz dans le réservoir est indésirable ; pendant le dessalage, on évite l'évaporation des légers en élevant la pression dans l'appareil conservant ainsi les gaz à l'état dissous. Ainsi, on crée une nouvelle émulsion d'environ 5% d'eau douce dans le brut ; cette nouvelle émulsion est de nouveau détruite, entraînant aussi les gouttelettes d'eau salées présentes au départ.

### II-3-3 Procédé chimique :

La désintégration des émulsions au moyen des produits chimiques (agents désémulsifiants) peut être obtenue par :

- ✓ Le déplacement par absorption de l'agent émulsifiant actif par un produit à effet tensio-actif plus puissant et à solidité moindre de la pellicule absorbante.
- ✓ La formation d'émulsions de types opposés (inversion de phases).
- ✓ La dissolution de la pellicule absorbante du fait de sa réaction chimique en présence de l'agent émulsifiant introduit dans l'émulsion, le choix de désémulsifiant dépend de la nature du pétrole, de la quantité et de la composition de la phase aqueuse, de l'intensité de malaxage, de la température et de la vitesse de décantation...etc.
- ✓ Le réactif choisi pour une émulsion donnée n'est efficace que pour d'autres émulsions.
- ✓ Il y a différentes manières d'introduire le réactif :
- ✓ Dans le réservoir de décantation.
- ✓ Dans la tuyauterie qui relie le réservoir d'accumulation à l'installation de désémulsification.
- ✓ Directement dans les puits de pétrole.
- ✓ Le but poursuivi par cette dernière méthode est de traiter une émulsion toute récente sans lui permettre de vieillir et d'augmenter sa stabilité au cours du stockage.

Les désémulsifiants injectés en amont des organes susceptibles de créer ou de stabiliser les émulsions, accélèrent la coalescence et la floculation par abaissement de la tension interfaciale eau/brut.

Ces injections de désémulsifiant sont très souvent réalisées sur les sites de production et ne sont pas maîtrisées par l'exploitant du terminal. Une mauvaise injection entraîne des problèmes de traitement qui sont difficiles et longs à résoudre, pour le terminal.

La désintégration des émulsions par des procédés chimiques est très largement appliquée; ces procédés se distinguent par leur grande souplesse et simplicité. Les meilleurs réactifs sont ceux les plus faciles à obtenir, qui sont efficaces et qui ne modifient pas la propriété du pétrole.

#### II-4 Désémulsifiants:

Nous appellerons désémulsifiants les composés qui injectés en très faible quantité destinés à rompre ou faciliter la résolution des émulsions eau dans huile [5].

##### II-4-1 Les propriétés physiques et chimiques des désémulsifiants :

Etant donné que les désémulsifiants sont des surfactifs, appelés en anglais surfactants, ont la propriété de s'absorber aux interfaces, et donc de diminuer la tension interfaciale eau/huile afin de permettre la dispersion des deux liquides non miscibles (augmentation de l'aire de l'interface). Les désémulsifiants sont des molécules amphiphiles (figure 2) : ils possèdent une partie polaire et une partie apolaire. La partie polaire, hydrophile, présente une affinité pour l'eau (soluble dans l'eau). La partie apolaire, hydrophobe, présente une affinité pour les huiles (soluble dans l'huile).

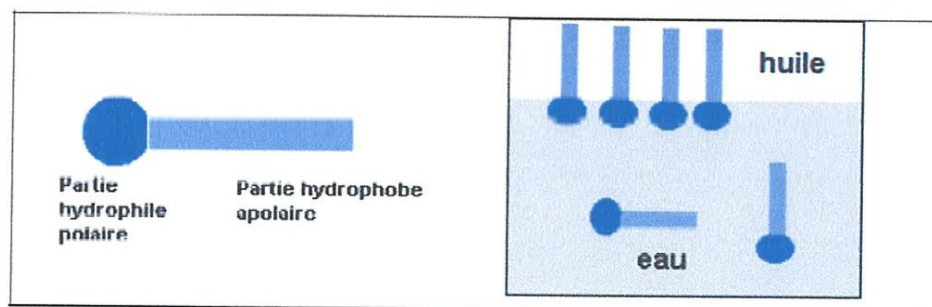


Figure II-1 : Principe d'une molécule amphiphile [4].

La partie hydrophile est constituée par une ou plusieurs chaînes hydrocarbonée(s) aliphatique(s), linéaire(s) ou ramifiée(s), ou aromatique(s) ou encore alkylaromatique(s). Le caractère hydrophobe de la partie hydrocarbonée varie avec le nombre d'atomes de carbone, le nombre d'insaturations et les ramifications. En règle générale, le caractère hydrophobe croît avec le nombre d'atomes de carbone et diminue avec le nombre d'insaturations. La partie hydrophile, ou tête polaire, est constituée par un ou plusieurs groupements polaires (s), ionique (s) ou non ioniques (s) [4].

##### II-4-2 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 [11].

a) **Les anioniques** : la tête polaire comprend des groupements chargés négativement tels que carboxylates, sulfonates, phosphates. Ils provoquent un abaissement suffisant de la tension superficielle pour permettre le décollement des salissures dans la majorité des applications. Ils se solubilisent facilement dans les milieux aqueux. Ils sont assez moussants. Leur coût est faible.

b) **Les cationiques** : les groupements positifs de la tête polaire sont majoritairement du type ammonium quaternaire. Ils permettent d'obtenir un meilleur abaissement de la tension superficielle et offrent souvent des propriétés désinfectantes. Ils sont beaucoup utilisés dans l'industrie textile (apprêts, adoucissants). Leur fort moussage peut être un avantage mais aussi un inconvénient selon le mode de nettoyage utilisé.

Ils peuvent provoquer des problèmes d'allergies ou d'irritations cutanées. Ils sont relativement chers.

c) **Les non ioniques** : la tête « polaire », peu ionisable en milieu aqueux, est le plus souvent constituée de groupements hydroxyles. Leur plus grande utilisation est en association soit avec les anioniques, soit avec les cationiques. La faible biodégradabilité d'un grand nombre de non-ioniques conduit à limiter leur utilisation dans certains cas.

d) **Les amphotères ou amphiphiles** : la tête polaire comprend des fonctions qui se comportent selon le pH du milieu lessiviel soit comme des anioniques, soit comme des cationiques. Leur coût élevé en limite l'utilisation.

#### **II-4-3 Action des désémulsifiants :**

Leur action est totalement analogue à ce que font des agents émulsifiants mais leur effet tensio-actif intéressera plus les interfaces impuretés/eau ou impuretés/huile que le système de base eau/huile.

L'efficacité du désémulsifiant dépendra d'abord de sa vitesse de migration vers les interfaces considérées, et de son efficacité intrinsèque.

Le travail de résolution de l'émulsion passe par trois axes principaux [6]:

##### **II-4-3-1 La floculation :**

La polarité des molécules désémulsifiants permet de regrouper et concentrer la phase dispersée en grappes de petites gouttes rappelant des œufs de poissons. Les forces électriques mises en jeu auront tendance à rompre le film d'impureté qui enrobe chaque goutte. Une bonne floculation donne un aspect brillant au brut.

## II-5 Quelques exemples de désémulsifiants :

### 1) Désémulsifiant - DGP 7 [12]:

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

#### ➤ CARACTERISTIQUES:

- ✚ Liquide marron foncé.
- ✚ Densité : 0,92.
- ✚ Point d'éclair : 63°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.

#### ➤ SECURITE :

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

### 2) Désémulsifiant - chimec R 899 [3]:

Le chimec R 899 est un Désémulsifiant pour brut.

#### ➤ Caractéristique :

- ✚ Liquide marron clair.
- ✚ soluble dans les solvants organiques.
- ✚ densité : 0,9442 g/cm<sup>3</sup>.
- ✚ Point d'éclair : 194 °C.
- ✚ dispersible dans l'eau.

#### ➤ Application :

Le désémulsifiant chimec 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.

### 3) Désémulsifiant - PROCHINOR GR 77 :

Le prochinor GR 77 est un Désémulsifiant pour brut.

#### Caractéristique [12]:

- ✚ Liquide marron clair.
- ✚ soluble dans les solvants organiques.
- ✚ insoluble dans l'eau.
- ✚ Température de solidification :  $< -20$  °C.



Figure III-1 : Le désémulsifiant GR77.

#### b) Application [13] :

Le désémulsifiant GR77 est utilisé pour briser les émulsions huile-eau dans la production pétrolière, le raffinage ou toute autre application où une émulsion stable se présente. Il est injecté en amont des organes susceptibles de créer ou de stabiliser les émulsions.

Parmi ces exemples, le désémulsifiant GR 77 est un choix plus efficace et plus économique (puisque l'on utilise des quantités plus faibles) pour le traitement des émulsions dans notre étude.

## **Partie pratique**



**Chapitre III : mesure de quelques  
paramètres physiques de produit et  
quelques analyses effectuées où niveau de**

### III-1 Introduction :

Les émulsions sont des systèmes complexes qui suscitent aujourd'hui un intérêt considérable dans de nombreux secteurs industriels, surtout dans l'industrie pétrolière ce que nécessite beaucoup d'énergie pour le séparée.

Le but de ce chapitre est :

- De définir les paramètres qui influent sur l'efficacité du désémulsifiant GR77.
- Montrer les types d'analyses effectuées où niveau de laboratoire de DP-IN AMINAS.

### III-2 Mesure la viscosité du désémulsifiant-GR77 :

La viscosité est la résistance intérieure qui s'oppose à l'écoulement d'un liquide.

#### a) Principe :

On utilise un viscosimètre et un bain (TAMSON TV 4000). Le principe est la mesure du temps d'écoulement du produit pour en déduire sa viscosité.

#### b) Mode opératoire :

- ✚ On met le GR77 dans le viscosimètre, on le bouche et on le plonge dans le bain et on laisse chauffer jusqu'à 40°C.
- ✚ On enlève le bouchon et on compte le temps d'écoulement jusqu'au remplissage de la première boule (t1).
- ✚ On continue à compter le temps jusqu'au remplissage de la deuxième boule (t2).

La viscosité est calculée comme suit :

$$\text{Vis} = \frac{(t_1 \times c_A) + ((t_2 - t_1) \times c_B)}{2} \quad (7)$$

$c_A$  : Constante d'étalonnage de la boule A (0.257 dans notre cas).

$c_B$  : Constante d'étalonnage de la boule B (0.1968 dans notre cas).



**Figure III-1 :** un bain TAMSON TV 4000.



**Figure III-2:** un viscosimètre.

### **III-3 La densité du désémulsifiant-GR77 :**

La densité ou densité relative d'un corps est le rapport de sa masse volumique à la masse volumique de l'eau pure à 15°C.

La densité est une grandeur sans dimension et sa valeur s'exprime sans unité de mesure. La connaissance de la densité a une importante valeur commerciale car la cotation de pétrole brut dépend en partie de cette propriété.

#### **a) Matérielles :**

-Une éprouvette graduée- Un manomètre - Un densimètre.

#### **b) Mode opératoire :**

On met l'échantillon dans une éprouvette puis on introduit un thermomètre et un densimètre, on lie directement la valeur de la densité et de la température de pétrole à l'aide de la table de correction on prend la valeur de la densité à 15°C ou en calculé à l'aide de la formule suivante.

$$\text{Densité à } 15^{\circ}\text{C} = d_{t^{\circ}} + K(t^{\circ} - 15) \quad (8)$$



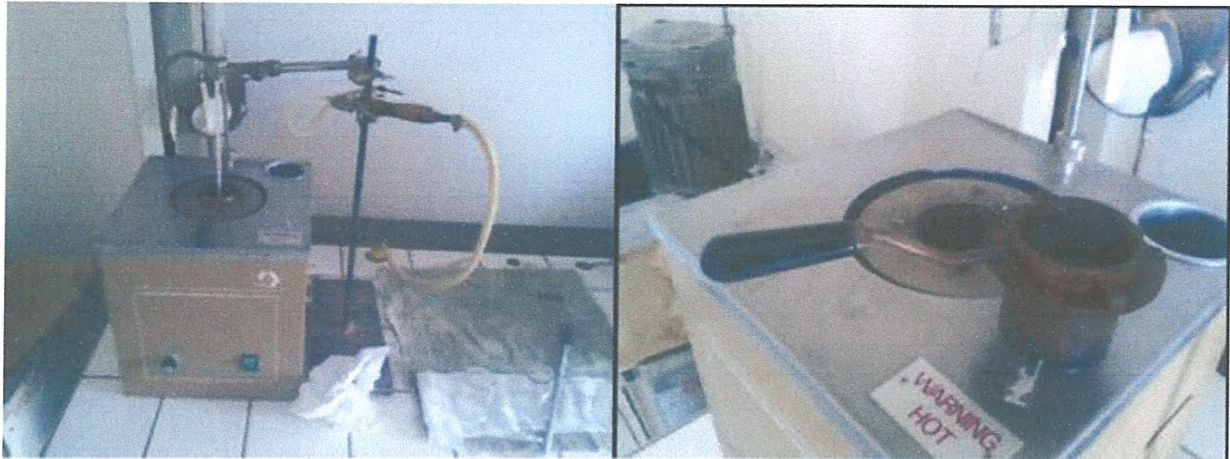


Figure III-5 : l'appareil Flash point PENSKY-MARTENS.

➤ Résulta :

Tableau III-1 : résulta d'analyse du désémulsifiant GR77.

Viscosité	109 mPa.s à 20 °C.
Densité	0.9668
Point éclair	61°C

### III-5 Analyses effectuées où niveau de laboratoire de DP-IN AMINASE :

#### III-5-1 Analyses effectuées sur l'eau :

Après un certain temps de l'exploitation du puits la pression du gisement chut et pour améliorer cette dernière, on utilise plusieurs méthodes parmi ces méthode on a l'injection de l'eau.

L'eau injectée dans les puits doit avoir certaines caractéristiques pour la rendre apte à l'utilisation car l'eau injectée va s'associée avec le pétrole pour former des émulsions. Parmi ces caractéristiques on trouve.

##### III-5-1-1 Mesure du PH :

Le pH-mètre est un appareil électronique permettant la mesure du pH d'une solution aqueuse.

Il est constitué d'un boîtier électronique permettant l'affichage numérique de la valeur du pH et d'une électrode en verre plongée dans la solution permettant sa mesure.

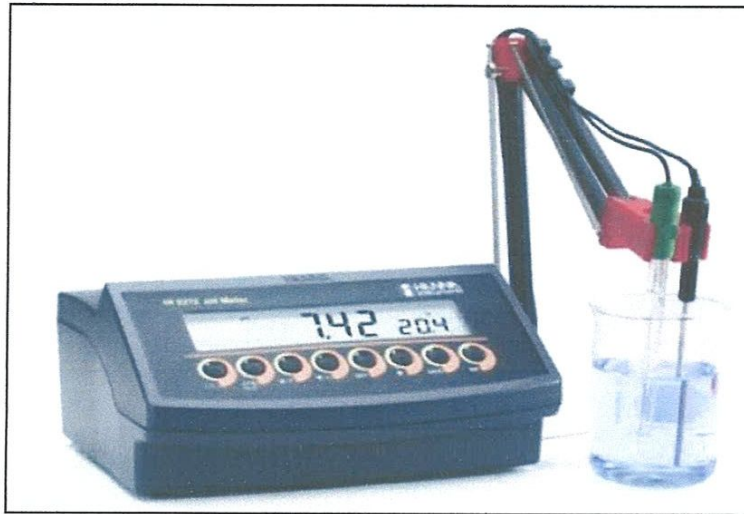


Figure III-6: pH-mètre

➤ **Mode opératoire :**

On doit d'abord étalonner le pH-mètre par une solution de pH=10 puis par une solution de pH=4. Après chaque mesure, la sonde de pH est rincée un court instant à l'eau distillée.

Puis on met l'eau à analyser dans le bécher et on plonge la sonde dans la solution et agitez pendant 30 secondes et on attend jusqu'à ce que le pH-mètre indique une valeur stable (valeur recherchée).

**III-5-1-2 Mesure de la conductivité :**

On utilise un conductimètre électronique. Introduire l'électrode de mesure dans l'eau à analyser et attendre que l'affichage de la valeur se stabilise. Lire ensuite la valeur qui est en  $\mu\text{s}/\text{cm}$ .



Figure III-7: conductimètre

### III-5-1-3 Mesure de la dureté (TH) :

#### ➤ Objectif :

La mesure du TH s'effectue sur les eaux dont on veut déterminer la dureté. La dureté de l'eau est un indicateur du niveau de calcaire dans l'eau, elle correspond à l'ensemble des ions alcalino-terreux, soient les ions calcium et magnésium principalement.

$$TH = TH_{mg} + TH_{ca} \quad (9)$$

La dureté s'exprime en degrés français (°F).

On écrit :  $1(°F) = \begin{cases} 4\text{mg/l de Ca}^+ \\ 2,43\text{mg/l de Mg}^+ \end{cases}$

#### ➤ Le principe :

La mesure est un dosage volumétrique par un réactif titrant complexant, l'EDTA (sel tétra sodique de l'acide éthylène diamine tétra-acétique).

La méthode peut être mise en défaut lorsque les eaux sont riches en cuivre ou en fer dissous.

L'EDTA a la propriété de se combiner avec les ions calcium puis magnésium pour former des composés solubles, les chélates.

La fin du dosage est décelée par la couleur bleue de l'indicateur coloré (Indicateur Net), étant violet tant que les ions magnésium restent à l'état libre en solution.

La qualité d'eau liée à la hydrotimétrie Plus ce titre est élevé, plus une eau est dure.

#### ➤ Matériels :

✚ Burettes graduées, Becher, Pipette.

#### ➤ Réactifs :

✚ Indicateur coloré (Noir Eriochrome).

✚ L'eau à analyser.

✚ Solution de complexe EDTA à 0.01N.

✚ Solution de tri-éthanol-amine.

✚ Solution de tampon pH10 ( $\text{NH}_4\text{OH} + \text{NH}_4\text{Cl}$ ).

#### ➤ Mode opératoire :

Prendre 50ml de l'eau à analyser, ajouter une solution de tampon PH<sub>10</sub>, une pincée de noir ériochrome comme indicateur, titrer avec le complexe EDTA jusqu'au virage de couleur de rose en bleu.

### III-5-1-4 Mesure de TA et TAC :

**TA** : Le TA dose la totalité des hydroxydes et la moitié des carbonates qui sont alors entièrement transformés en bicarbonates à un pH de 8,3. La phénophtaléine pour le TA, virant du rouge à l'incolore à un pH de 8,3.

**TAC** : Le TAC correspond à la totalité des bicarbonates et des carbonates. L'hélianthine pour le TAC, virant du jaune à l'orangé à un pH de 4,3.

Donc on peut dire que :

- ✓ Le titre alcalimétrique ou T.A mesure la teneur en alcalis libres ( $\text{OH}^-$ ) et en carbonates ( $\text{CO}_3$ ).

$$\text{TA} = [\text{OH}^-] + \frac{1}{2}[\text{CO}_3^{2-}] \quad (10)$$

- ✓ Le titre alcalimétrique complet ou T.A.C mesure la somme des alcalis libres, des carbonates et des bicarbonates.

$$\text{TAC} = [\text{OH}^-] + [\text{HCO}_3^-] + [\text{CO}_3^{2-}] \quad (11)$$

#### ➤ Principe :

On dose les diverses fonctions alcalines à l'aide d'une solution titrée de  $\text{H}_2\text{SO}_4$  en présence de phénophtaléine, puis d'hélianthine.

#### ➤ Les réactifs :

- ✚ Acide sulfurique 0.1N.
- ✚ Phénophtaléine.
- ✚ Hélianthine : solution à 1gr en litre dans l'eau distillée.

#### ➤ Mode opératoire :

- ✚ Mesure de TA :  $\text{OH}^-$ ,  $\text{CO}_3^-$
- ✚ Prendre 50ml de la prise d'essai (l'eau à analyser), ajouter 2gouttes de phénophtaléine.
- ✚ Titrer avec l'acide sulfurique jusqu'au virage de couleur violet en incolore.



Remarque :

Alcalinité	Hydroxyde	Carbonate	Bicarbonate
TA = 0	0	0	TAC
TA < TAC/2	0	2TA	TAC - 2TA
TA = TAC/2	0	2TA	0
TA > TAC/2	2TA - TAC	2 (TAC - TA)	0
TA = TAC	TA	0	0

#### III-5-1-5 Mesure de la dureté calcique :

Prendre 50ml de l'eau à analyser, ajouter 2gouttes de tri-éthanol-amine, pour masquer les ions lourds appart le calcium et magnésium .Ajouter une solution de NaOH jusqu'à l'obtention de PH12.cela, ajouter une pincée de calcon. Titrer avec EDTA jusqu'au virage de couleur du rose au bleu pétrole.

Remarque :

Pour obtenir la dureté magnésienne, il suffit de l'extraire de la dureté de l'eau douce, en connaissant la dureté calcique. Dureté(Mg)=Dureté (eau douce)-Dureté (ca).

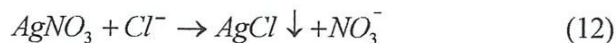
#### III-5-1-6 Mesure de la dureté magnésienne :

Prendre 50ml de l'eau à analyser, ajouter 2gouttes de tri-éthanol-amine, pour masquer les ions lourds appart le calcium et magnésium .Ajouter une solution tampon de pH 10(Ammoniaque (NH<sub>4</sub>OH) + Chlorure d'ammonium (NH<sub>4</sub>Cl)). Ajouter une pincée de noir erichromeT. Titrer avec EDTA jusqu'au virage de couleur de rose en bleu pétrole.

#### III-5-1-7 Dosage des chlorures (Cl<sup>-</sup>) :

##### ➤ Principe :

Dosage du chlore combiné à l'état de chlorure par le nitrate d'argent en présence de chromate de potassium comme indicateur.



L'indicateur de fin de réaction est K<sub>2</sub>CrO<sub>4</sub> :



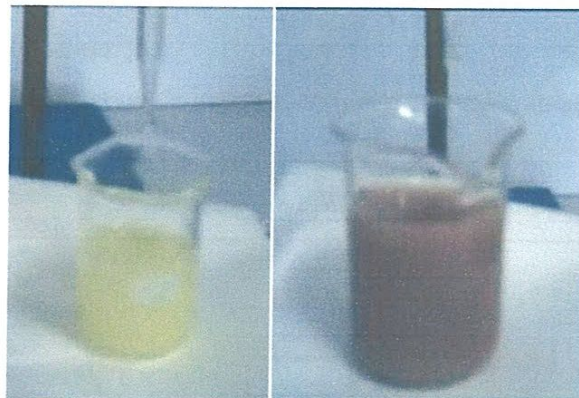


Figure III-8: dosage des ions chlorures.

➤ **Réactifs :**

- Eau à analyser.
- Solution de nitrates d'argent (0.1N)
- Chromate de potassium.

➤ **Mode opératoire :**

On prend (V=100ml) d'eau à analyser.

Ajouter à la prise d'essai 2 à 3 gouttes de chromate de potassium. On obtient une coloration jaune. Doser avec le nitrate d'argent jusqu'à l'obtention d'une très faible teinte brunâtre. On marque le volume de nitrate ( $V_{AgNO_3}$ ).

La teneur en ions chlore de l'eau :

$$Cl^- = \frac{V_{AgNO_3} \times N_{AgNO_3}}{V_{Prise\ d'essai}} \times 1000 \times M_{Cl} \quad (14)$$

La teneur en NaCl de l'eau :

$$NaCl = \frac{V_{AgNO_3} \times N_{AgNO_3}}{V_{Prise\ d'essai}} \times 1000 \times M_{NaCl} \quad (15)$$

**III-5-1-8 Dosage du fer total :**

**a) Principe de fonctionnement d'un spectrophotomètre**

La spectrophotométrie est une méthode analytique quantitative qui consiste à mesurer l'absorbance ou la densité optique d'une substance chimique donnée, généralement en solution. Plus l'échantillon est concentré, plus il absorbe la lumière dans les limites de proportionnalité énoncées par la loi de Beer-Lambert.

La densité optique des échantillons est déterminée par un spectrophotomètre préalablement étalonné sur la longueur d'onde d'absorption de la substance à étudier.

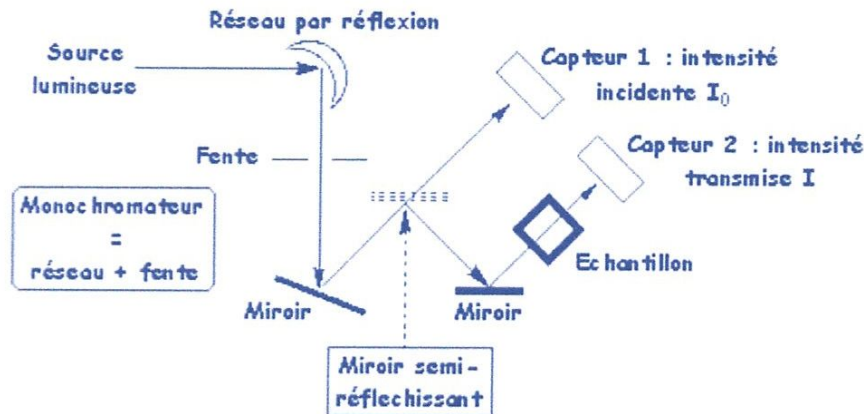


Figure III-10 : Schéma simplifié d'un spectrophotomètre monofaisceau.

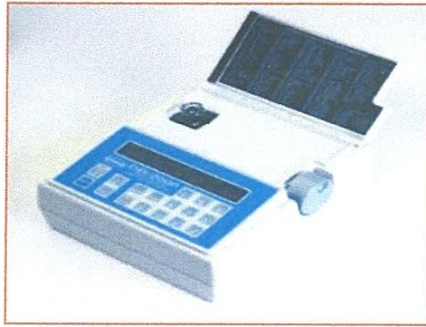
Un spectrophotomètre analyse l'énergie lumineuse réfléchie ou transmise d'une molécule. Il possède un système qui sépare les différentes longueurs d'onde d'un faisceau lumineux.

➤ **Mode opératoire :**

Entrer le numéro de programme mémorisé pour le fer total.

- ✓ Presser : 265 READ/ENTER, l'affichage indique : REGLER nm à 510.
- ✓ Tourner le bouton de réglage de longueur d'onde jusqu'à ce que l'affichage indique : 510nm.
- ✓ Presser : READ/ENTER, l'affichage indique : mg/l Fe FV.
- ✓ Remplir un flacon colorimétrique avec 25ml d'échantillon.
- ✓ Ajouter le contenu d'une gélule de FerroVer au flacon (l'échantillon préparé). Agiter pour mélanger.
- ✓ Presser : SHIFT TIMER une période de 3 min commence.
- ✓ Lorsque le minuteur sonne, l'affichage indique : mg/l Fe FV
- ✓ Remplir un autre flacon (le blanc) avec 25ml d'échantillon.
- ✓ Placer le blanc dans le puits de mesure. Fermer le capot.
- ✓ Presser : ZERO, l'affichage indique : ATTENDRE. Puis : 0.000mg/l Fe FV.
- ✓ Placer l'échantillon préparé dans le puits de mesure. Fermer le capot
- ✓ Presser : READ/ENTER. L'affichage indique : ATTENDRE, puis le résultat en mg/l de Fe.

**Remarque :** Dans ce qui suit, on utilise un spectrophotomètre (DR/2000) en entrant à chaque fois le numéro du programme mémorisé pour la mesure voulue.



**Figure III-11** : Spectrophotomètre de type (DR/2000).

Par la même procédure on fait le dosage des autres éléments (sulfate, chlorure, nitrate, phosphate) on change que le type de gélules qui spécifique pour chaque élément.

- ✓ Dosage du sulfate en utilise gélule de sulfatAV.
- ✓ Dosage de chlorure en utilise une solution d'ion ferrique.
- ✓ Dosage de Nitrate en utilise le nitraVer5.
- ✓ Dosage de phosphate en utilise une solution de molybdovanadate.

### III-5-2 Analyses effectuées sur l'huile :

L'injection du désémulsifiant se fait par une pompe doseuse et pour assuré le bon fonctionnement de cette pompe il faut contrôler les caractéristiques suivantes de l'huile de lubrification :

#### III-5-2-1 Acidité :

C'est la quantité du KOH nécessaire pour doser 1 gramme d'huile.

##### ➤ Mode opératoire :

- On prépare le solvant (495ml de toluène + 500ml d'alcool + 5ml d'eau distillé).
- On prend 100ml de solvant et on ajoute quelques gouttes de Paranaphthol benzène (indicateur).
- On titre le solvant avec KOH (0.1N).
- On ajoute au solvant 1ml d'huile et on titre à nouveau avec le KOH jusqu'à obtention d'une couleur verte. On marque le volume du KOH.

L'acidité est mesurée comme suit :

$$\text{Acidité} = \frac{N_{\text{KOH}} \times V_{\text{KOH}}}{m_{\text{Prise d'essai}}} \times 56.1 \times 1000 \quad (17)$$

$m = p \times v$  (volume)

**56.6**: masse molaire de KOH.

### III-5-2-2 Teneur en eau :

#### ➤ Principe :

La détermination de la teneur en eau se base sur la technique d'extraction liquide-liquide qui permet la séparation d'un ou plusieurs constituants par l'utilisation de leur distribution inégale dans deux liquides pratiquement non-miscibles.

#### ➤ Mode opératoire :

- ✚ Faire le montage de l'appareil avec un ballon de 250ml et un tube décanteur (tube de recette) de 20ml, avec chauffage électrique.
- ✚ Mettre dans le ballon 100ml d'huile et 100ml de xylène. Ne pas oublier de raccorder le réfrigérant et veiller à ce que la réfrigération soit efficace.
- ✚ Porte le contenu du ballon à ébullition douce. Poursuivre l'extraction pendant au moins une heure.
- ✚ Lire dans le tube décanteur la quantité d'eau.



**Figure III-12 :** montage de l'appareil pour la mesure du teneur en eau.

**Remarque :** En plus de ces analyses on a besoin de connaître le point flash et la viscosité de l'huile qui sont présentés précédemment.

Les résultats et les discussions sont présentés dans le chapitre suivant.

**Chapitre IV : l'étude pratique de  
l'influence de GR77 sur les paramètres du  
brut**

#### **IV-1 Introduction :**

Dans les champs de pétrole, l'émulsion la plus communément rencontrée est l'émulsion eau dans l'huile. Quand des émulsions se créent dans les champs de pétrole, elles les affectent. Les problèmes causés par les émulsions doivent être résolus avant d'acheminer les pétroles vers leurs lieux de stockage. Il est très rare que les émulsions de pétrole brut soient envoyées directement, telles qu'elles se présentent, aux unités de distillation des raffineries.

La teneur du pétrole brut en sels et en eau exige un traitement préliminaire sur le champ d'exploitation. Ce traitement consiste à isoler la phase pétrole de l'émulsion (eau dans l'huile) stabilisée par des émulsifiants naturels et à en éliminer l'eau salée en provenance des gisements. Pour réaliser cette séparation (résoudre les émulsions), on doit soit déplacer ou inactiver l'agent de stabilisation, soit favoriser la décantation et la coalescence.

A cet effet on a recours aux séparateurs d'émulsions. Dans l'industrie pétrolière, de toutes les méthodes qui existent pour séparer deux phases liquides émulsionnées, c'est la méthode dite « chimique » qui s'avère être la plus efficace.

Ce chapitre contient une étude pratique sur l'influence du désémulsifiant-GR77 avec les discussions des résultats obtenus lors du traitement et l'analyses.

**IV-2 : Les résultats d'analyse :**

**IV-2-1 L'analyse d'eau :**

**Tableau IV-1 : Résultats d'analyses physico-chimiques de l'eau de l'unité MPDL.**

Echantillon Analyses	Entrée unité (MPDL)	Sortie unité (MPDL)	NORMES		
			OMS		Algériennes
			acceptable	admissible	
ASPECT	Limpide	Limpide	/	/	/
Densité à 27°C	0.996	0.996	/	/	/
pH à 27°C	7.52	7.53	7-10	6.5-11	/
Conductivité ( $\mu\text{s/cm}$ )	1870	760	/	/	<2000
TH en °F	38	14	30	50	50
TA en °F	0	0	/	/	/
TAC en °F	7.1	4.5	/	50	/
CO <sub>3</sub> <sup>=</sup> en mg/l(carbonates)	0	0	/	/	/
HCO <sub>3</sub> <sup>=</sup> en mg/l(bicarbonates)	86.62	54.9	/	/	/
Ca <sup>++</sup> en mg/l(calcium)	100	36.8	75	200	200
Mg <sup>++</sup> en mg/l(magnésium)	45.6	11.52	50	150	/
Fer <sub>t</sub> en mg/l	0.09	0.45	0.3	1.0	/
SO <sub>4</sub> <sup>=</sup> en mg/l(Sulfates)	1125	295	200	400	/
Cl <sup>-</sup> en mg/l(Chlorures)	255.6	106.5	200	600	500
NO <sub>3</sub> <sup>=</sup> en mg/l(nitrates)	0.44	0.44	/	/	/
PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> en mg/l(phosphates)	/	/	/	/	<0.5
NaCl en mg/l	421.2	175.5			

➤ **Discussion des résultats :**

La densité est facteur important qui nous indique la présence des impuretés dans le cas ou sa valeur est supérieure à la norme.



Le pH, TH, TA, TAC: nous indiquent l'acidité du milieu avec la présence des carbonates et hydrogencarbonates ce qui nous donne une idée sur l'agressivité du milieu et aide à éviter la corrosion des installations.

La conductivité et le taux de NaCl : nous indiquent la présence des sels et spécialement des chlorures, ce qui nous donne une idée sur l'agressivité du milieu et aide à éviter la corrosion des installations et la formation des émulsions dans le pétrole.

Le calcium et le magnésium sont connus comme agents entartrant des conduites.

Le fer est un agent oxydant pour notre désémulsifiant-GR77 ce qui peut se traduire par une diminution de la quantité efficace, en plus l'oxydation qui génère d'autres produits qui peuvent être aussi avoir d'autres effets sur l'émulsion.

Les sulfates sont connus comme poison pour notre produit utilisé comme désémulsifiant (inhibe les caractéristiques du produit GR77).

Les ions nitrates et phosphate forment des précipités qui bouchent les trous d'injection (l'entrée du désémulsifiant)

La détermination des paramètres représentés dans le tableau précédent indique la présence de certains problèmes lors de l'injection du l'eau et la formation de l'émulsion. Parmi ces problèmes on a la corrosion de traine d'exploitation, le bouchage des conduites, l'augmentation de la stabilité d'émulsions et l'augmentation du cout d'exploitation pour cela il faut bien contrôlés.

### IV-2-2 L'analyses d'huile :

**Tableau IV-2 : Résultats d'analyses d'un échantillon d'huile.**

Analyses	Densité à 15°C	Viscosité à 40°C	Acidité mg KOH/g d'huile	Point éclair en °C	Teneur eau en %
ECHE					
TORBA 32	0.8679	68.42	0.6103	226	0

#### ➤ Discussion des résultats :

Huile utilisé pour lubrifier la pompe doseuse, la densité et la viscosité de l'huile nous indique la qualité de lubrification de l'huile, une huile moins dense et plus visqueuse est plus efficace. L'acidité est facteur important pour déterminer la corrosivité (pour éviter la corrosion du pompe), tandis que la présence de l'eau (teneur en eau) pour causer le phénomène de cavitation de moteur et en fin le point éclair est nécessaire pour connaître la température d'inflammation d'huile pour éviter l'explosion de la pompe (sachant qu'on travaille dans des conditions très sévères de température).

Nous avons choisi un centre au sein du champ d'EDJELEH : CS5 DL

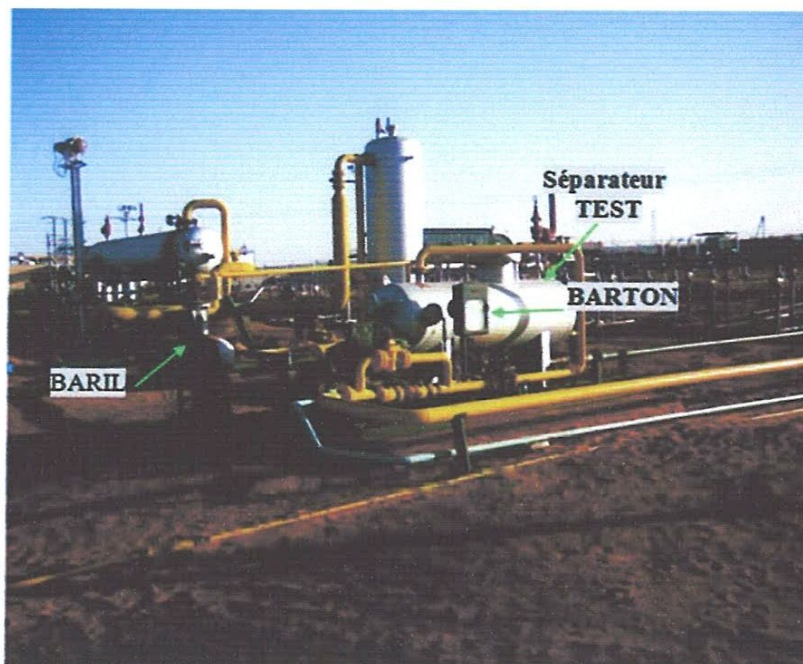


Figure IV-1 : Vue de derrière d'un centre de séparation.

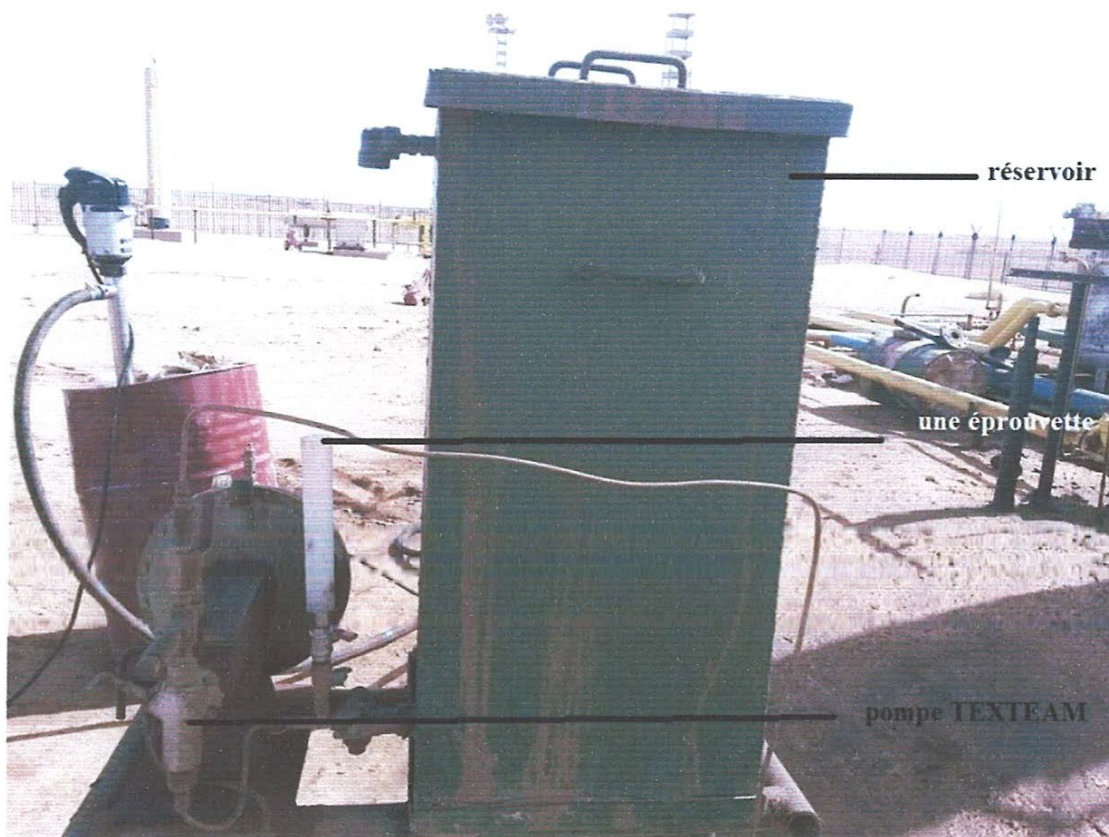
#### IV-3 Détermination du débit de produit GR77 injecté au niveau du manifold :

##### IV-3-1 Objet d'application :

La pompe doseuse n'affiche pas le débit injecté, pour le calculer il faut mesurer ce débit à partir du volume de refoulement et du temps nécessaire à l'injection.

##### IV-3-2 Appareillage et réactifs :

- Pompe doseuse est munie d'un réservoir qui contient le désémulsifiant GR77.
- Chronomètre.
- Eprouvette graduée.
- Désémulsifiant GR77.



**Figure IV-2 :** L'installation d'injection du déémulcifiant GR77.

#### IV-3-3 Mode opératoire :

On règle la course de la pompe, avec le chronomètre on détermine le temps nécessaire pour un volume injecté bien connu, chaque fois on change la course et on mesure le temps nécessaire à l'injection.

#### IV-3-4 les résultats obtenus :

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

**Tableau IV-3 :** Volume accueilli en fonction du temps d'injection.

Course (%)	Volume (ml)	Temps (s)
10	10	40
30	10	13.33
50	50	40
70	50	28.55
100	100	40

**IV-3-5 Méthode de calcul du débit :**

Pour une course de la pompe 10% :

$$V = 10\text{ml} = 10^{-2}\text{l} \quad (8)$$

Alors :

$$V = 10\text{ml} \rightarrow 40\text{s} \quad (9)$$

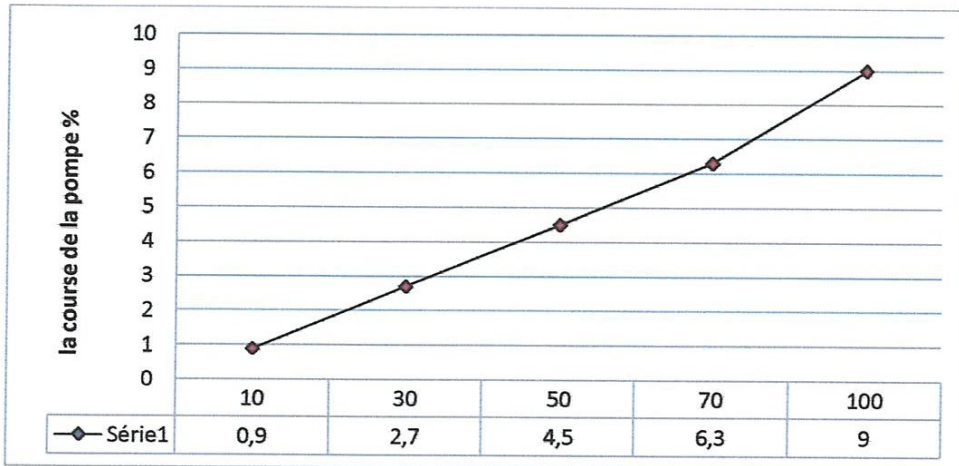
$$Q(\text{l/h}) \rightarrow 3600\text{s} \quad (10)$$

Donc :

$$Q(\text{l/h}) = \frac{10^{-2} \cdot 3600}{40} = 0,9 \text{ l/h} \quad (11)$$

Exemple : pour la course de la pompe 10% on trouve le débit injecté = 0,9 l/h

La même méthode s'applique pour toutes les différentes courses, les résultats sont représentés dans la courbe suivante :



**Figure IV-3 :** La courbe de la variation du débit (l/h) en fonction de la course de la pompe (%).

On remarque que la variation du débit est une fonction linéaire avec la course de la pompe.

**IV-4 Détermination de la concentration en ppm :**

Pour déterminer la concentration en ppm, nous avons besoin de la production journalière du CS5 durant la période du test.

Notre essai se fait avec un changement du débit injecté de l'agent désémulsifiant GR77 (de la course de la pompe doseuse avec le temps). Pour une durée de 20 jours (la période de l'essai), la quantité du produit injecté en ppm est déterminée à partir du débit (à partir de la courbe précédente – figure IV-3) divisé par la production journalière du pétrole.

**IV-4-1 Méthode de calcul de la concentration en ppm :**

Exemple : pour une course de 1% à partir de la courbe de débit d'injection, on calcule le débit journalier

$$0.9 \text{ l/h} = 0.9 * 10^{-3} * 24 = 2.16 * 10^{-3} (\text{m}^3/\text{j}) \dots\dots\dots (12)$$

La production journalière = 355.6 (m<sup>3</sup>/j).

La concentration=la quantité de GR77/la production journalière du brut

$$\text{La concentration} = \frac{2.16 * 10^{-3}}{355.6} = 6.07 * 10^{-6} \dots\dots\dots (13)$$

Pour trouver la concentration en ppm :

$$1 \text{ ppm} \rightarrow 10^{-6} \dots\dots\dots (14)$$

$$x \text{ ppm} \rightarrow 6.07 * 10^{-6} \dots\dots (15)$$

Alors la concentration en ppm pour la course 1% = 6,07 ppm

On répète la même méthode de calcul avec changement de la course et du débit pour toute la période de l'essai, les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau suivant :

**Tableau IV-4 : Détermination de la concentration en ppm.**

Jour	Course (%)	Débit (l/h)	Production (m <sup>3</sup> /j)	Concentration en ppm
1	0	0	352,6	0
2	1,0	0,9	355,6	6,07
3	1,5	0,135	349,5	9,27
4	2,0	0,18	349,5	12,36
5	2,5	0,225	349,5	15,45
6	3,0	0,27	347	18,67
7	3,5	0,315	401,7	18,82
8	4,0	0,36	397,4	21,74
9	4,5	0,405	397,4	24,459
10	5,0	0,45	397,4	27,177
11	5,5	0,495	397,4	29,89
12	6,0	0,54	397,4	32,612
13	6,5	0,585	397,4	35,329
14	7,0	0,63	397,4	38,047
15	7,5	0,675	397,4	40,765
16	8,0	0,72	397,4	43,483
17	8,5	0,765	397,4	46,2
18	9,0	0,81	397,4	48,918
19	9,5	0,855	397,4	51,636
20	10,0	0,9	397,4	54,353

Après l'obtention de la concentration en ppm de chaque jour, on fait les analyses après désémulsification pour voir la qualité du pétrole.

#### IV-5 Détermination de la salinité dans le pétrole brut :

##### a) Objet :

Cette méthode a pour but de déterminer la teneur en ions ( $\text{Cl}^-$ ) dissous dans un pétrole brut. Le résultat de mesure est exprimé en mg de NaCl.

##### b) Principe :

Le pétrole brut est dissout dans un solvant de polarité convenable de façon à obtenir la dispersion des ions chlorure qui sont dosés potentiométriquement par le nitrate d'argent alcoolique ( $\text{AgNO}_3$ ), jusqu'à la fin d'ion de chlorure.

##### c) Appareillage :

- Titrimètre potentiométrique.
- Electrode au calomel électrode d'argent.
- Burette.
- Bêcher de 50 ml.



Figure IV-4 : l'appareillage de la salinité.

##### d) Mode opératoire :

On prépare le solvant formé de 30% de toluène et 70% de l'alcool, après avoir bien agité le pétrole à analyser, on prend 10ml et on dilue dans 50ml de solvant, on agite à l'aide d'un agitateur magnétique, on met en marche la burette contenant la solution de nitrate d'argent et on mesure le potentiel d'électrode en fonction de volume de titrant, jusqu'à au point d'équivalence.

On note le volume de nitrate d'argent et à l'aide d'une télécommande reliée à l'appareil on détermine la quantité de chlorure en mg/l. ou on peut la calculer à partir de la fonction suivant :

$$\text{La quantité de chlorure en mg/l} = \frac{M_{NaCl} \cdot 10^{-3} \cdot N_{NaCl} \cdot v_{eq}}{v} \dots\dots\dots (16)$$

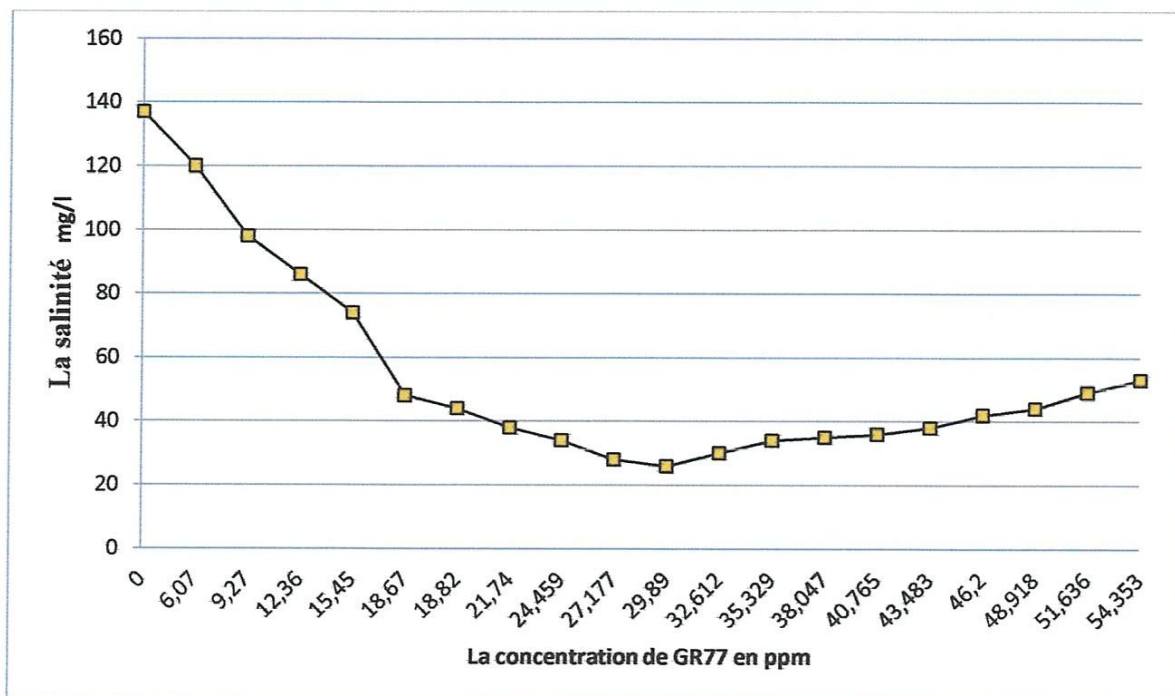


Figure IV-5 : Courbe de la salinité en fonction de concentration du désémulsifiant GR77.

**e) Discussion et commentaire de Figure IV-5 :**

La courbe de la salinité diminue en fonction de la concentration du désémulsifiant GR77 injecté, montre un abaissement progressif de la salinité avec l'augmentation de la concentration du produit injecté jusqu'à un minimum (pour une concentration presque égale à 30 ppm) puis une légère augmentation à cause de la formation d'émulsion.

**IV-6 Détermination de BSW (Basic Sediment & Water) et % d'émulsion dans le pétrole brut (Méthode par centrifugation) :**

**a) Définition :**

La teneur en eau permet de quantifier la quantité d'eau dans un liquide.

Dans le brut, l'eau se trouve en partie dissoute et en partie sous forme d'émulsion plus ou moins stable, cette stabilité est due à la présence d'asphaltées ou de certains agents tensioactifs comme les mercaptans ou les acides naphthéniques. La teneur en eau des pétroles bruts à la sortie de puits est en générale faible ; elle croit généralement pendant le transport et le stockage ou elle peut atteindre 3%.

Les sédiments sont des produits solides non solubles dans les hydrocarbures ou dans l'eau peuvent être entraînés avec le brut. Ces produits sont de fines particules de sable.

Pendant le stockage, les sédiments se décantent avec l'eau et se déposent avec les paraffines et les asphaltes dans les bacs de stockage.

**b) Principe :**

L'émulsion et BSW sont séparés par centrifugation jusqu'à volume constant.

**c) Appareillage :**

Une centrifugeuse, Tube de centrifugation, Bain chauffant.

❖ **Réactifs :** Substance à analyser (brut).

**d) Mode opératoire :**

- ✓ Dans deux tubes de centrifugation de masses approximativement égales, introduire 100 ml de l'échantillon à analyser.
- ✓ Chauffer les deux tubes dans un bain marie maintenu à 50°C pendant 15 min. afin de faciliter la séparation.
- ✓ Centrifuger pendant 10 min à une vitesse constante. Retirer les tubes, et noter le volume de dépôt rassemblé au fond de chaque tube (figure IV-7).



Figure IV-6 : Centrifugeuse.

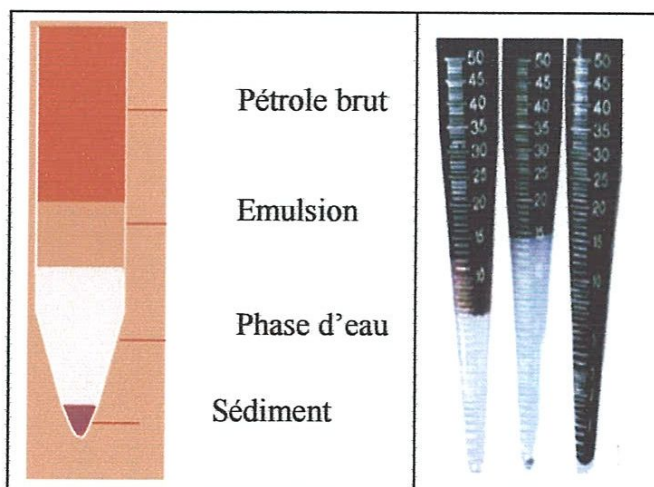


Figure IV-7 : Tube de centrifugation avec lecture d'échantillon.

En trace la courbe de % émulsion en fonction de concentration du désémulsifiant GR 77 (voire la courbe fig. IV-8).

On trace la courbe de BSW en fonction de concentration du désémulsifiant GR 77 (voire la courbe fig. IV-9).



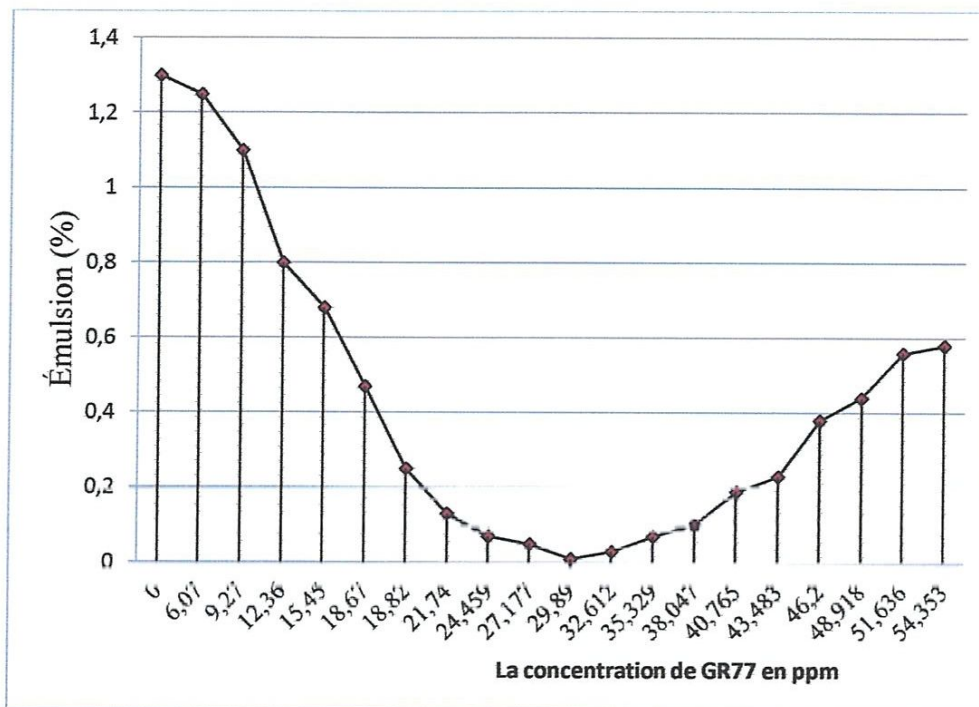


Figure IV-8 : la variation d'émulsion (%) en fonction de concentration de GR 77 injecté.

➤ **Discussion et commentaire de figure IV-8 :**

On observe que le pourcentage d'émulsion présente une nette diminution (de 1,3% jusqu'à 0,01%) avec l'augment de la concentration du désémulsifiant GR77 jusqu'à une valeur optimale de 30 ppm. Après ce ménisque on a nouvel accroissement avec l'augmentation de la concentration du désémulsifiant GR77 à cause de la réformation d'émulsion.

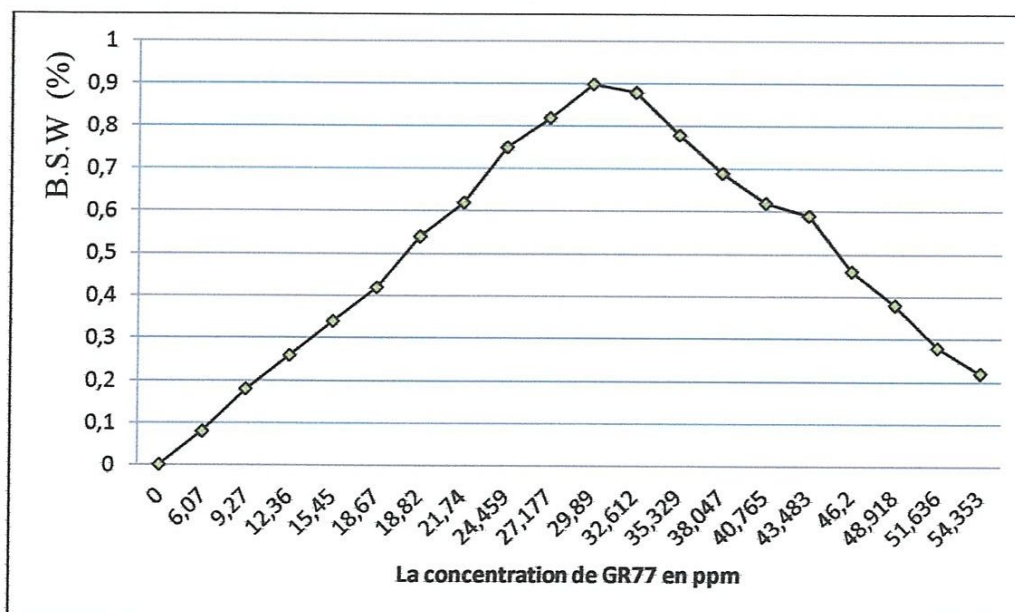


Figure IV-9 : Détermination BSW en fonction de concentration de GR77.

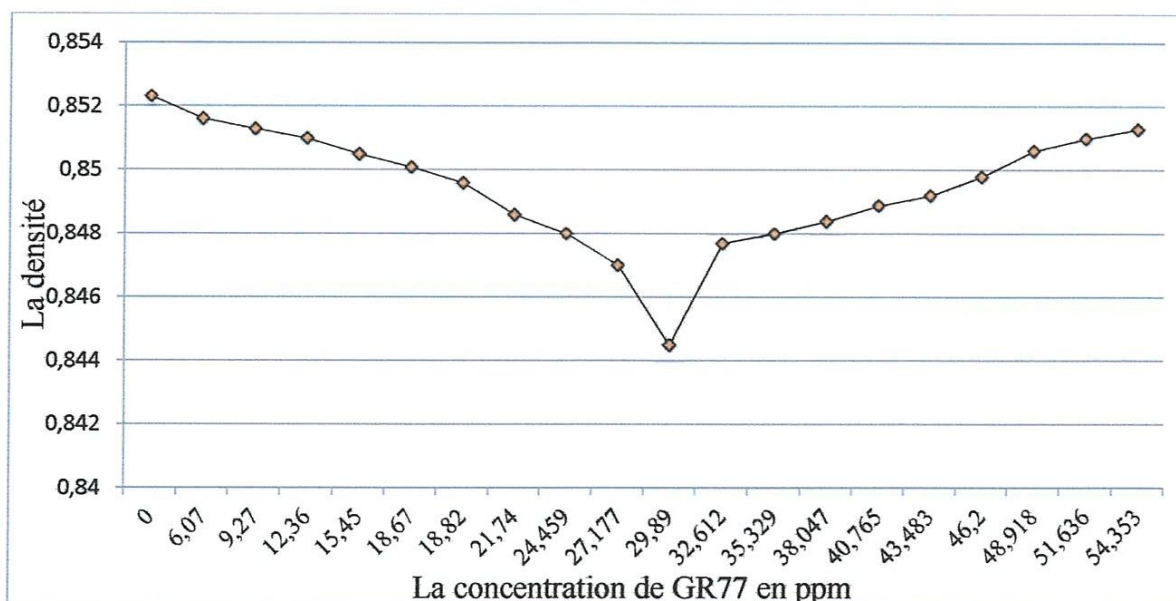
➤ **Discussion et commentaire de figure IV-9**

On observe que lorsqu'on ajoute le désémulsifiant GR77, il y a une augmentation de B.S.W à partir de 0,001% jusqu'à 0,9% pour une concentration presque égale 30ppm. Mais au de-là de cette valeur le B.S.W diminue à cause de l'effet de surdosage.

**IV-7 Détermination de la densité :**

**a) Mode opératoire :**

On met l'échantillon dans une éprouvette puis on introduit un thermomètre et un densimètre, on lie directement la valeur de la densité et de la température de pétrole à l'aide de la table de correction qui contient les valeurs de la densité à 15°C ou on peut les calculer à l'aide de la formule (8) (cité dans le chapitre III).



**Figure IV-10 : Détermination de densité en fonction de concentration de GR77.**

➤ **Discussion et commentaire de figure IV-10 :**

On remarque que la densité diminue avec l'augmentation de la concentration du désémulsifiant GR77 et présente un minimum qui montre une meilleure désémulsification ou une meilleure séparation de l'eau contenue dans le pétrole ceci est expliqué par le fait que l'eau contribue à l'augmentation de la densité globale à cause de sa densité qui est supérieure à la densité des matières organiques du pétrole. Après ce minimum la densité augmente à nouveau à cause de la formation d'émulsion (surdosage).

Tableau IV-5 : Mesures expérimentales.

Concentration de GR77 (ppm)	La salinité (mg/l)	La densité à 15°C	L'émulsion (%)	B.S.W (%)
0	137	0,8523	1,3	0,001
6,07	120	0,8516	1,25	0,08
9,27	98	0,8513	1,1	0,18
12,36	86	0,851	0,8	0,26
15,45	74	0,8505	0,68	0,34
18,67	48	0,8501	0,47	0,42
18,82	44	0,8496	0,25	0,54
21,74	38	0,8486	0,13	0,62
24,459	34	0,848	0,07	0,75
27,177	28	0,847	0,05	0,82
29,89	26	0,8445	0,01	0,9
32,612	30	0,8477	0,03	0,88
35,329	34	0,848	0,07	0,78
38,047	35	0,8484	0,1	0,69
40,765	36	0,8489	0,19	0,62
43,483	38	0,8492	0,23	0,59
46,2	42	0,8498	0,38	0,46
48,918	44	0,8506	0,44	0,38
51,636	49	0,851	0,56	0,28
54,353	53	0,8513	0,58	0,22

#### IV-8 Discussion et synthèse :

On remarque aisément dans cette manipulation que toutes les figures précédentes, il y a un effet inverse à l'état initiale lorsque on dépasse le point optimal. Ce phénomène est appelé le surdosage (over dose).

Le surdosage est la prise, accidentelle ou non, d'un produit quelconque en quantité supérieure à la dose limite supportable par l'organisme [16].

Donc il est nécessaire d'utiliser la concentration optimale du désémulsifiant GR77 ( $\approx 30$  ppm) pour diminuer au maximum : l'émulsion, la salinité et la densité du pétrole brut avec augmentation de la B.S.W c'est dire de faire une rupture des liaisons entre l'huile et l'eau par le désémulsifiant.

## **Conclusion générale**

# **conclusion générale**

Ce travail effectué au niveau du puits CS5 DL (EDJELEH) et au laboratoire de la division production SONATRACH du champ d'IN AMENAS sur une période de 1 mois. Ce travail a pour objectif l'étude et le suivi du rôle de désémulsifiant GR77 sur le traitement des émulsions du pétrole brut où niveaux de champs de IN-AMINAS.

Pour une durée de 20 jours, on a suivi l'injection du désémulsifiant GR77 lors de la production du pétrole et les caractéristiques des produits obtenus, en plus des propriétés de l'eau utilisée pour la production et l'huile utilisée dans la pompe d'injection du désémulsifiant.

Les résultats obtenus montrent :

Les courbes de la salinité, la formation de l'émulsion et la densité présentent toutes un point minimal qui correspond à une concentration du désémulsifiant GR77 injecté, au-delà de cette valeur une augmentation est observée ; ceci peut être expliquer par le fait qu'une quantité supplémentaire conduit à une reformation de l'émulsion ce qui est confirmé par la quantité de sédiments et d'eau obtenus et de la faible densité du produit ( le pétrole qui est un produit organique est moins dense que l'eau ou l'émulsion)

La valeur du point minimum obtenue est très importante parce qu'elle permet de gagner un excès de quantité et qui peut engendrer une qualité moindre du pétrole produit.

Lorsqu'on dépasse le point optimal, le phénomène d'ajout d'excès de désémulsifiant s'appelle le surdosage (over dose).

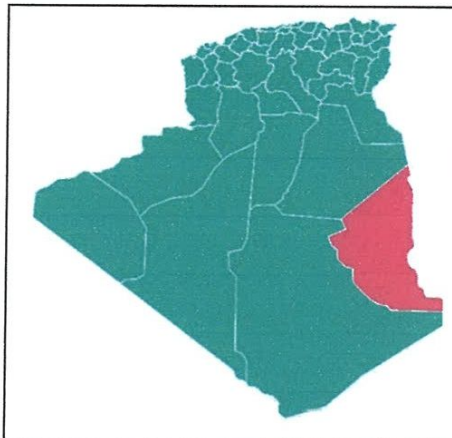
La détermination des paramètres de qualité de l'eau utilisée pour la production du pétrole et de l'huile utilisée pour la lubrification de la pompe doseuse de l'agent désémulsifiant indique la présence de certains problèmes lors de l'injection du l'eau et la formation de l'émulsion. Parmi ces problèmes on a la corrosion de traine d'exploitation, le bouchage des conduites, l'augmentation de la stabilité d'émulsions et l'augmentation du cout d'exploitation pour cela il faut bien contrôlés.

## *Annexe1*

### **Situation Géographique de la Direction**

#### **Régionale:**

La majorité des sites de SONATRACH se trouve dans les régions du sud Algérien comme la région d'In Amenas qui se situe dans la partie centrale du bassin d'Ilizi à 1650 Km au sud de capital Algérien en bordure de la frontière Algéro-Libyenne.



#### **Présentation de la Direction Régionale d'In Amenas :**

La région d'In Amenas représente la deuxième zone productrice des hydrocarbures du Sahara Algérien avec une capacité de production d'environ 1100 m3/jour. La région d'In Amenas est dotée d'installations stratégiques : Une centrale électrique (CE) : Pour assurer les besoins de la direction régionale et de la population de la ville d'IN-AMENAS.

Des bases de vie. Des unités de production et traitement des hydrocarbures :

- **FGI**, (Unité pour la **F**ermeture du **G**az-**L**ift).
- **MPDL** (unité de **M**aintien de **P**ression **E**D**J**E**L**E**H** (**DL**)).
- **RGTE** (unité de **R**écupération des **G**az **T**orchés **E**D**J**E**L**E**H**).
- **UDA** (Unité de **D**éshydratation du **G**az).

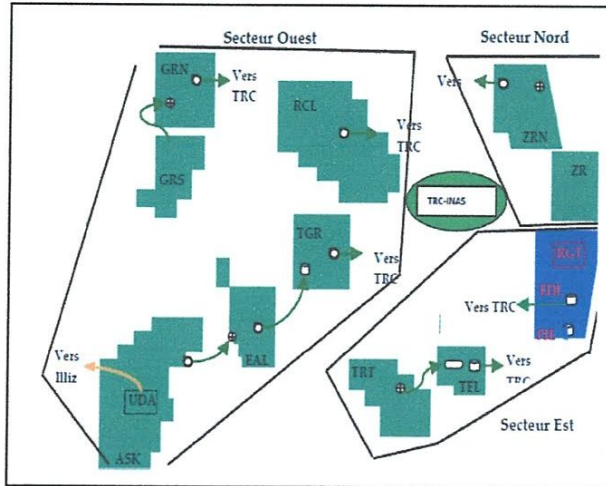
La région d'IN-AMENAS est constituée de (03) trois secteurs :

**Secteur Nord** : ZARZAITINE à 30km.

**Secteur EST**: EDJELEH à 60km.

**Secteur OUEST**: TIGUENTOURINE, EL-ADEB LARACH et ASSEKAIFAF

**Secteur OUEST**: TIGUENTOURINE, EL-ADEB LARACH et ASSEKAIFAF  
à 170km.



**Figure1:** Région d'IN-AMENAS Schéma d'exploitation.

**EDL:** Périmètre d'Edjeleh

**TGR:** Périmètre de Tiguentourine

**ZRN:** Périmètre de Zarzaitine Nord Est

**EAL:** Périmètre d'El Adeb Larache

**ASK :** Périmètre d'Assekaifaf

**RCL:** Périmètre de la Réculée

**GRN:** Périmètre de Gara

**GRS:** Périmètre de Gara Sud

**TRT:** Périmètre d'Ouan Taredert

**TEL:** Périmètre de Tan Emellel

**RGTE :** Récupération du Gaz Torché d'Edjeleh

**PIE :** Puits Injecteur d'Eau

**UDA:** Unité de Déshydratation d'Assekaifaf

**TRC :** Transport Régional par Canalisation

### **Les activités de la Direction Régionale d'In Amenas:**

La région d'In Amenas fait partie de la division production ses principales activités sont essentiellement :

- La production du Brut
- La récupération du gaz torché
- Injection d'eau

## Annexe2

**Tableau 2-1 : Correction de la densité.**

0,00094	640 à 643
0.00093	644 à 648
0,00092	649 à 654
0,00091	655 à 661
0.00090	662 à 667
0.00089	668 à 674
0,00088	675 à 681
0.00087	682 à 688
0.00086	689 à 696
0,00085	697 à 703
0.00084	704 à 711
0,00083	712 à 719
0.00082	720 à 726
0,00081	727 à 734
0.00080	735 à 741
0.00079	742 à 747
0.00078	748 à 753
0.00077	754 à 759
0.00076	760 à 765
0,00075	766 à 771
0.00074	772 à 777
0,00073	778 à 783
0,00072	784 à 790
0,00071	791 à 799
0,00070	300 à 808
0,00069	809 à 818
0,00068	819 à 828
0,00067	829 à 838
0.00056	839 à 852
0.00065	853 à 870
0.00064	871 à 890
0,00063	891 à 970
	971 à 975

**TABLEAU DE REDUCTION DES DENSITES**  
LECTURE DES DENSITES (à 15 °C)

T °C	0,840	0,841	0,842	0,843	0,844	0,845	0,846	0,847	0,848	0,849
0	0,8796	0,8798	0,8799	0,8800	0,8801	0,8802	0,8803	0,8804	0,8805	0,8806
1	0,8797	0,8799	0,8800	0,8801	0,8802	0,8803	0,8804	0,8805	0,8806	0,8807
2	0,8798	0,8800	0,8801	0,8802	0,8803	0,8804	0,8805	0,8806	0,8807	0,8808
3	0,8799	0,8801	0,8802	0,8803	0,8804	0,8805	0,8806	0,8807	0,8808	0,8809
4	0,8800	0,8802	0,8803	0,8804	0,8805	0,8806	0,8807	0,8808	0,8809	0,8810
5	0,8801	0,8803	0,8804	0,8805	0,8806	0,8807	0,8808	0,8809	0,8810	0,8811
6	0,8802	0,8804	0,8805	0,8806	0,8807	0,8808	0,8809	0,8810	0,8811	0,8812
7	0,8803	0,8805	0,8806	0,8807	0,8808	0,8809	0,8810	0,8811	0,8812	0,8813
8	0,8804	0,8806	0,8807	0,8808	0,8809	0,8810	0,8811	0,8812	0,8813	0,8814
9	0,8805	0,8807	0,8808	0,8809	0,8810	0,8811	0,8812	0,8813	0,8814	0,8815
10	0,8806	0,8808	0,8809	0,8810	0,8811	0,8812	0,8813	0,8814	0,8815	0,8816
11	0,8807	0,8809	0,8810	0,8811	0,8812	0,8813	0,8814	0,8815	0,8816	0,8817
12	0,8808	0,8810	0,8811	0,8812	0,8813	0,8814	0,8815	0,8816	0,8817	0,8818
13	0,8809	0,8811	0,8812	0,8813	0,8814	0,8815	0,8816	0,8817	0,8818	0,8819
14	0,8810	0,8812	0,8813	0,8814	0,8815	0,8816	0,8817	0,8818	0,8819	0,8820
15	0,8811	0,8813	0,8814	0,8815	0,8816	0,8817	0,8818	0,8819	0,8820	0,8821
16	0,8812	0,8814	0,8815	0,8816	0,8817	0,8818	0,8819	0,8820	0,8821	0,8822
17	0,8813	0,8815	0,8816	0,8817	0,8818	0,8819	0,8820	0,8821	0,8822	0,8823
18	0,8814	0,8816	0,8817	0,8818	0,8819	0,8820	0,8821	0,8822	0,8823	0,8824
19	0,8815	0,8817	0,8818	0,8819	0,8820	0,8821	0,8822	0,8823	0,8824	0,8825
20	0,8816	0,8818	0,8819	0,8820	0,8821	0,8822	0,8823	0,8824	0,8825	0,8826
21	0,8817	0,8819	0,8820	0,8821	0,8822	0,8823	0,8824	0,8825	0,8826	0,8827
22	0,8818	0,8820	0,8821	0,8822	0,8823	0,8824	0,8825	0,8826	0,8827	0,8828
23	0,8819	0,8821	0,8822	0,8823	0,8824	0,8825	0,8826	0,8827	0,8828	0,8829
24	0,8820	0,8822	0,8823	0,8824	0,8825	0,8826	0,8827	0,8828	0,8829	0,8830
25	0,8821	0,8823	0,8824	0,8825	0,8826	0,8827	0,8828	0,8829	0,8830	0,8831
26	0,8822	0,8824	0,8825	0,8826	0,8827	0,8828	0,8829	0,8830	0,8831	0,8832
27	0,8823	0,8825	0,8826	0,8827	0,8828	0,8829	0,8830	0,8831	0,8832	0,8833
28	0,8824	0,8826	0,8827	0,8828	0,8829	0,8830	0,8831	0,8832	0,8833	0,8834
29	0,8825	0,8827	0,8828	0,8829	0,8830	0,8831	0,8832	0,8833	0,8834	0,8835
30	0,8826	0,8828	0,8829	0,8830	0,8831	0,8832	0,8833	0,8834	0,8835	0,8836
31	0,8827	0,8829	0,8830	0,8831	0,8832	0,8833	0,8834	0,8835	0,8836	0,8837
32	0,8828	0,8830	0,8831	0,8832	0,8833	0,8834	0,8835	0,8836	0,8837	0,8838
33	0,8829	0,8831	0,8832	0,8833	0,8834	0,8835	0,8836	0,8837	0,8838	0,8839
34	0,8830	0,8832	0,8833	0,8834	0,8835	0,8836	0,8837	0,8838	0,8839	0,8840
35	0,8831	0,8833	0,8834	0,8835	0,8836	0,8837	0,8838	0,8839	0,8840	0,8841
36	0,8832	0,8834	0,8835	0,8836	0,8837	0,8838	0,8839	0,8840	0,8841	0,8842
37	0,8833	0,8835	0,8836	0,8837	0,8838	0,8839	0,8840	0,8841	0,8842	0,8843
38	0,8834	0,8836	0,8837	0,8838	0,8839	0,8840	0,8841	0,8842	0,8843	0,8844
39	0,8835	0,8837	0,8838	0,8839	0,8840	0,8841	0,8842	0,8843	0,8844	0,8845
40	0,8836	0,8838	0,8839	0,8840	0,8841	0,8842	0,8843	0,8844	0,8845	0,8846
41	0,8837	0,8839	0,8840	0,8841	0,8842	0,8843	0,8844	0,8845	0,8846	0,8847
42	0,8838	0,8840	0,8841	0,8842	0,8843	0,8844	0,8845	0,8846	0,8847	0,8848
43	0,8839	0,8841	0,8842	0,8843	0,8844	0,8845	0,8846	0,8847	0,8848	0,8849
44	0,8840	0,8842	0,8843	0,8844	0,8845	0,8846	0,8847	0,8848	0,8849	0,8850
45	0,8841	0,8843	0,8844	0,8845	0,8846	0,8847	0,8848	0,8849	0,8850	0,8851
46	0,8842	0,8844	0,8845	0,8846	0,8847	0,8848	0,8849	0,8850	0,8851	0,8852
47	0,8843	0,8845	0,8846	0,8847	0,8848	0,8849	0,8850	0,8851	0,8852	0,8853
48	0,8844	0,8846	0,8847	0,8848	0,8849	0,8850	0,8851	0,8852	0,8853	0,8854
49	0,8845	0,8847	0,8848	0,8849	0,8850	0,8851	0,8852	0,8853	0,8854	0,8855
50	0,8846	0,8848	0,8849	0,8850	0,8851	0,8852	0,8853	0,8854	0,8855	0,8856
51	0,8847	0,8849	0,8850	0,8851	0,8852	0,8853	0,8854	0,8855	0,8856	0,8857
52	0,8848	0,8850	0,8851	0,8852	0,8853	0,8854	0,8855	0,8856	0,8857	0,8858
53	0,8849	0,8851	0,8852	0,8853	0,8854	0,8855	0,8856	0,8857	0,8858	0,8859
54	0,8850	0,8852	0,8853	0,8854	0,8855	0,8856	0,8857	0,8858	0,8859	0,8860
55	0,8851	0,8853	0,8854	0,8855	0,8856	0,8857	0,8858	0,8859	0,8860	0,8861
56	0,8852	0,8854	0,8855	0,8856	0,8857	0,8858	0,8859	0,8860	0,8861	0,8862
57	0,8853	0,8855	0,8856	0,8857	0,8858	0,8859	0,8860	0,8861	0,8862	0,8863
58	0,8854	0,8856	0,8857	0,8858	0,8859	0,8860	0,8861	0,8862	0,8863	0,8864
59	0,8855	0,8857	0,8858	0,8859	0,8860	0,8861	0,8862	0,8863	0,8864	0,8865
60	0,8856	0,8858	0,8859	0,8860	0,8861	0,8862	0,8863	0,8864	0,8865	0,8866
61	0,8857	0,8859	0,8860	0,8861	0,8862	0,8863	0,8864	0,8865	0,8866	0,8867
62	0,8858	0,8860	0,8861	0,8862	0,8863	0,8864	0,8865	0,8866	0,8867	0,8868
63	0,8859	0,8861	0,8862	0,8863	0,8864	0,8865	0,8866	0,8867	0,8868	0,8869
64	0,8860	0,8862	0,8863	0,8864	0,8865	0,8866	0,8867	0,8868	0,8869	0,8870
65	0,8861	0,8863	0,8864	0,8865	0,8866	0,8867	0,8868	0,8869	0,8870	0,8871
66	0,8862	0,8864	0,8865	0,8866	0,8867	0,8868	0,8869	0,8870	0,8871	0,8872
67	0,8863	0,8865	0,8866	0,8867	0,8868	0,8869	0,8870	0,8871	0,8872	0,8873
68	0,8864	0,8866	0,8867	0,8868	0,8869	0,8870	0,8871	0,8872	0,8873	0,8874
69	0,8865	0,8867	0,8868	0,8869	0,8870	0,8871	0,8872	0,8873	0,8874	0,8875
70	0,8866	0,8868	0,8869	0,8870	0,8871	0,8872	0,8873	0,8874	0,8875	0,8876
71	0,8867	0,8869	0,8870	0,8871	0,8872	0,8873	0,8874	0,8875	0,8876	0,8877
72	0,8868	0,8870	0,8871	0,8872	0,8873	0,8874	0,8875	0,8876	0,8877	0,8878
73	0,8869	0,8871	0,8872	0,8873	0,8874	0,8875	0,8876	0,8877	0,8878	0,8879
74	0,8870	0,8872	0,8873	0,8874	0,8875	0,8876	0,8877	0,8878	0,8879	0,8880
75	0,8871	0,8873	0,8874	0,8875	0,8876	0,8877	0,8878	0,8879	0,8880	0,8881
76	0,8872	0,8874	0,8875	0,8876	0,8877	0,8878	0,8879	0,8880	0,8881	0,8882
77	0,8873	0,8875	0,8876	0,8877	0,8878	0,8879	0,8880	0,8881	0,8882	0,8883
78	0,8874	0,8876	0,8877	0,8878	0,8879	0,8880	0,8881	0,8882	0,8883	0,8884
79	0,8875	0,8877	0,8878	0,8879	0,8880	0,8881	0,8882	0,8883	0,8884	0,8885
80	0,8876	0,8878	0,8879	0,8880	0,8881	0,8882	0,8883	0,8884	0,8885	0,8886
81	0,8877	0,8879	0,8880	0,8881	0,8882	0,8883	0,8884	0,8885	0,8886	0,8887
82	0,8878	0,8880	0,8881	0,8882	0,8883	0,8884	0,8885	0,8886	0,8887	0,8888
83	0,8879	0,8881	0,8882	0,8883	0,8884	0,8885	0,8886	0,8887	0,8888	0,8889
84	0,8880	0,8882	0,8883	0,8884	0,8885	0,8886	0,8887	0,8888	0,8889	0,8890
85	0,8881	0,8883	0,8884	0,8885	0,8886	0,8887	0,8888	0,8889	0,8890	0,8891
86	0,8882	0,8884	0,8885	0,8886	0,8887	0,8888	0,8889	0,8890		



## *Annexe3*

### FICHE de DONNEES de SECURITE

---

<b>Produit:</b>	<b>PROCHINOR GR 77</b>	Page: 1/6
Fiche : 94500902	Version: 4	Date: 2003-09-22
		Annule et remplace: 2003-08-04

---

#### 1 - IDENTIFICATION DU PRODUIT ET DE LA SOCIETE.

Nom du produit:	PROCHINOR GR 77
Code du produit.	945009
Type de produit ou utilisation:	Agent Désémulsionnants.
Fournisseur:	Fabricant.
Nom:	CECA SA Direction Tensio-actifs et Agents d'Interface Additifs Production Pétrolière et Gazière
Adresse:	postale : Cours Michelet - La Défense 10- 92091 Paris La Défense Cedex géographique : 4 - 8 cours Michelet - 92800 Puteaux - FRANCE
Téléphone:	01 49 00 38 00
Télécopie:	01 49 00 38 01
Numéro(s) d'appel d'urgence:	01 49 00 77 77 -France: ORFILA : 01 45 42 59 59 -Belgique : 070 -245 245 (Centre antipoison / Antigifcentrum)

---

#### 2 - COMPOSITION/INFORMATION SUR LES COMPOSANTS.

>> PREPARATION. :

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

Composants contribuant aux dangers: Substance n° CAS n° EINECS risques  
symbole concentration  
Hydrocarbure aromatique  
64742-94-5 265-198-5 R 51/53-65-66-67  
Xn-N > 25 %

---

### 3 - IDENTIFICATION DES DANGERS.

#### >> PRINCIPAUX DANGERS. :

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

Dangers physiques et chimiques: Risque d'inflammation.

Risques spécifiques: Brûlures thermiques possibles par contact à chaud.

R 65 : Nocif : peut provoquer une atteinte des poumons en cas d'ingestion.

R 66 : L'exposition répétée peut provoquer dessèchement ou gerçures de la peau.

R 67 : L'inhalation de vapeurs peut provoquer somnolence et vertiges.

R 51/53 : Toxique pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement aquatique.

CLASSIFICATION DU PRODUIT :

NOCIF.

DANGEREUX POUR  
L'ENVIRONNEMENT.

---

### 4 - PREMIERS SECOURS.

Information en cas de :

- Inhalation:

En cas d'intoxication aigüe, éloigner le sujet de l'atmosphère polluée et recourir s'il ya lieu aux méthodes de réanimation.

- Contact avec la peau:

Eliminer l'excès de produit. Laver immédiatement et abondamment avec de l'eau et du savon jusqu'à formation de mousse, rincer abondamment à l'eau.

- Contact avec les yeux:

Laver immédiatement et abondamment à l'eau, en écartant les paupières (pendant au moins 15 minutes).

- Ingestion: Alerter un ophtalmologiste.  
Ne pas faire vomir pour éviter les risques d'aspiration dans les voies respiratoires.

Autres informations : Enlever immédiatement tout vêtement souillé ou éclaboussé.  
DANS TOUS LES CAS APPELER UN MEDECIN.

---

## **5 - MESURES A PRENDRE EN CAS DE DISPERSION ACCIDENTELLE.**

Précautions individuelles: Sol rendu glissant par déversement de produit.  
Porter un vêtement de protection, des gants imperméables et un appareil de protection des yeux/du visage (par exemple visière).  
Eloigner toute source d'ignition - Ne pas fumer.

Précautions pour la protection de l'environnement:  
Protéger les égouts des déversements possibles.  
Endiguer et absorber sur support inerte.

Méthodes de nettoyage:

- Elimination: Ramasser les résidus à la pelle.  
Rassembler les résidus dans un conteneur identifié.  
Laver le sol à grande eau.  
Incinérer les résidus dans un centre agréé.

---

## **6 - MANIPULATION ET STOCKAGE.**

>> MANIPULATION. :

Mesures techniques : Prévoir des postes d'eau et des fontaines oculaires à proximité.  
Porter un vêtement de protection, des gants imperméables et un appareil de protection des yeux/du visage (par exemple visière).  
Porter des gants étanches isolants thermiques en cas de manipulation à chaud.

Prévention de l'exposition des travailleurs : Captage des aérosols (brouillards) au point d'émission et aération de l'atelier.

	Porter un masque respiratoire si nécessaire.
Prévention des incendies et des explosions :	Conserver à l'écart de toute source d'ignition - Ne pas fumer. Eviter l'accumulation de charges électrostatiques.
Autres précautions :	Utiliser du matériel anti-déflasant. Eviter tout contact avec la peau et les yeux. Ne pas ingérer. Ne pas respirer les vapeurs.
Conseils d'utilisation :	Eviter tout déversement sur le sol. Maintenir le sol propre. Eviter le contact avec les oxydants puissants.
>> STOCKAGE. :	
Mesures techniques :	Prendre toutes les dispositions nécessaires pour éviter le rejet accidentel du produit dans les égouts et dans les cours d'eau en cas de rupture des récipients ou des systèmes de transfert.
Conditions de stockage :	- Recommandées: Stocker les fûts hermétiquement fermés à l'abri des intempéries, dans un endroit bien ventilé en conformité électrique et sans source de chaleur vive. Maintenir le sol propre. Stockable à l'état liquide dans une capacité en conformité électrique à température inférieure à 60 °C. Utiliser des aires de stockage avec sol imperméable formant cuvette de rétention.
- Matières incompatibles:	Réaction dangereuse avec les oxydants puissants.
>> MATERIAUX D'EMBALLAGE. :	
- Recommandés:	Acier inoxydable 316 L, acier doux.
- Déconseillés:	Caoutchouc, revêtement vinylique.

---

*Annexe4*

**Tableau 4-1 : normes internationales applicables aux eaux de consommation**

NORMES ►	NORMES C.E.E		NORMES AFNOR FRANCAISES
	Niveau guide	CONCENTRATION MAXIMALE	
PARAMETRES ▼			
Température °C	12	15	25
pH	6,5 à 8,5	9,5	6,5 à 9
Conductivité µs/cm	400	1250	
Turbidité F.T.U	100		
Magnésium Mg <sup>+2</sup> mg/l	30		
Sodium Na <sup>+</sup> mg/l	<20	50	50
Potassium K <sup>+</sup> mg/l	<10	100	150
Chlorures Cl <sup>-</sup> mg/l	5	12	12
Sulfates SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> mg/l	5	250	250
		250	250
Dureté (TH) °F	35		
Dureté °C			
Matière sèche mg/l			1500
Fer Fe <sup>+3</sup> mg/l	0,1		

## Bibliographie

- [1] M.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 », thèse de doctorat ACADEMIE de BORDEAUX 2006.
- [2] L.FLESINSKI « Étude de la stabilité des émulsions et de la rhéologie interfaciale des systèmes pétrole brut/eau : influence des asphaltènes et des acides naphthéniques » thèse de doctorat, Université De Pau Et Des Pays De L'Adour, 2011
- [3] F. Z.CHAABI « Caractérisation physico-chimique d'un désémulsifiant le chimec R 899 », Mémoire master, Université KASDI MERBAH- OUARGLA, 2011.
- [4] N.PIERAT « Préparations d'émulsions par inversion de phase induite par agitation », thèse de doctorat, Université Henri Poincare - Nancy 1, 2010.
- [5] P.HERMAN, J.B.MATTHIEU, P.O.JOST, J.P.DUCOTTERD, N.BITSCH, P.COgneville, séminaire sur la corrosion, SONATRACH, 1989.
- [6] O.BELLOUM « L'optimisation des produits chimiques au niveau de champ de ZARZAITINE Nord Est », mémoire fin de formation, Direction Régionale D'IN AMENAS SONATRACH, 2015.
- [7] D.CLAUSSE, C.DALMAZZONE, « Utilisation de la DSC pour la caractérisation des émulsions - Exemples d'applications », technique de l'ingénieur- P1275 v1- délivré le 10/6/2008.
- [8] [WWW.Kipuchi.mpl.com](http://WWW.Kipuchi.mpl.com).
- [9] M.KHAMSSA, « la séparation et ses problèmes rencontre a HASSI R'MEL », mémoire master, université de Ouargla, 2005.
- [10] M. M.SAIED, « Traitement de PETROLE brut » cour, Département Gaz, Raffinage &

Pétrochimie, institut algérien du pétrole, Ecole d'Arzew, 2013.

[11] study on demulsifier formulation for treating malysian crude oil emulsion, Associates professeur B. HANAPI, S.ARIFFIN.

[12] [www.Rep.fr](http://www.Rep.fr).

[13] ARKAMA group, « Fiche de données de sécurité de produit prochinor GR 77 », PARIS LA DEFENSE CEDEX – FRANCE, 2003.

[14] K.BOUGHANMI, Rapport de stage, Division engineering et production, Université Oran, 2012.

[15] <http://biochimie.j.univ-angers.fr>

[16] <https://fr.wikipedia.org/wiki/Overdose>.