

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 de Génie des Procédés**

**Mémoire de Projet de Fin d'Etudes**

*2<sup>ème</sup> Année Master*

---

---

***Traitement du pétrole brut de GBRS(Tougourt) et  
étude de l'influence de différents paramètres sur  
l'opération de dessalage***

---

---

**Filière** : Génie des Procédés

**Spécialité** : Génie chimique

Présenté par :

**BOUKHADRA Abdeldjalil**

et

**MENIDJEL Raid**

Sous la direction de :

**Mme Bouakkaz Samia**

**Juin 2022**

# Remerciements

*Au terme de ce mémoire, nous tenons à exprimer nos remerciements avant tout à Allah le tout Puissant et le miséricordieux, notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.*

*Nous tenons à exprimer nos remerciements les plus vifs à notre encadreur Pr. Bouakkaz Samia, qui a su nous guider et nous aider dans ce travail avec beaucoup de tact et de gentillesse.*

*Nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé, à titre professionnel ou personnel à la réalisation de ce travail.*

*Nos remerciements sont également adressés à tout le staff du département génie des procédés.*

# *Dédicace*

*Moi Abdeldjalil, je dédie ce travail à :*

*Mes parents qui m'ont tant donné tout au long de ma vie.*

*A mon frère et sœurs adorés Mehdi, Khawla et Amani.*

*Au groupe d'exploitation de GRBS : Hicham, Madani,  
Salim, Youcef, Kheiredine et Amina , pour leur Motivation.*

*A toute ma famille, amis et collègues.*

# *Dédicace*

*A Mes Très chers Parents*

*Je dédie ce mémoire à mes parents, pour l'amour qu'ils m'ont toujours donné, leurs encouragements et toute l'aide qu'ils m'ont apportée durant mes études. Aucun mot, aucune dédicace ne pourrait exprimer mon respect, ma considération, et mon amour pour les sacrifices qu'ils ont consentis pour mon instruction et mon bien-être.*

*A mon Frère leay et ma Sœur lina, mes Oncles, mes Tantes, et A mes*

*Grands Parents*

*Je leur dédie ce travail pour tous les sacrifices qu'ils n'ont cessé de m'apporter tout au long de mes années d'études.*

*A Mes Amis Abdeldjalil, Samo, Khalil,*

*Nulle dédicace ne pourrait exprimer ma profonde affection et mon immense gratitude pour tous les encouragements et soutiens qu'ils ont consentis à mon égard.*

*RAID MENIDJEL*

**Résumé :**

Le dessalage électrostatique dans les unités de traitement du pétrole brut est une opération effectuée sur le pétrole brut très nécessaire qui permet de purifier le produit d'une part et de prévenir contre la corrosion et/ou le bouchage des équipements pétroliers d'une autre part, néanmoins plusieurs paramètres sont mis en jeu lors de cette opération, citons ; la température, l'agent tensio-actif, l'eau de lavage. Notre objectif est d'étudier l'influence des paramètres clés de dessalage électrostatique pour trouver une solution efficace afin d'arriver à obtenir un produit qui répond aux normes et aux exigences commerciales.

**Mots clés :** dessalage, pétrole brut, traitement, émulsion, sels.

**Abstract:**

Electrostatic desalting in crude oil processing units is a very necessary operation performed on crude oil which allows the product to be purified on the one hand and to prevent corrosion and/or clogging of petroleum equipment on the other hand. , nevertheless, several parameters are involved during this operation, let us quote; temperature, surfactant, and washing water. Our objective is to study the influence of the key parameters of electrostatic desalting to find an effective solution in order to obtain a product that meets the standards and commercial requirements.

**Keywords:** desalting, crude oil, treatment, emulsion, salts.

**ملخص:**

مستحلب الملح في البترول الخام مشكلة رئيسية، نزع هذا الاخر كهربائيا في منشآت معالجة البترول الخام يعتبر عملية ضرورية لتنقية البترول من ناحية ومنع التآكل وانسداد المعدات البترولية من ناحية أخرى، كما تؤثر في هذه العملية عدة عوامل نذكر منها (درجات الحرارة، مضاد استقرار الملح في النفط، ماء الغسل). هدفنا دراسة تأثير العوامل المذكورة سلفا على عملية نزع الاملاح من البترول للوصول الى حلول تتطابق مع المعايير ومتطلبات السوق.

**الكلمات المفتاحية:** نزع الأملاح، البترول الخام المعالجة مستحلب، ملح.

Remerciements	i
Dédicace	ii
Résumé	iv
Table de matières	v
Liste des figures	viii
Liste des tableaux	x
Liste des abréviations	xi
Introduction générale	1

## **Chapitre I : Généralités sur le pétrole et le Groupement BRS**

Introduction	3
I.1. Généralités sur Le pétrole	3
I.1.1. Définition	3
I.1.2. Composition du pétrole brut	3
I.1.3. Spécifications du pétrole	4
I.2. Généralité sur le groupement BRS	5
I.2.1. Introduction	5
I.2.2. Historique	6
I.2.3. Localisation du groupement Bir Seba	7
I.2.4. Organigramme du groupement Bir Seba	8
I.2.5. Composition du CPF de Bir Seba	9

## **Chapitre II : Description des procédés du groupement BRS**

Introduction	10
II.1. Description des procédés	10
II.2. Les différents systèmes du GBRS	10
II.2.1. Système de têtes de puits de production (Système 00)	10
II.2.2. Station de collecte (Système 10)	11
II.2.3. Séparation et stabilisation du brut (Système 11)	13
II.2.4. Stockage et exportation du pétrole (Système 12)	14
II.2.5. Traitement des eaux produites (Système 33)	15
II.2.6. Système d'injection des produits chimiques pour le CPF	16

### **Chapitre III : Théorie de dessalage du pétrole**

Introduction	17
III.1. Définition de dessalage	17
III.2. But du dessalage	17
III.3. Généralités sur les sels	18
III.3.1. Nature de sel	18
III.3.2. Inconvénients des sels	18
III.4. Les Emulsions	18
III.4.1. Définition de l'émulsion	18
III.4.2. Conditions de formation d'une émulsion	19
III.4.3. Procédés des désintégrations des émulsions	20
III.5. Dessalage électrostatique	22
III.5.1. Mécanisme du dessalage électrostatique	22
III.5.2. Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique	22
III.6. Paramètres de réglage du dessaleur	23
III.6.1. Niveau d'interface eau-brut	23
III.6.2. Température de dessalage	23
III.6.3. Taux d'eau de lavage	24
III.6.4. Nature de l'eau de lavage	25
III.6.5. Pression de service et la perte de charge dans la vanne de mélange	25
III.6.6. Nature et taux de désémulsifiant	26
III.6.7. Champ électrique	26
III.6.8. Temps de séjour	26

### **Chapitre IV : Matériels et méthodes**

Introduction	28
IV.1. Salinité	28
IV.1.1. Définition	28
IV.1.2. Appareillages et solutions utilisées	28
IV.1.3. Mode opératoire	29
IV.2. La Densité	29
IV.2.1. Définition	29
IV.2.2. Appareillage	29

IV.2.3. Mode opératoire	30
IV.3. Eau et sédiments (BS&W)	31
IV.3.1. Définition	31
IV.3.2. Appareillage	31
IV.3.3. Mode opératoire	31
IV.4. Tension de vapeur Reid (TVR)	32
IV.4.1. Définition	32
IV.4.2. Appareillage	32
IV.4.3. Mode opératoire	33
<b>Chapitre V : Résultats et discussions</b>	
V.1. Les analyses effectuées sur le pétrole brut	34
V.1.1. Salinité	34
V.1.2. Densité	36
V.1.3. Eau et Sédiments (BS&W)	37
V.1.4. Tension de vapeur Reid (TVR)	37
V.2. Bilan matière du dessaleur	38
V.2.1. Détermination de la teneur et de la quantité d'eau du brut à l'entrée du dessaleur	38
V.2.2. Bilan matière	39
V.2.3. Calcul de la quantité d'eau de lavage	40
V.2.4. Calcul de la quantité de brut dessalé	40
V.3. Influence des paramètres clés	41
V.3.1. Influence de taux de lavage	42
V.3.2. Influence de la température	45
V.3.3. Influence de volume de l'agent désémulsifiant	47
Conclusion générale	49
Références bibliographiques	50
Annexe A	I
Annexe B	II
Annexe C	III



## *Liste des figures*

<b>Numéro</b>	<b>Titre de Figure</b>	<b>Page</b>
Figure I.1	Les participations dans le groupement Bir Seba.	5
Figure I.2	Implantation du champ Bir Seba.	7
Figure I.3	Organigramme du groupement Bir Seba.	8
Figure II.1	Plan des puits et stations de collectes.	12
Figure II.2	Panneau graphique du GS1.	12
Figure II.3	Principe de la séparation.	13
Figure II.4	Système de séparation et stabilisation d'huile.	14
Figure III.1	Émulsion d'eau dans l'huile.	19
Figure III.2	Photomicrographie montrant deux gouttes touchantes mais incapable de s'unir en raison de la peau émulsifiante entourant les gouttelettes.	20
Figure III.3	Principe de l'émulsion.	21
Figure III.4	Dessaleur électrostatique.	22
Figure III.5	Variation de la viscosité (a), de la densité (b) et du facteur de décantation(c) en fonction de la température.	24
Figure III.6	Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage.	25
Figure III.7	Schéma de principe d'un dessaleur électrostatique.	27
Figure IV.1	Les différentes étapes de test de salinité.	28
Figure IV.2	Méthode de mesure de la densité.	29
Figure IV.3	Centrifugeuse.	31
Figure IV.4	Tube de lecture.	31
Figure IV.5	Principaux composants du bain thermostatique.	32

Figure V.1	Histogramme du suivi de salinité durant le traitement du pétrole brut.	35
Figure V.2	Schéma simplifié d'un dessaleur.	40
Figure V.3	Variation de La salinité du brut en fonction du taux de l'eau de lavage.	44
Figure V.4	Variation de Efficacité du dessaleur en fonction du taux d'eau de lavage.	44
Figure V.5	Variation de la salinité en fonction de la température.	46
Figure V.6	Efficacité du dessaleur en fonction de la variation température.	46
Figure V.7	Variation de la salinité en fonction de volume de désémulsifiant.	48
Figure V.8	Variation de l'efficacité de dessaleur en fonction de volume de désémulsifiant.	48

## *Liste des tableaux*

<b>Numéro</b>	<b>Titre du tableau</b>	<b>Page</b>
Tableau I.1	Développement du champ Bir Seba.	6
Tableau II.1	Numérotation des têtes de puits pour la Phase 1.	11
Tableau II.2	Les stations de collecte de Bir Seba.	11
Tableau V.1	Les spécifications de pétrole brut.	34
Tableau V.2	Les résultats de salinité du pétrole pendant le traitement.	35
Tableau V.3	Les résultats d'analyse de densité.	36
Tableau V.4	Les résultats d'analyse BS&W du pétrole.	37
Tableau V.5	Les données pour calcul du dessaleur.	38
Tableau V.6	La salinité du brut à la sortie de dessaleur en fonction de taux de lavage.	43
Tableau V.7	Valeurs de salinité à la sortie du dessaleur à différentes températures.	45
Tableau V.8	Valeurs de salinité à la sortie du dessaleur pour différents volumes de désémulsifiant.	47

## *Liste des abréviations*

<b>GBRS :</b>	Groupement Bir Seba.
<b>CPF :</b>	Installations de traitement centrales (Central Processing Facility)
<b>API :</b>	American Pétroleum Institute
<b>TVR ou RVP :</b>	Tension de vapeur Reid (Reid Vapour Pressure).
<b>BS&amp;W:</b>	Eau et sédiments (Bottom Sediment and Water).
<b>PTTEP:</b>	PTT Exploration and Production Public Company.
<b>PVEP:</b>	Petro Vietnam Exploration and Production Corporation.
<b>Z-CINA :</b>	Zone nord du Complexe Industriel Naili Abdelhalim.
<b>AQ :</b>	Assurance Qualité
<b>CQ :</b>	Contrôle Qualité
<b>EPC :</b>	Ingénierie, approvisionnement, construction (Engineering, Procurement, Construction).
<b>JGC :</b>	Groupe Japonais de Consultants
<b>GS :</b>	Station de collecte (Gathering Station).
<b>HP :</b>	Haute Pression (High Pressure).
<b>BP :</b>	Basse Pression (Low Pressure).
<b>GTG :</b>	Générateur à Turbine à Gaz (Gas Turbine Generator).
<b>BOPD :</b>	Barils d'huile par jour (Barrels Oil Per Day).
<b>HMD :</b>	Hassi Messaoud.
<b>HEH :</b>	Haoud El Hamra.
<b>CCR :</b>	Salle de Contrôle Centrale (Central Control Room).
<b>DCS :</b>	Système de Commande Distribué (Distributed Control System).
<b>PPM :</b>	Partie Par Million (Parts Per Million).
<b>CPI :</b>	Déshuileur à Plaques ondulées.

# *Introduction générale*

Le pétrole est un mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles (paraffiniques, naphthéniques, aromatiques) associé à des composés oxygénés, azotés et sulfurés ainsi qu'à des traces de métaux particuliers (vanadium, molybdène, nickel). Le raffinage du pétrole est une industrie lourde qui transforme un mélange d'hydrocarbures en produits énergétiques ; tels que les carburants, et en produits non énergétiques ; tels que les bitumes. Le processus continu d'une raffinerie simple comporte d'abord une épuration du pétrole brut, puis une séparation par distillation en produits blancs (distillats légers et moyens) et en produits noirs (résidus lourds). Les produits légers sont convertis en essences pour l'automobile.

Le pétrole brut peut se trouver dans le réservoir associé au gaz et à l'eau de formation. Il se trouve que la présence d'eau dans le pétrole est indésirable pour plusieurs raisons d'abord parce qu'au moment de vente le client ne payera pas de l'eau au prix du transport, puis la présence d'eau entraîne la corrosion des tuyaux et d'autres équipements de surface et enfin dans l'étape de raffinage cette eau induit des problèmes liés à la stabilité du processus, vue la différence des températures d'ébullition.

Actuellement, la commercialisation des pétroles bruts est régie par des contrats liants les producteurs, les transporteurs et les raffineurs et fixant en particulier les teneurs en sels et en eau. Les raffineries doivent ramener dans leurs unités, la teneur en sel à (40 ppm) maximum afin de prémunir contre toutes les sources d'ennuis telles que l'encrassement des échangeurs, la corrosion des équipements de tête des unités de distillations atmosphériques, la dégradation de la qualité des résidus ....etc [1]. L'élimination de ces sels et l'eau s'avère alors indispensable et cela nécessite l'installation d'une unité de dessalage [2].

Le groupement de Bir Seba (GBRS) a été créé par la société nationale Algérienne Sonatrach par la collaboration avec la société pétro Vietnam et Thaïlande pour exploiter de manière optimum cet immense gisement. GBRS a des gisements pétroliers qui font l'exploitation avec un traitement primaire et possède un dessaleur électrostatique (03V-1115), dont la tâche principale est l'élimination des sels d'une manière très efficace par l'utilisation d'un champ électrique, l'eau de lavage et le désémulsifiant.

Pendant notre stage de projet de fin d'étude, on a eu l'opportunité de connaître le principe de fonctionnement du CPF (Central Processing Facilities) et les équipements de traitement de

pétrole brut. L'objectif de notre travail était l'augmentation de l'efficacité du dessaleur au maximum pour fournir un brut de pétrole de bonne qualité de norme internationale commerciale via l'étude de l'influence de certains paramètres sur l'opération de dessalage du GBRS.

Ce mémoire est structuré selon deux parties principales :

**Première Partie comporte :**

- ✓ Chapitre 1: Généralités sur le pétrole et le Groupement BRS.
- ✓ Chapitre 2 : Description des procédés du GBRS.
- ✓ Chapitre 3 : Théorie de dessalage du pétrole.

**Deuxième Partie comporte :**

- ✓ Chapitre 4 : Matériels et méthodes.
- ✓ Chapitre 5 : Résultats et discussions.

Enfin, nous terminerons ce mémoire par une conclusion générale.

*Chapitre I*  
*Généralités sur le*  
*pétrole et le*  
*groupement de BRS*



## **Introduction**

L'homme a toujours eu besoin d'énergie pour vivre, mais depuis le 18<sup>ème</sup> siècle, il compte sur les ressources non renouvelables qui s'épuisent un peu plus chaque jour. La plus grande quantité d'énergie utilisée dans le monde est d'origine fossile, comme le pétrole, le charbon, ou le gaz, malheureusement cette énergie est insuffisante pour les besoins énergétiques des générations futures [3].

À partir des années 50, Le pétrole est devenu la première source d'énergie mondiale, fournissant près de la moitié de la demande totale d'énergie primaire, ce qui fait que notre civilisation industrielle moderne en est dépendante, et cette dépendance se constate d'après son approvisionnement à grande échelle [3]. En effet il satisfait plus de 30 % des besoins énergétiques de la planète. C'est la principale matière première des carburants qui alimente les transports (voitures, camions, avions) et est la matière première irremplaçable pour l'industrie de pétrochimie pour un grand nombre de produits de la vie quotidienne : matières plastiques, peintures, colorants, cosmétiques, etc... [4].

Le pétrole sert aussi comme combustible dans le chauffage domestique et comme source de chaleur dans l'industrie, mais dans une moindre mesure ; il ne représente que 4,6% de l'électricité mondiale, les autres sources d'énergie électrique étant nombreuses (nucléaire, charbon, gaz, hydraulique, éolienne) [4].

## **I.1. Généralités sur Le pétrole**

### **I.1.1. Définition**

Le mot pétrole est tiré du mot latin « petroleum » qui signifie : « huile de roche », c'est une huile minérale naturelle combustible de couleur très foncée douée d'une odeur caractéristique plus ou moins prononcée, et d'une densité de 0,8 à 0,95 [5].

### **I.1.2. Composition du pétrole brut**

Les éléments essentiels composant le pétrole sont le carbone (83 à 87%) et l'hydrogène (11 à 14%) qui forment les divers groupements d'hydrocarbures. Parmi les composants du pétrole, on compte également des composés d'oxygène, de soufre et d'azote (au total jusqu'à 6 ou 7%). On a pu constater la présence dans les cendres du pétrole, du chlore, du phosphate, du silicium et des métaux tels que : K, Na, Ca, Fe, Ni...etc.

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

- ✓ Les paraffines (alcanes) ou hydrocarbures saturés.
- ✓ Les naphthènes.
- ✓ Les hydrocarbures aromatiques [3].

### **I.1.3. Spécifications du pétrole**

#### **a. La densité**

La connaissance de la densité a une importance commerciale car la cotation des pétroles bruts dépend de cette propriété, souvent exprimée en degré API. Dans une même région géographique, la densité du brut varie d'un gisement à un autre, on observe aussi, dans le même champ, des variations de densité d'un puit à un autre [2].

#### **b. Point d'écoulement**

Lorsque le pétrole brut est exposé au froid, on n'observe pas, comme pour un produit pur, un passage net de l'état liquide à l'état solide. Il apparaît d'abord une augmentation plus ou moins importante de la viscosité, si l'abaissement de la température est suffisant, le pétrole brut cesse d'être fluide et s'approche de l'état solide. Le point d'écoulement des pétroles bruts est mesuré pour donner une indication approchée sur la pompabilité. En fait, l'agitation du fluide provoquée par le pompage, peut empêcher ou détruire la formation des cristaux de paraffines, conférant ainsi aux bruts une certaine fluidité au-dessous de la température d'écoulement mesurée [2].

#### **c. Viscosité**

La mesure de la viscosité des pétroles bruts à différentes températures est particulièrement importante pour le calcul des pertes de charge dans les pipelines ainsi que pour la spécification des pompes et des échangeurs. La viscosité d'un brut paraffinique augmentera rapidement si la température baisse, par contre pour le brut naphthénique ou mixte l'accroissement de la viscosité sera plus progressif [2].

#### **d. Tension de vapeur et point d'éclair (TVR)**

La mesure de la tension de vapeur et du point d'éclair du pétrole brut permet d'estimer la teneur en hydrocarbures. On admet généralement que le pétrole brut ayant une tension de vapeur supérieure à 0,2 bars à 37,8°C a un point d'éclair inférieur à 200°C [2].

### e. Teneur en soufre

Le pétrole brut contient des hydrocarbures sulfurés, de l'hydrogène sulfuré dissous et parfois même du soufre en suspension. D'une manière générale, la teneur totale en soufre est comprise entre 0,05 % et 5% en poids [2].

### f. Teneur en azote

Le pétrole brut renferme des hydrocarbures azotés sous forme basique (quinoléine, isoquinoléine, pyridine) ou neutres. Ces composés peuvent être malodorants ou avec une odeur agréable [2].

### g. Teneur en eau, sédiments et sels (BS&W)

Le pétrole brut contient, en très faibles quantités, de l'eau, des sédiments et des sels minéraux dont la majeure partie est dissoute dans l'eau, le reste se trouvant sous forme de cristaux très fins. Ces produits peuvent détériorer les équipements : corrosion, érosion, dépôt et bouchage [2].

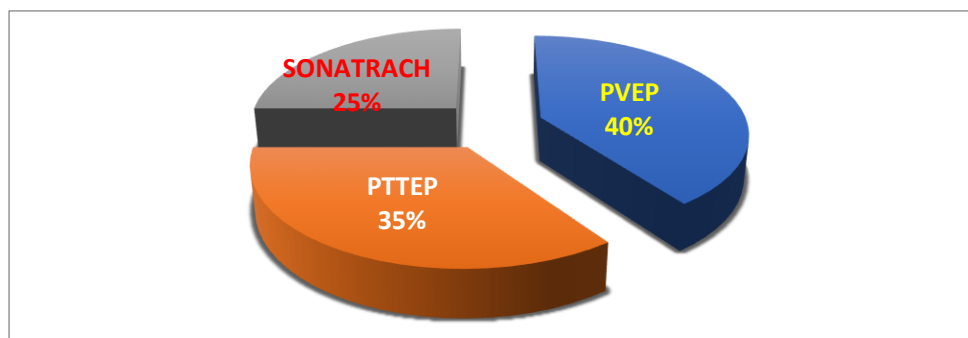
### h. Salinité

C'est la masse des sels (composés ioniques) dissous dans 1 litre d'eau. Elle s'exprime en grammes de sels par kilogrammes d'eau. La présence d'une concentration de sel élevée peut être à l'origine des phénomènes nocifs de corrosion, dans les pipes durant le transport et dans les installations de raffinage.

## I.2. Généralités sur le groupement BRS

### I.2.1. Introduction

Le champs Bir Seba, est une association entre Sonatrach, qui intervient à hauteur de 25%, contre 35% pour la compagnie thaïlandaise PTTEP et 40% pour le groupe vietnamien Petro Vietnam PVEP (voir figure I.1).



**Figure I.1** : Les participations dans le groupement Bir Seba.

Un contrat de partage de production a été signé pour les Blocs 433a et 416b, périmètre de Touggourt et pour la réalisation des installations de traitement de pétrole. Ces blocs s'étendent sur une superficie d'environ 6472 km<sup>2</sup> et se situent à 550 km au sud-est d'Alger et à 130 km au nord-est du champ pétrolier géant de Hassi Messaoud [6].

Le projet est scindé en deux phases. La première prévoit la construction d'un centre de traitement d'huile d'une capacité de 20000 barils/jour et d'une unité de compression et d'expédition de gaz vers Z-Cina (Hassi Messaoud) d'une capacité de 1 million de m<sup>3</sup>/jr. Il est prévu également de construire deux pipelines d'une longueur de 130 km pour l'acheminement du brut vers Haoud El Hamra et du gaz vers l'usine Z-Cina [6].

### I.2.2. Historique

Le groupement Bir Seba est développé selon des étapes organisées dans le tableau suivant:

**Tableau I.1** : Développement du champ Bir Seba.

Date	Événement
2002	Signature d'un contrat de partage de production entre Sonatrach, PVEP et PTTEP (en vigueur depuis le 30 juin 2003)
2008	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Phase 1 du forage ;</li> <li>- Etude géotechnique et topographique ;</li> <li>- Etude relative au transport ;</li> <li>- Etudes d'injection d'eau et d'extraction de gaz ;</li> <li>- Ingénierie amont et conception ;</li> <li>- Attribution du contrat AQ/CQ.</li> </ul>
2010	Date estimée de l'attribution du contrat EPC1
2011	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Un contrat avec le consortium japonais JGC et JGC Algeria SPA pour réaliser les installations industrielles de traitement de pétrole, de pipelines d'expédition de pétrole et de gaz ainsi qu'une base industrielle sur le champ de Bir Seba.</li> <li>- Démarrage de la production (phase 1)</li> </ul>
Fin 2014	Production sur la totalité du champ (phases 1 et 2)

### I.2.3. Localisation du groupement Bir Seba

Comme il a été déjà mentionné le champ de Bir Seba se situe dans les blocs 433a et 416b, en Algérie, à environ 550 km au sud-est d'Alger et à 130 km au nord-est de Hassi Messaoud. Le champ est situé dans le désert à une altitude variant entre 110 et 172m. Il se trouve à 122 km du chef-lieu de la Wilaya de Ouargla et à 69 km de Touggourt [6]. La figure I.2 représente la situation géographique du groupement Bir Seba.

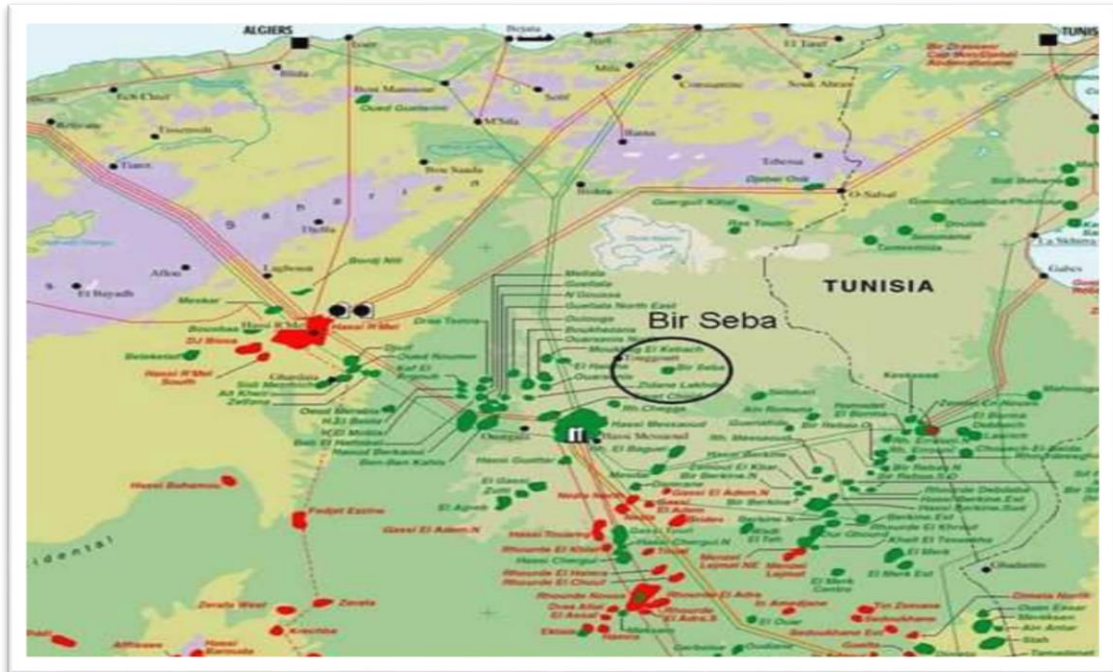


Figure I.2 : Implantation du champ Bir Seba.

### I.2.4. Organigramme du groupement Bir Seba

Le groupement Bir Seba est organisé selon l'organigramme suivant :

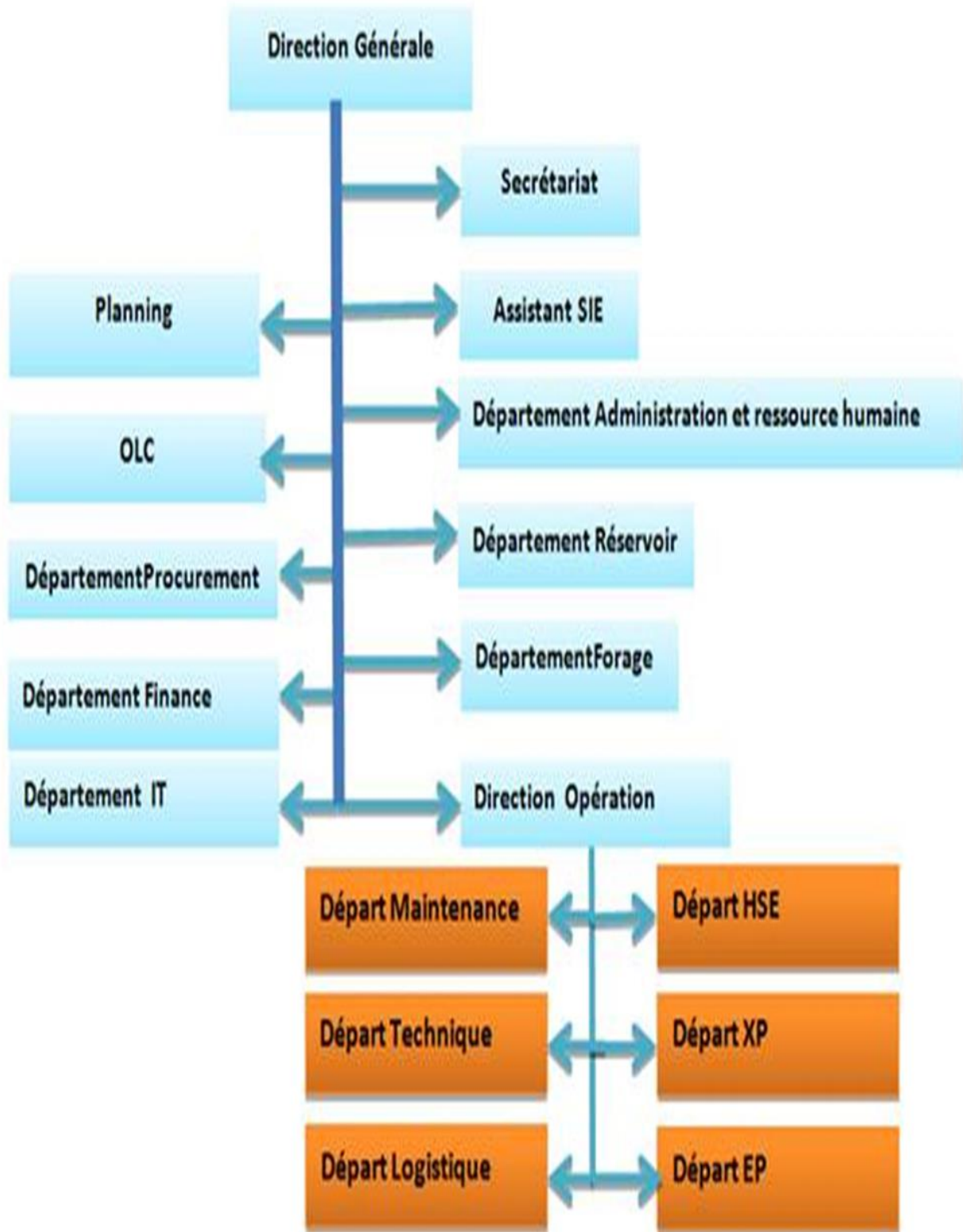


Figure I.3 : Organigramme du groupement Bir Seba.

**I.2.5. Composition du CPF de Bir Seba (Annexe A)**

Les unités d'exploitation du CPF sont réparties comme suit :

- Système 00 : système de têtes de puits de production.
- Système 10 : station de collecte GS.
- Système 11 : séparation et de stabilisation du pétrole.
- Système 12 : stockage et d'exportation de pétrole.
- Système 22 : compression du gaz de flash.
- Système 23 : compression du gaz d'expédition.
- Système 26 : expédition et comptage du gaz.
- Système 28 : déshydratation du gaz.
- Système 33 : traitement des eaux produites.
- Système 40 : système de fuel gaz.
- Système 43 : traitement d'eau potable.
- Système 49 et 41 : Système d'eau de service et déminéralisé.
- Système 44 : diesel.
- Système 45,46 : récupération de chaleur et fluide caloporteur.
- Système 52 : eau d'incendie.
- Système 53 et 54 : air service et air instrumenté.
- Système 55, 56,57 : torche BP, HP, atmosphérique.
- Système 60 : système de drain fermé.
- Système 61 : drain eaux huileuses.
- Système 62 : drain ouvert.
- Système 63 : traitement des eaux usée.
- Système 64 : production d'azote.
- Systeme80 : la turbine à gaz GTG [6].

*Chapitre II*  
*Description des*  
*procédés du*  
*groupement BRS*



## **Introduction**

Le pétrole brut provenant des puits ne peut pas être utilisé directement ; par ce qu'il contient de l'eau et le gaz associé, ainsi que des impuretés solides comme le sable, l'argile et la boue. L'objectif de traitement du pétrole brut est d'éliminer ces impuretés et respecter les spécifications de commercialisation internationale répondant à certaines exigences demandées par les clients (TVR, la salinité et BSW) [7].

### **II.1. Description des procédés**

La capacité initiale du CPF est 20 000 BOPD, par le développement complet du champ, sa capacité sera portée à 40 000 BOPD. Le CPF recevra les fluides de puits provenant des différentes stations de collecte situées sur le champ, en passant par les canalisations. Une fois admis, le brut sera stabilisé ; et les gaz associés (gaz de flash) seront séparés, puis expédiés à un gazoduc conduisant à HMD.

Le brut sera stocké, puis pompé vers le point de livraison situé à HEH via un oléoduc. Les liquides condensés dans le système de compression de gaz seront séparés et renvoyés par pompage vers les séparateurs du système de traitement d'huile [6].

### **II.2. Les différents systèmes du GBRS**

#### **II.2.1. Système de têtes de puits de production (Système 00)**

Le système 00 est composé de 16 puits pour la phase 1, et 17 puits s'y ajoutent dans la phase 2. Chaque site de puits est composé de:

- ✓ Tête de puits avec une vanne maîtresse, une vanne latérale et une vanne de sécurité pour la fermeture et d'un étrangleur pour la commande du débit de la tête de puits, ces têtes sont numérotées dans le tableau II.1.
- ✓ Puisard de décharge.
- ✓ Gare de départ temporaire de racleurs de ligne de débit de puits.

**Tableau II.1** : Numérotation des têtes de puits pour la Phase 1 [8].

Désignation du puits	Code de système	Désignation du puits	Code de système
BRS-6	11	BRS-14	26
BRS-8	12	BRS-13	27
BRS-10	13	BRS-18	33
BRS-12	15	BRS-21	38
BRS-20	19	BRS-19	40
BRS-16	20	BRS-22	41
BRS-09	22	BRS-17	43
BRS-15	25	-	-

### II.2.2. Station de collecte (Système 10)

Trois stations de collecte sont installées pendant la phase 1; GS1, GS2 et GS3. La GS1 est située dans la limite de batterie de CPF. Les GS2 et GS3 sont éloignées des CPF. Chaque station de collecte comprend un collecteur de production, un collecteur d'essai et un séparateur d'essai. Les fluides de puits provenant du site de puits sont envoyés à l'unité d'essai de puits dans chaque GS par la canalisation de production et le collecteur d'essai. Les fluides de puits provenant du séparateur d'essai seront retournés au collecteur de production dans la station de collecte. L'essai de puits sera effectué et contrôlé à partir des CPF en alignant à distance le puit sélectionné sur le collecteur d'essai. Chaque GS est divisée entre plusieurs puits comme montré dans le tableau II.2 :

**Tableau II.2** : Les stations de collecte de Bir Seba.

GS1	GS2	GS3
6 -BRS	8-BRS	10-BRS
9-BRS	13-BRS	15-BRS
11-BRS	16-BRS	19-BRS
12-BRS	17-BRS	20-BRS
14-BRS	21-BRS	-
18-BRS	22-BRS	-

À tout moment, un seul puits sera aligné sur le séparateur d'essai pour l'essai. Après l'achèvement de l'essai de puits, le puits sera aligné à nouveau sur le collecteur de production. La figure ci-dessous présente les installations des puits, les stations de collecte et le CPF.

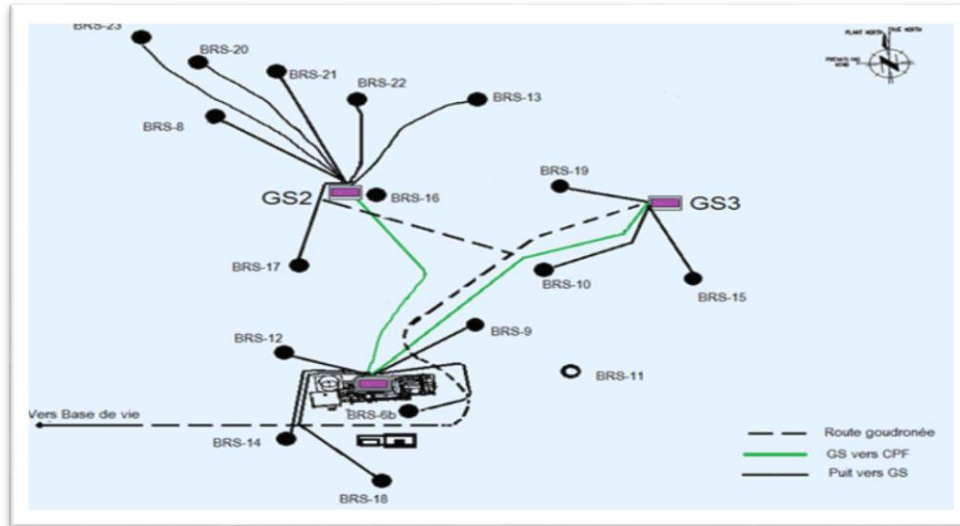


Figure II.1 : Plan des puits et stations de collectes [8].

L'essai de puits sera effectué et contrôlé à partir de CCR. La figure ci-dessous représente la configuration de station de collecte GS1 par un système de contrôle DCS.

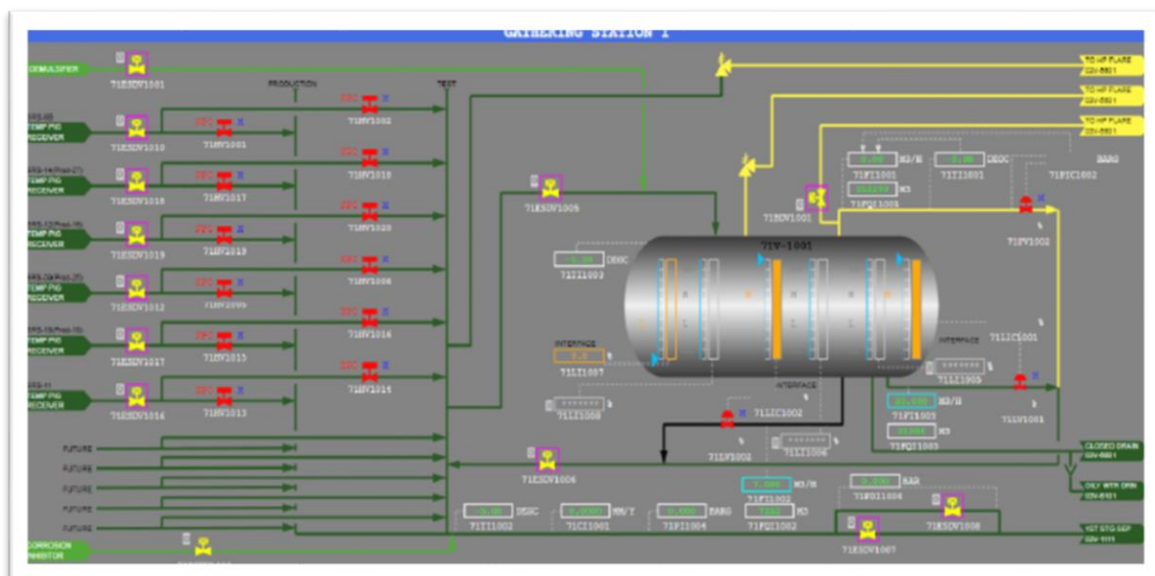


Figure II.2 : Panneau graphique du GS1.

### II.2.3. Séparation et stabilisation du brut (Système 11)

Les fluides du gisement provenant des stations de collecte sont envoyés aux trains de séparation puis aux réchauffeurs d'huile 2ème et 3ème étage pour obtenir la température requise et satisfaire ainsi à la spécification relative à la TVR, en utilisant des fluides caloporteurs. A partir de chaque étage de séparation, la vapeur sera envoyée vers les installations de compression et de traitement de gaz, tandis que l'eau sera envoyée vers les installations de traitement des eaux produites. Le brut issu du système de séparation d'huile sera acheminé vers le système de dessalage. Les eaux de l'aquifère, après avoir été traitées, sont utilisées pour le lavage à effectuer dans le processus de dessalage.

L'huile provenant du séparateur du 3ème étage est envoyée par la pompe de transfert d'huile vers le déshydrateur, qui réduira les teneurs en eau et en sel de l'huile véhiculée. Les teneurs en eau et en sel seront réduites encore davantage dans le dessaleur pour produire un pétrole dont le BSW et la salinité sont inférieurs respectivement à 0,5 % volumique et à 0,004 % poids (40 ppm). Les eaux sortant du déshydrateur seront acheminées vers l'unité de traitement des eaux produites, puis vers le bassin d'évaporation.

L'eau de dilution est chauffée dans l'échangeur de chaleur à contre-courant de l'eau sortant du déshydrateur, afin de maximiser la séparation huile-eau et de réduire la tendance à l'émulsion huile-eau (Figure II.3). L'eau séparée dans le dessaleur est renvoyée par la pompe de recyclage d'eau de lavage vers le déshydrateur, puis mélangée à l'huile provenant du séparateur 3ème étage.

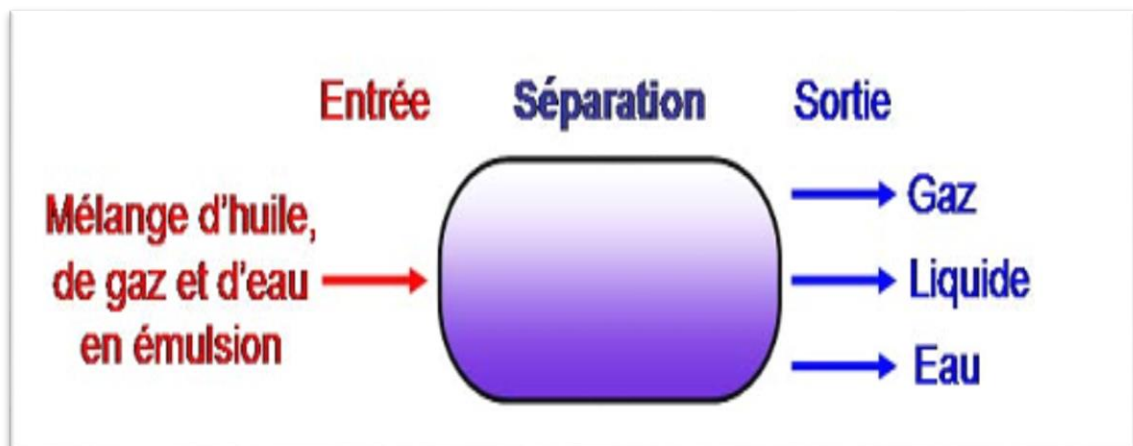


Figure II.3 : Principe de la séparation.

Le brut stabilisé est refroidi par le réfrigérant, puis acheminé vers les bacs de stockage. Le brut hors spécifications sera envoyé au bac de stockage hors spécifications et réacheminé vers le système de retraitement [6].

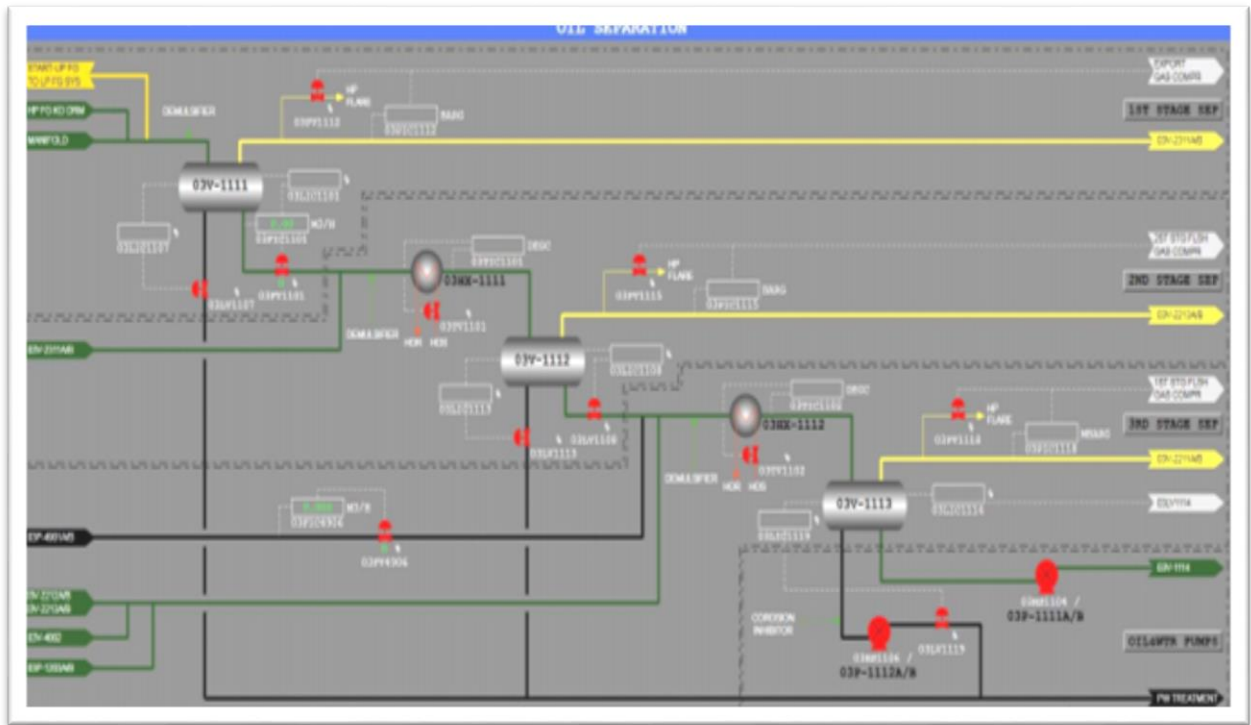


Figure II.4: Système de séparation et stabilisation d'huile [9].

#### II.2.4. Stockage et exportation du pétrole (Système 12)

Le système 12 est constitué des équipements suivants:

- ✓ Les bacs de stockage de pétrole (03TK-1201 A/B/C).
- ✓ Le bac de stockage hors spécifications (03TK-1202).
- ✓ Les pompes de gavage de l'huile (03P-1201 A/B).
- ✓ Les pompes d'exportation de pétrole (03P-1202 A/B).
- ✓ Les pompes de réacheminement de l'huile (03P-1203 A/B).
- ✓ La gare de racleur départ (03V-1201).
- ✓ La gare de racleur arrivée (04V-1201).
- ✓ Le système de comptage fiscal (04ME-1201).

Trois bacs de stockage à toit flottant, sont utilisés pour le remplissage (recette), la tranquillisation (décantage) et l'expédition (exportation) pour phase 1, chaque bac ayant un volume utile de 20 000 barils. Un autre bac à toit fixe d'un volume utile de 25 000 barils est

fourni pour le stockage du brut hors spécifications. Deux autres bacs de stockage de 20 000 barils seront requis pour la phase 2.

Le pétrole exporté doit être conforme à la spécification de la TVR. L'huile du bac hors spécification est acheminée soit au réchauffeur d'huile 3ème étage, soit au déshydrateur, ou renvoyée vers les installations de stockage après avoir été testée. Le pétrole sera exporté par un oléoduc de 130 km de long vers HEH où il afflue dans trois oléoducs existants à destination d'Arzew, de Skikda et de Bejaia.

Les gares de racleur départ et arrivée sont installées sur l'oléoduc d12". Les opérations de raclage ont pour but de prévenir la corrosion due à la présence d'eau et d'améliorer l'efficacité du pipeline en enlevant le dépôt de paraffine qui s'y forme. Toute éventuelle fuite de l'oléoduc est décelée par la détection de pression différentielle. L'unité de comptage fiscal constituée de deux débitmètres de haute précision est installée au point de livraison à Haoud El Hamra et les paramètres clés sont transmis à la salle de contrôle de BRS [2].

### **II.2.5 Traitement des eaux produites (Système 33)**

Le système 33 est constitué des équipements suivants:

- ✓ Déshuileur à plaques ondulées CPI (03V-3301).
- ✓ IGF (03ME-3301).
- ✓ L'unité de traitement des eaux huileuses (03ME-3302).
- ✓ Le ballon de pétrole écrémé (03V-3302).
- ✓ La pompe d'évacuation des eaux produites (03P-3301 A/B).
- ✓ La pompe de pétrole écrémé (03P-3301 A/B).

Les eaux produites provenant des différents trains de traitement du pétrole et du système de déshydratation du gaz sont introduites dans le système de traitement des eaux produites, où, dans un premier temps, elles sont traitées dans un ballon CPI, puis dans un ballon IGF. Les ballons CPI et IGF sont raccordés par une ligne d'équilibrage de vapeur pour qu'ils fonctionnent à une même pression de service.

Afin de se conformer à la spécification en matière d'évacuation des eaux de rejet, un traitement secondaire est prévu pour réduire davantage la teneur en huile des eaux de rejet. Ceci est réalisé en utilisant des filtres multicouches qui éliminent l'huile et les matières solides en suspension. Ce traitement est complété ensuite par la filtration avec des filtres à cartouche

d'adsorption d'huile. Les filtres multicouches nécessitent un lavage à contre-courant périodique, qui produit un flux concentré d'eaux de rejet à ne jamais évacuer vers le bassin d'évaporation. Dans le lavage à contre-courant, on sépare les matières solides des eaux et renvoie ces dernières à l'unité de traitement des eaux produites pour retraitement.

Le pétrole séparé dans les ballons CPI et IGF est écrémé et envoyé au ballon de pétrole écrémé, puis envoyé vers le bac de stockage hors spécification [6].

### **II.2.6. Système d'injection des produits chimiques pour le CPF**

Le système 36 est constitué des équipements suivants:

- ✓ Le réservoir d'inhibiteur de corrosion (03TK-3611).
- ✓ Les pompes d'inhibiteur de corrosion (03P-3611 A/B).
- ✓ Le réservoir d'inhibiteur de paraffine (03TK-3621).
- ✓ Les pompes d'inhibiteur de paraffine (03P-3621 A/B).
- ✓ Le réservoir de désémulsifiant (03TK-3641).
- ✓ Les pompes de désémulsifiant (03P-3641 A/B).

Les exigences concernant l'injection des produits chimiques pour les systèmes de traitement et d'exportation du CPF sont formulées comme suit:

- ✓ L'injection de désémulsifiant au niveau des séparateurs 1<sup>er</sup>, 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> étages et du déshydrateur, pour faciliter la séparation lorsqu'il y a une quantité importante d'émulsion eau dans l'huile dans le train de séparation.
- ✓ L'injection de l'inhibiteur de corrosion au niveau des pompes de transfert d'eau et des pompes d'exportation de pétrole, pour parer à la présence d'eau et de CO<sub>2</sub> dans les conduites en acier ou en carbone.
- ✓ L'injection de l'inhibiteur de paraffine au niveau des bacs de stockages du pétrole et des pompes d'exportation de pétrole en hiver.

Une unité d'injection des produits chimiques est installée dans l'enceinte du CPF. Elle est constituée d'un réservoir de stockage rectangulaire doté des compartiments séparés pour le désémulsifiant, l'inhibiteur de corrosion, d'un réservoir pour l'inhibiteur de paraffine et de deux pompes doseuses (en service / être prêt) pour chaque produit chimique [6].

*Chapitre III*  
*Théorie de dessalage*  
*du pétrole*



## **Introduction**

Le pétrole brut contient souvent de l'eau, des sels inorganiques, des solides en suspension et des traces de métaux solubles dans l'eau. La plupart des puits fournissent, depuis leurs mises en production, une huile variablement chargée en sels; le chlorure de sodium (NaCl) est majoritaire, mais il est toujours associé à des quantités de sels alcalino-terreux. Cette salinité est apportée par l'eau de réservoir ou par des eaux d'infiltration; elle est en fonction de la position structurale de puits et des caractéristiques physiques de la roche de réservoir. De plus elle évolue au cours de la vie du puits [2].

Le dessalage du pétrole brut est une opération essentielle en raffinerie, car elle conditionne la bonne ou mauvaise marche des procédés de traitement du brut. De plus, un mauvais dessalage a des conséquences directes sur le fonctionnement de la colonne de distillation atmosphérique :

- ✓ Encrassement des échangeurs de chaleur et du four.
- ✓ Corrosion au sommet de tête de la colonne de distillation.
- ✓ Résidu atmosphérique chargé en sodium.

Donc, un mauvais dessalage peut conduire également à des entraînements massifs d'hydrocarbures dans les eaux de purge du dessaleur; c'est un problème environnemental [2].

### **III.1. Définition de dessalage**

Le dessalage est une opération permettant d'éliminer par lavage à l'eau les sels minéraux présents dans les pétroles bruts. Ces sels sont en effet susceptibles de provoquer des corrosions et des encrassements dans les unités de traitement de bruts. La séparation brut dessalé-eau s'effectue dans un gros ballon décanteur horizontal: le dessaleur [10].

### **III.2. But du dessalage**

Le pétrole brut et les résidus lourds peuvent contenir différentes quantités de composés organiques comme des sels solubles dans l'eau, du sable, de la rouille et d'autres extraits secs, l'ensemble est caractérisé comme des dépôts de fond. Le sel dans le brut se présente principalement sous forme de cristaux de sels dissous en suspension ou dissous dans l'émulsion d'eau avec le brut. Ces impuretés, en particulier les sels, peuvent entraîner un encrassement et la corrosion des échangeurs de chaleur (préchauffages de brut) et en particulier du système de distillat de tête de l'unité de distillation de brut [11]. Donc l'objectif sera d'éliminer :

- ✓ Le sel par dessalage pour satisfaire les normes commerciales.
- ✓ Avoir une salinité inférieure ou égale 40 mg/l.

- ✓ Limiter le transport et le stockage d'eau (perte de charge et corrosion) [12].

### III.3. Généralités sur les sels

#### III.3.1. Nature de sel

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

- ✓  $\text{MgCl}_2$  (chlorure de magnésium) = 20%
- ✓  $\text{CaCl}_2$  (chlorure de calcium) = 10%
- ✓  $\text{NaCl}$  (chlorure de sodium) = 70%

Ces sels se présentent soit sous forme de cristaux, soit ionisés dans l'eau présente dans le brut [13].

#### III.3.2. Inconvénients des sels

Les sels dissous dans l'eau de pétrole brut précipitent sur les parois des tubes des échangeurs de chaleur et des fours et présentent les inconvénients suivants:

- ✓ Augmentation des pertes de charge qui implique une réduction de débit ou augmentation de la vitesse de passage à cause de la réduction de la section de passage.
- ✓ Diminution du coefficient de transfert de chaleur, car les sels sont mauvais conducteurs de chaleurs [14].
- ✓ Encrassement des échangeurs et des fours.
- ✓ Corrosion des circuits de tête de la colonne de distillation atmosphérique en présence de chlorure de magnésium et de calcium selon les réactions suivantes:

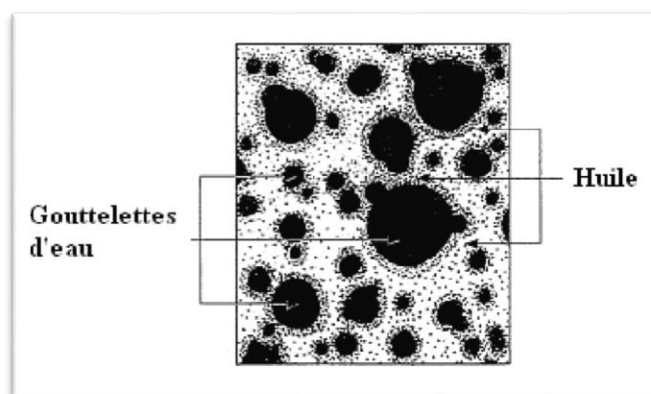


- ✓ Obtention de résidu atmosphérique riche en sodium, qui empoisonne le catalyseur de craquage catalytique [10].

### III.4. Les Emulsions

#### III.4.1. Définition de l'émulsion

L'émulsion est une suspension de petites gouttelettes d'un liquide dans un deuxième liquide comme montré dans la figure III.1. L'émulsion stable ne peut pas être séparée par simple décantation, mais par un traitement (physique, chimique et électrique) [14].



**Figure III.1** : Émulsion d'eau dans l'huile [14].

Une émulsion du pétrole brut est définie comme deux liquides non miscibles dont le premier (l'eau) est dispersé sous forme de petites gouttelettes (la phase interne), dans l'autre (le brut) qui constitue la phase continue ou externe. Généralement un agent désémulsifiant est injecté pour séparer les couches d'émulsion [15].

La stabilité d'une émulsion est fonction de plusieurs paramètres :

- ✓ La densité du pétrole brut.
- ✓ La tension superficielle de l'eau.
- ✓ Les impuretés et les contaminants.
- ✓ Les paraffines contenues dans le pétrole brut.
- ✓ Les acides organiques.

#### **III.4.2. Conditions de formation d'une émulsion**

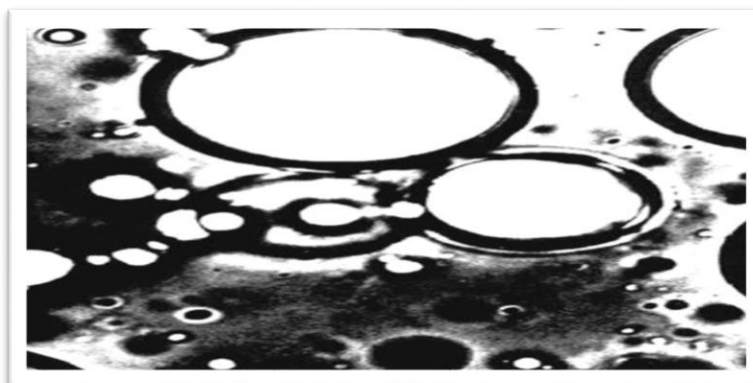
Dans la production du pétrole brut, les émulsions les plus généralement rencontrées sont du type eau dans l'huile ou « hydrophobe », le milieu continue étant l'huile. Les émulsions du type huile dans l'eau ou émulsions inverses « hydrophile » existent mais se rencontrent rarement [14].

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

- ✓ Non miscibilité des deux liquides.
- ✓ Energie suffisante pour disperser une phase dans une autre.
- ✓ Présence d'un agent émulsifiant.

Les agents émulsifiants rencontrés dans le pétrole brut comprennent les asphaltènes, les résines, les acides organiques, les paraffines solubles dans l'huile ou des particules finement divisées qui sont généralement plus mouillées par le pétrole brut que par l'eau. Parmi ces solides finement divisés, on peut trouver des sulfates de fer, zinc et aluminium, des carbonates de calcium, de la silice, de l'argile et du sulfure de fer.

L'agent émulsifiant contenu dans le pétrole brut se rencontre à l'interface eau/huile en formant une barrière autour des gouttes d'eau (figure III.2), ce qui empêchera la coalescence [9].



**Figure III.2 :** Photomicrographie montrant deux gouttes touchantes mais incapables de s'unir en raison de la peau émulsifiante entourant les gouttelettes [16].

#### III.4.3. Procédés des désintégrations des émulsions

Il existe trois principaux types des procédés :

- a) Procédé mécanique.
- b) Procédé chimique.
- c) Procédé électrique.

Chacun de ces procédés a pour but de rassembler les gouttelettes d'eau en grosses gouttes susceptibles de se déposer rapidement au fond du décanteur.

Le recours à l'un des procédés doit être motivé par la nature de l'émulsion et par de nombreuses considérations d'ordre économique [9]. On peut conclure le principe de dessalage dans la figure III.3

Le procédé mécanique n'est efficace que pour des émulsions stables du simple fait de la différence entre les poids spécifiques des composés de l'émulsion. La majorité des unités de traitement utilisent les deux procédés (chimique et électrique) en même temps pour intégrer les émulsions stables.

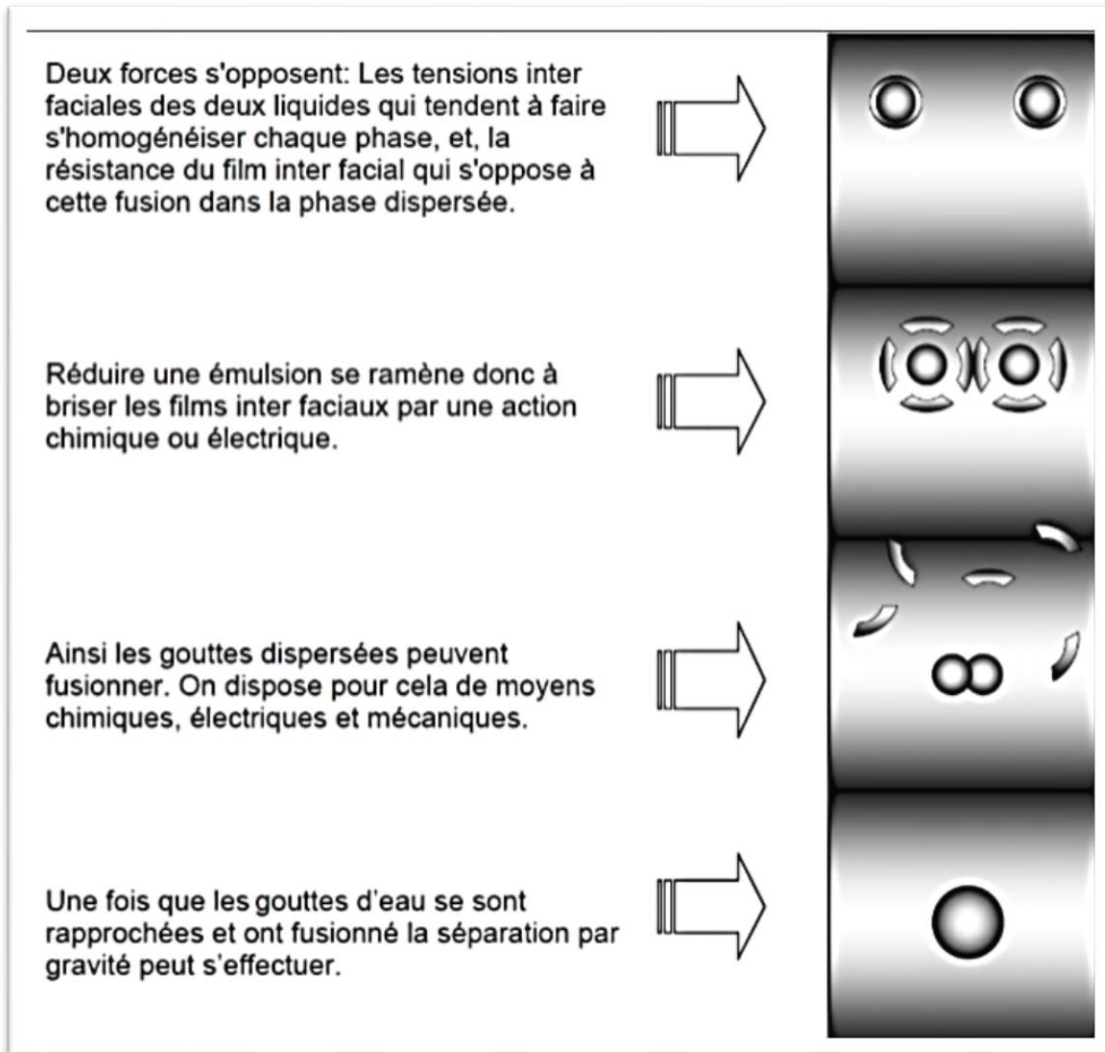


Figure III.3: Principe de l'émulsion [14].

#### a) procédé chimique

La désintégration des émulsions au moyen des produits chimiques (agent désémulsifiant) peut être obtenue par :

- ✓ Le déplacement par absorption de l'agent émulsifiant actif par un produit à effet tensioactif 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 désémulsifiant 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 [9].

### c) Procédé électrique

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 [9].

## III.5. Dessalage électrostatique

### III.5.1. Mécanisme du dessalage électrostatique

Pour éliminer toutes les impuretés que nous venons d'évoquer, on lave le brut à l'eau et on sépare l'eau de lavage par dessalage électrostatique.

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives [2] :

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

### III.5.2. Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique

Le pétrole brut préchauffé contenant le désémulsifiant est mélangé avec l'eau de lavage; cette eau est injectée dans le brut à pourcentage de 3 à 5 % volumique. Le mélange de pétrole brut et l'eau passe par la vanne de mélange pour former une émulsion stable. L'ouverture de la vanne de mélange est contrôlée par un régulateur de pression différentielle à travers la vanne.

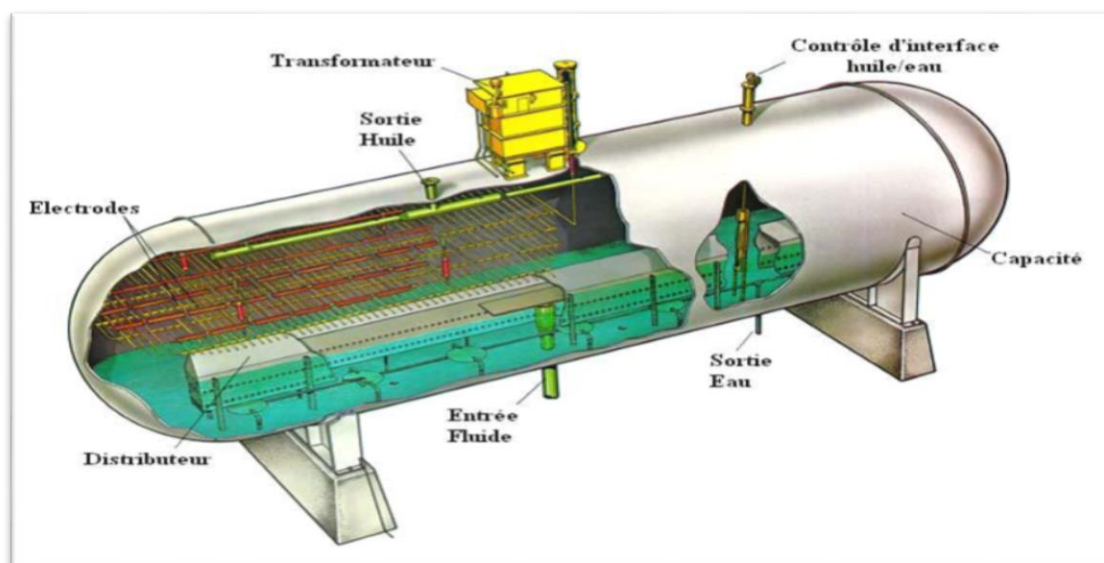


Figure III.4: dessaleur électrostatique [12].

Le type d'écoulement est laminaire, ainsi l'émulsion quitte le distributeur par des trous placés tout le long du distributeur. Le rôle des électrodes est casser l'émulsion en gouttelettes d'eau et l'huile (figure III.4). Ces gouttelettes se polarisent puis coalescent. L'interface eau-émulsion est maintenue par régulateur de niveau [9].

### III.6. Paramètres de réglage du dessaleur

Il existe plusieurs paramètres de fonctionnement du dessaleur électrostatique, le réglage et l'optimisation de ces paramètres conduit au meilleur rendement du dessaleur.

#### III.6.1. Niveau d'interface eau-brut

Le niveau d'eau décantée forme avec l'électrode inférieure un champ primaire d'environ 200 V/cm et le potentiel entre l'interface eau-brut égal 0. Toute variation significative du niveau d'eau modifie le champ primaire et perturbe la coalescence. Il est nécessaire de maintenir ce niveau constant [2].

La loi du champ primaire est donnée par l'équation suivante:

$$E1 = \frac{E0}{h} \quad \text{[III.3]}$$

Avec:

- ✓ E1: champ primaire (V).
- ✓ E0: tension entre les deux électrodes (V/cm).
- ✓  $h$  : la distance entre l'interface et l'électrode inférieure.

Si le niveau d'eau est très élevé, le champ électrique augmente, le temps de décantation diminue; alors on observe un entraînement de l'eau dans le brut dessalé. Si le niveau d'eau est très bas, le brut n'aura pas le temps de lavage suffisant et le rendement de dessalage diminue avec l'entraînement du pétrole brut dans l'eau de purge [14].

#### III.6.2. Température de dessalage

La température du dessaleur est un facteur très important, elle doit être comprise entre 70 à 150 °C, elle intervient dans la vitesse de coalescence des gouttelettes d'eau par l'influence de la viscosité qui est très sensible par le changement de la température (figure III.5).

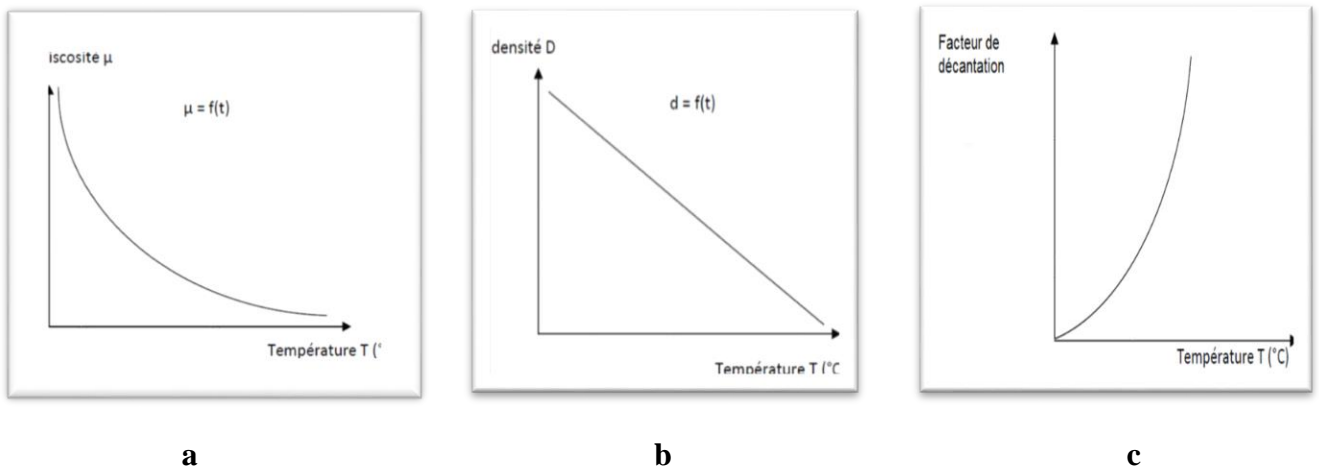
On définit le critère de décantation comme une fonction croissante avec la température suivant:

$$\frac{(\rho1 - \rho2)}{\mu2} = \text{constante} \quad \text{[III.4]}$$

Avec:

- ✓  $\rho_1$ : la masse volumique de l'eau.
- ✓  $\rho_2$ : la masse volumique du brut.
- ✓  $\mu_2$ : la viscosité du brut.

La figure III.5 montre l'allure de variation de la température en fonction de la viscosité, de la densité et du facteur de décantation. D'après les courbes on observe qu'avec l'augmentation de la température la viscosité diminue (a), que l'élévation de la température provoque la chute de densité du brut (b) et l'augmentation du facteur de décantation (c), mais on est limité par la conductivité électrolytiques du brut qui est favorable par l'élévation de la température et cependant peut induire la diminution de l'efficacité de dessalage du brut [18].



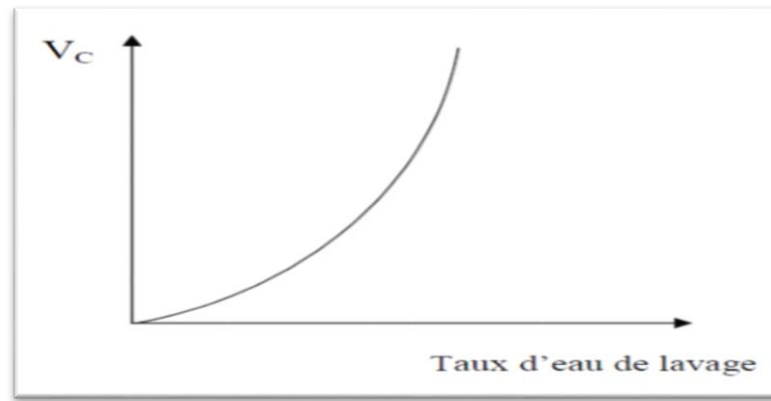
**Figure III.5:** Variation de la viscosité (a), de la densité (b) et du facteur de décantation(c) en fonction de la température [17].

### III.6.3. Taux d'eau de lavage

Le taux d'eau de lavage est variable en fonction de la nature du pétrole brut (léger, moyen et lourd) et de la température de dessalage. L'objectif d'injection d'eau de lavage est de dissoudre les sels contenus dans le brut et former une émulsion avant le dessaleur, la force de coalescence électrique est fonction du taux d'eau de lavage; c'est-à-dire l'augmentation du taux d'eau de lavage augmente la vitesse de coalescence entre les gouttelettes d'eau [10].

La figure ci-dessous montre que la variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux d'eau de lavage:





**Figure III.6:** Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage [17].

Un taux d'eau de lavage très élevé peut provoquer:

- ✓ Le déclenchement du dessaleur par l'augmentation du niveau d'eau.
- ✓ L'entraînement d'eau avec le brut dessalé.
- ✓ Moussage qui gêne le procédé de dessalage [18].

#### III.6.4. Nature de l'eau de lavage

L'eau douce est fortement oxygénée, peut être utilisée en appoint dans le pétrole brut. Il est nécessaire de mélanger l'eau douce avec l'eau de procédé de traitement. Ceci permet d'éliminer l'oxygène par réaction avec les sulfures présents dans les eaux des procédés de traitement [10].

#### III.6.5. Pression de service et la perte de charge dans la vanne de mélange

La pression du dessaleur n'a aucune influence sur la salinité du pétrole brut, mais elle peut influencer sur le fonctionnement du dessaleur. La pression dans le dessaleur est constante, car l'augmentation de la pression provoque la vaporisation du brut et donne lieu à la perte d'efficacité de dessalage. En cas de chute de pression, les vapeurs d'hydrocarbures seront saturées en eau donc plus conductrices que le brut, la puissance électrique augmente et convertie en chaleur qui chauffera le brut, et la vaporisation provoquera le déclenchement des électrodes [10].

Une importante augmentation de la pression différentielle risque de former des émulsions stables difficiles à résoudre. Il faut donc trouver un compromis entre:

- ✓ La perte de charge.
- ✓ La température.
- ✓ Le taux d'eau de lavage [10].

### **III.6.6. Nature et taux de désémulsifiant**

Pour casser l'agent émulsifiant on utilise le désémulsifiant approprié selon le cas. En règles générales, ils sont injectés en amont des séparateurs; du déshydrateur et du dessaleur avec un taux d'injection entre 5 à 50 ppm, le taux le plus élevé est utilisé pour les pétroles lourds. Il existe quatre actions essentielles pour un désémulsifiant :

- ✓ Forte attraction par l'interface eau - huile.
- ✓ Flocculation.
- ✓ Coalescence.
- ✓ Mouillage des solides [17].

Lorsque nous décidons chimiquement une émulsion, nous utilisons un désémulsifiant ou le disjoncteur de l'émulsion. Ces deux noms sont utilisés de façon interchangeable et décrivent le même produit chimique. Le désémulsifiant agit pour neutraliser l'effet des agents émulsifiants [18].

Les désémulsifiant chimiques vendus sous différents noms commerciaux, tels que Tretolite, Visco, Breaxit, etc, sont très utiles pour résoudre des émulsions. La formule générale d'un désémulsifiant contient deux ou trois bases, dont les plus courantes sont des copolymères séquencés (oxyde d'éthylène-oxyde de propylène), parfois condensés avec des résines phénol-formol, des diacides organiques ou des groupements (éthylène diamine).

Les points d'injection de l'agent désémulsifiant, sont situés soit dans le brut en amont dans la pompe de la charge, soit dans l'eau de lavage, soit dans les deux simultanément [15].

### **III.6.7. Champ électrique**

La coalescence est provoquée par un champ électrique; c'est-à-dire l'apparition de la force d'attraction entre les gouttelettes d'eau qui se transforme en dipôle induit. Chaque gouttelette d'eau à son entrée dans le champ électrique alternatif se met à vibrer à la fréquence de 50 Hz, ceci provoque des mouvements continus, ainsi les gouttelettes se déforment, et leur forme devient elliptique. La collision forme des grosses gouttes d'eau par la fusion, ce qui favorise la migration des gouttes d'eau entre les électrodes puis la décantation au fond du dessaleur [14].

### **III.6.8. Temps de séjour**

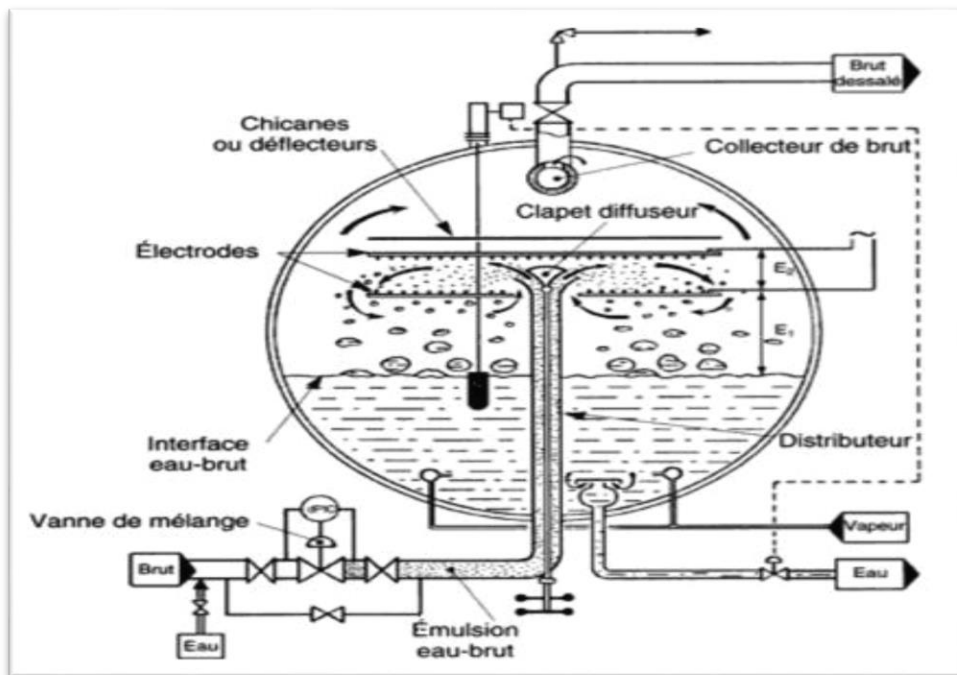
La détermination du temps de séjour du pétrole brut dans le dessaleur représente une grande importance dans le procédé de traitement, par ce que le temps du séjour influe sur la

vitesse de coalescence et surtout sur la décantation des gouttelettes d'eau. Il est donné par la formule ci-dessous:

$$Ts = \frac{V}{Q} \quad \text{[III.5]}$$

Avec:

- ✓  $Ts$  : temps du séjour (s).
- ✓  $V$  : volume du dessaleur ( $m^3$ ).
- ✓  $Q$  : débit volumique du brut à dessaler (brut+l'eau de lavage), ( $m^3/s$ ) [17].



**Figure III.7:** Schéma de principe d'un dessaleur électrostatique [10].

*Chapitre IV*  
*Matériels et méthodes*

## Introduction

Comme il a été mentionné auparavant, notre stage s'est déroulé au sein de CPF, notre étude s'est basée sur le traitement du pétrole brut et plus spécialement son dessalage. Dans ce contexte nous avons effectué plusieurs analyses sur le pétrole brut avant et après son traitement.

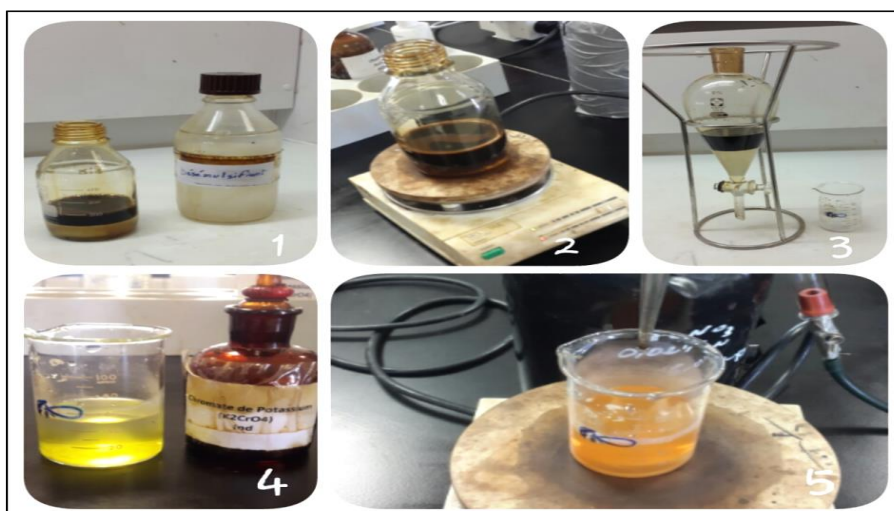
### IV.1. Salinité

#### IV.1.1. Définition

C'est la masse des sels (composés ioniques) dissous dans un litre d'eau. Elle s'exprime en grammes de sels par kilogramme d'eau. La méthode consiste à extraire les sels contenus dans le brut et dosage des chlorures par la méthode de MOHR.

#### IV.1.2. Appareillages et solutions utilisées (voir la figure IV.1)

- Un agitateur électromagnétique (chauffant).
- Bécher 200 ml.
- Ampoule à décanter.
- Bécher 100 ml.
- Burette + support.
- Désémulsifiant (MC MX 1-4218) : solution 500 ppm (Annexe B).
- Solution nitrate d'argent  $\text{AgNO}_3$ .
- Solution chromate de potassium  $\text{K}_2\text{CrO}_4$ .



**Figure IV.1** : Les différentes étapes de test de salinité.

### IV.1.3. Mode opératoire

- 1- Prélever 100 ml d'un échantillon de brut, ajouter 100 ml de désémulsifiant (solution 500 ppm) dans un bécher.
- 2- Agiter le mélange pendant 5 minutes sur l'agitateur électromagnétique (chauffant).
- 3- Après l'agitation verser le mélange dans une ampoule à décanter pour séparer les deux phases (aqueuse et organique).
- 4- Prélever 50 ml de la phase aqueuse dans un bécher de 100 ml.
- 5- Ajouter quelques gouttes de chromate de potassium ( $K_2CrO_4$ ) dans le bécher et titrer avec du nitrate d'argent ( $AgNO_3$ ) 0,025 ou 0,05 N suivant la concentration jusqu'à obtention d'une couleur rouge brique.

## IV.2. La Densité

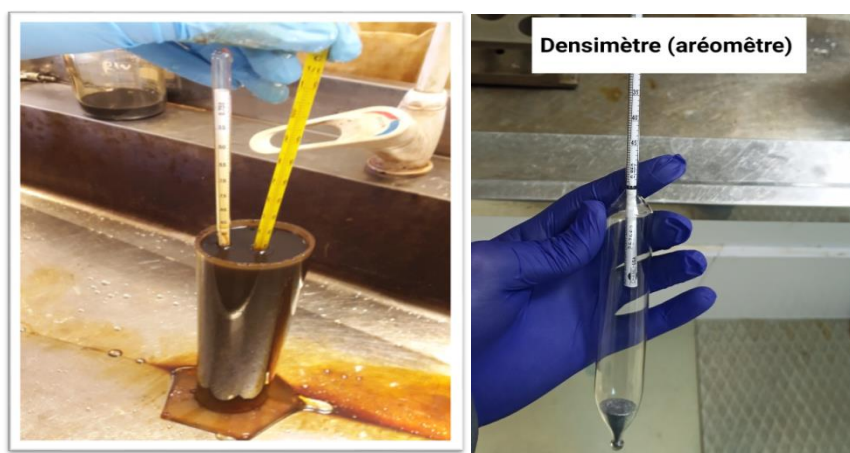
### IV.2.1. Définition

La densité sert à la conversion du volume apparent ou mesuré, à la température réelle, au volume standard à 15°C (60°F), au moyen des tables ASTM 53 et 54, destinées pour ce but, puis le calcul de la production massique à la même température.

Cette caractéristique représente un facteur déterminant dans la qualité du pétrole brut et son prix en dépend beaucoup, mais doit être combinée à d'autres propriétés.

### IV.2.2. Appareillage (voir la figure IV.2)

- Densimètre en verre, gradué en unités de masse volumique (densité relative), ou gravité API selon les besoins, conformes à la spécification E100 ou ISO 649-1.
- Thermomètre.



**Figure IV.2** : Méthode de mesure de la densité.

- Hydromètre cylindrique, en verre transparent, plastique ou métallique. Le diamètre intérieur du cylindre doit être supérieur d'au moins 25 mm au diamètre extérieur de l'aréomètre et la hauteur doit être telle que l'aréomètre approprié flotte dans la prise d'essai avec un jeu d'au moins 25 mm entre le fond de l'aréomètre et le fond du cylindre.
- Tableau 53 A (ASTM D 1250-80) pour une corrélation de la densité à 15 °C (Annexe C).

### IV.2.3. Mode opératoire

- 1- Transférer l'échantillon dans un hydromètre cylindrique propre et stabilisé en température avec précaution de façon à éviter autant que possible la formation de bulles et à réduire au maximum les pertes par évaporation des légers.
- 2- Placer le cylindre contenant la prise d'essai en position verticale dans un endroit à l'abri des courants d'air et où la température du milieu environnant ne change pas de plus de 2 °C pendant la durée de l'essai.
- 3- Agiter la prise d'essai pour assurer une température et une densité uniformes dans tout le cylindre de l'hydromètre. Insérer le thermomètre approprié et enregistrer la température de l'échantillon.
- 4- Avant de plonger le densimètre, éliminer toutes les bulles formées à la surface du liquide.
- 5- Plonger avec précaution densimètre approprié dans le liquide et le relâcher en position d'équilibre, en prenant soin d'éviter de mouiller la tige au-dessus du niveau auquel elle flotte librement.
- 6- Prévoir suffisamment de temps pour que densimètre s'immobilise et que toutes les bulles d'air remontent à la surface.
- 7- Retirer toutes les bulles d'air avant de prendre une lecture.
- 8- Lorsque densimètre s'est immobilisé flottant librement loin des parois du cylindre, lire l'hydromètre au 0,0001 le plus proche. La lecture correcte de densimètre est l'endroit exact où la surface principale du liquide croise l'échelle de densimètre.
- 9- Convertir le résultat (du tableau 53 A ASTM D 1250-80) en une corrélation de densité à 15 °C.

### IV.3. Eau et sédiments (BS&W)

#### IV.3.1. Définition

Ce sont les impuretés au fond des navires, des réservoirs, des conteneurs d'huile et des dérivés du pétrole. La méthode d'essai standard pour l'eau et les sédiments dans le pétrole brut est la méthode de centrifugation (procédure de laboratoire) NORME : ASTM D 4007-02.

#### IV.3.2. Appareillage (voir le figures IV.3 et IV.4)



Figure IV.3: Centrifugeuse.



Figure IV.4: Tube de lecture.

- Centrifugeuse thermostatique.
- Bain marie avec couvercle.
- Tubes cylindro-coniques.
- Support de tubes.

#### IV.3.3. Mode opératoire

- 1- Remplir deux tubes cylindro-coniques à 50 ml de solvant chacun, puis ajouter immédiatement 50 ml de l'échantillon.
- 2- Mélanger les tubes en les agitant vigoureusement, jusqu'à ce que leur contenu soit homogène et ce après les avoir bouché d'une manière étanche. Le solvant utilisé est du toluène saturé.
- 3- Immerger les deux tubes jusqu'à la division supérieure (100 ml) dans un bain marie maintenu à 60°C plus au moins 1°C pendant 10 minutes.
- 4- Retirer les tubes du bain, puis les retourner pour s'assurer que le contenu est uniformément mélangé. (Noter que la tension de vapeur de ce mélange à 60°C est approximativement double de celle à 37,8°C).



- 4- Placer les tubes dans la centrifugeuse (préalablement portée à 60 °C) dans des positions opposées.
- 5- Centrifuger pendant 10 minutes à une vitesse entre 1500 et 1700 Tr/min.
- 6- Retirer les tubes de la centrifugeuse et noter le volume du dépôt eau et sédiments déposés au fond de chaque tube. La lecture se fait à 0,025 ml.

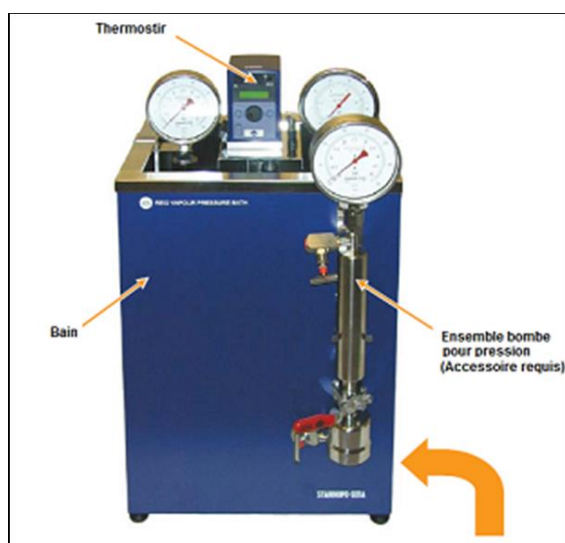
#### IV.4. Tension de vapeur Reid (TVR)

##### IV.4.1. Définition

La tension de vapeur Reid (TVR ou RVP) est une propriété physique importante des liquides volatiles dissous dans le brut, ce test est utilisé pour déterminer la pression de vapeur à 37,8°C (100°F) du pétrole brut avec un point d'ébullition initial de 0°C (32°F) [19].

Méthode d'essai normalisée pour la pression de vapeur des produits pétroliers NORME : ASTM D 323-99

##### IV.4.2. Appareillage (voir la Figure IV.5)



**Figure IV.5:** Principaux composants du bain thermostatique.

- Bain thermostatique (Température constante  $37,8 \pm 0,1^\circ\text{C}$ ).
- Chambres à carburant.
- Chambres à air.
- Manomètre à mercure pour étalonnage des capteurs de pression.

#### **IV.4.3. Mode opératoire**

- 1- L'échantillonnage doit se faire suivant la norme (ASTM D 4057).
- 2- La taille du récipient d'échantillon à partir duquel l'échantillon de pression de vapeur est prélevé doit être de un litre.
- 3- Manipuler les échantillons avec soin afin d'éviter toute perte de légers par évaporation.
- 4- La détermination de la TVR doit être le premier des essais auxquels on soumet l'échantillon.
- 5- Les échantillons doivent être mis, dès leur arrivée, dans un endroit frais.
- 6- Refroidir l'échantillon à une température comprise entre 0°C et 1°C.
- 7- Placer la chambre et le dispositif de transvasement à une température entre 0°C et 1°C assez longtemps pour qu'ils prennent cette température.
- 8- Remplir la chambre à carburant jusqu'à ce qu'elle déborde. Continuer (si nécessaire) le remplissage jusqu'au débordement.
- 9- Raccorder immédiatement (10 secondes maximum) la chambre à air à la chambre à carburant.
- 10- Puis plonger dans un bain thermostatée à 37,8 °C au bout de 20 minutes minimum (une fois la pression stabilisée), noter le résultat.

*Chapitre V*  
*Résultats et discussions*

### V.1. Les analyses effectuées sur le pétrole brut

La qualité du brut est caractérisée par des spécifications répondant aux normes de transport et de commercialisation telle qu'elles sont mentionnées dans le tableau suivant :

**Tableau V.1** : Les spécifications de pétrole brut [6].

Spécifications	Valeurs	Désignation du Standard
TVR (RVP)	$\leq 0,69$ bar (10 PSI) hiver $\leq 0,48$ bar (7 PSI) été	ASTM D 323
Salinité (mg/l)	$\leq 40$	ASTM D 3230
BS&W (%)	$\leq 0,5$	ASTM D 96
Densité	0,7902 – 0,8082	ASTM D 1298

Ces différentes propriétés ont été déterminées aux différents repères : station de collecte (GS) ; à la sortie de chacun des trois séparateurs ; à la sortie du dessaleur et dans le bac de stockage.

#### V.1.1. Salinité

L'étude de l'efficacité du dessaleur nécessite le suivi de la salinité du brut à son entrée et à sa sortie. Le but étant de suivre la diminution de quantité de salinité dans chaque étape de traitement du pétrole brut, les résultats sont obtenus suivant l'équation [V.1], et sont récapitulés dans le tableau V.2.

##### a- Résultat et calcul

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

$$S = \frac{(N \times M_{\text{NaCl}} \times V_{\text{AgNO}_3})}{(V_{\text{(phase aqueuse)}})} \times 100 \quad [\text{V.1}]$$

Sachant que la Masse molaire de NaCl = 58,45 g/l

S : Salinité (ppm)

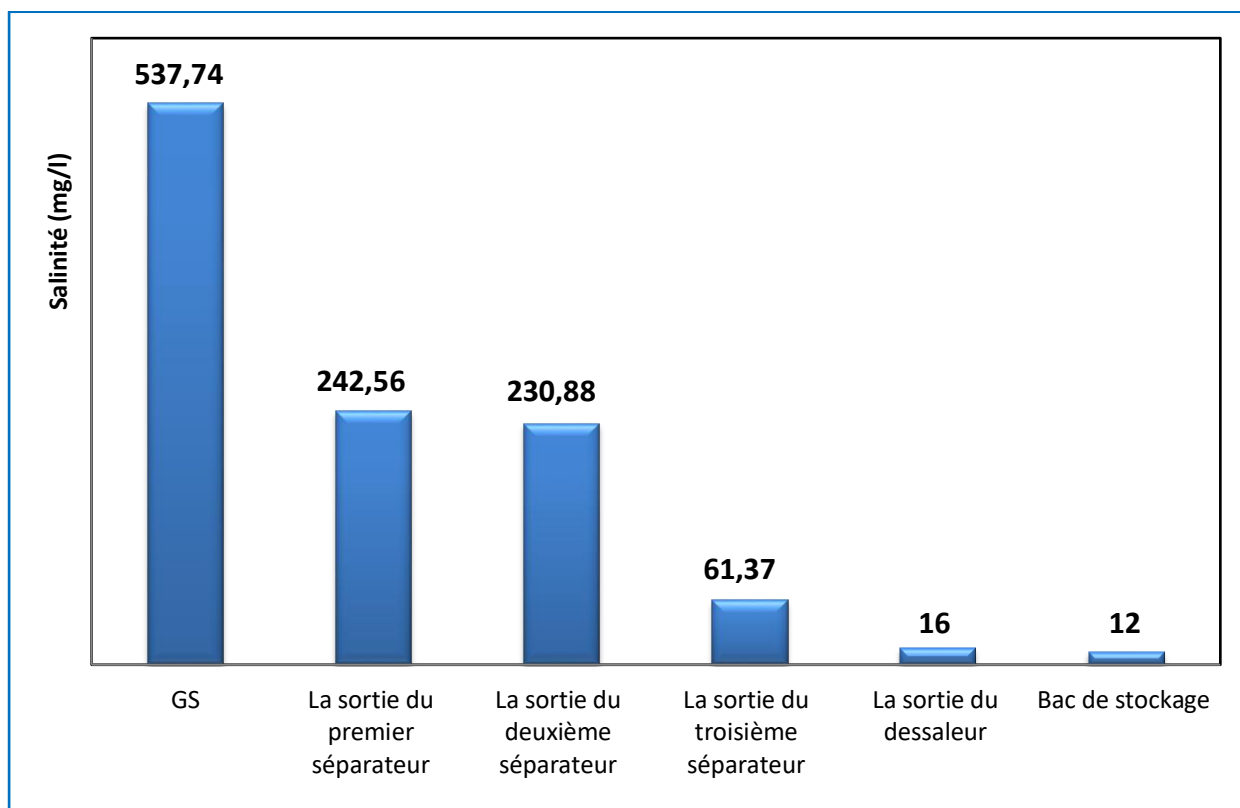
N : Normalité d'AgNO<sub>3</sub>

V<sub>AgNO<sub>3</sub></sub> : Volume écoulé d'AgNO<sub>3</sub>

V(phase aqueuse) : volume de la phase aqueuse = 50 ml

**Tableau V.2** : les résultats de salinité du pétrole pendant le traitement.

Les échantillons	Volume titrant (AgNO <sub>3</sub> ) (ml)	Salinité (mg /l)
GS	9,2	537,74
La sortie du premier séparateur	8,3	242,56
La sortie du deuxième séparateur	7,9	230,88
La sortie du troisième séparateur	2,1	61,37
La Sortie du dessaleur	0,54	16
Bac de stockage	0,40	12



**Figure V.1:** Histogramme du suivi de salinité durant le traitement du pétrole brut.

## b- Discussion des résultats

La présence d'une concentration de sels élevée peut être à l'origine de phénomènes nocifs de corrosion, dans les pipes durant le transport et dans les installations du raffinage.

La figure V.1 présente la variation de salinité du pétrole brut de long du cycle de traitement. On a remarqué qu'au début de traitement, le pétrole brut était très salé (537,74 mg/l), puis plus que la moitié de la quantité des sels a été éliminée à la sortie du premier séparateur ; ça peut être expliquée par la grande quantité de sels dissoute dans l'eau séparée.

Comme montré dans la figure V.1 également, l'effet des autres séparateurs a aussi influencé sur la diminution de la quantité des sels dans le brut jusqu'à atteindre la valeur de 61,37 mg/l à la sortie du dernier séparateur. Le brut étant déshydraté, on a procédé à ce stade au dessalement par injection d'eau et de désémulsifiant pour atteindre une valeur de 16 mg/l. Ce résultat explique l'efficacité du système de dessalage du champ Bir Sbaa. Enfin le test a indiqué une salinité de 12 mg/l dans le bac de stockage.

Donc on conclut qu'au fur et à mesure de son traitement la salinité du pétrole brut diminue de 537,74 mg/l à l'entrée du premier dessaleur à 12 mg/l dans le bac de stockage, cette diminution est due aux divers facteurs influençant positivement sur la salinité (le désémulsifiant et le dessaleur).

### V.1.2. Densité

#### a- Résultat et calcul

**Tableau V.3 :** Les résultats d'analyse de densité.

Les Echantillons	Densité Observée	Température (°C)	Densité à 15 °C
Puits 13 (BRS 13)	0,798	21,25	0,8027
Puits 16 (BRS 16)	0,798	24,25	0,8049
Puits 12 (BRS 12)	0,798	25	0,8055
La sortie du dessaleur	0,7955	22,75	0,8013
Bac de stockage	0,796	23,5	0,8024

La connaissance de la densité a une importance commerciale car la cotation des pétroles bruts dépend de cette propriété. Les résultats de la densité du pétrole brut pour contrôle de sa qualité dans divers points de mesure, sont récapitulés dans le tableau V.3 donné ci-dessus.

#### b- Discussion des résultats

On a remarqué que les valeurs de densité n'ont pas montré grande variation avant et après traitement, ça indique la bonne qualité du pétrole Algériens. Suivant la classification industrielle du pétrole, les valeurs de densité du pétrole Algérien rentrent dans les normes du pétrole léger [3] :

- ✓ Un pétrole est léger : Si  $\rho^{15} < 0,828$
- ✓ Un pétrole est moyen : Si  $0,828 < \rho^{15} < 0,884$
- ✓ Un pétrole est lourd : Si  $\rho^{15} > 0,884$

#### V.1.3. Eau et Sédiments (BS&W)

##### a- Résultat et discussion

Les résultats d'eau et sédiments du pétrole dans divers points de mesure, sont récapitulés dans le tableau V.4. D'après les résultats obtenus, on a remarqué qu'après le processus de traitement les valeurs de BS&W sont dans les normes.

**Tableau V.4:** Les résultats d'analyse BS&W du pétrole.

Les échantillons	Eau et Sédiments (%)
Puits 13 (BRS 13)	0,6
Puits 16 (RRS 16)	0,05
Puits 12 (RRS 12)	0,8
La sortie du dessaleur	0,025
Bac de stockage	0,025

#### V.1.4. Tension de Vapeur Reid (TVR)

##### a-Résultat et discussion

Cette analyse a été faite seulement sur le pétrole stocké (analyse de sécurité). Après avoir prélevé un échantillon le résultat a été directement lu du manomètre, la valeur indiquée était :

**TVR = 9 PSI**

La valeur est bien conforme aux normes ( $\leq 10$  PSI), cette norme exigée pour éviter le dégazage dans le bac et par suite son explosion.

**V.2. Bilan matière du dessaleur**

Les données pour le calcul du dessaleur sont rassemblées dans le tableau suivant :

**Tableau V.5:** Les données pour calcul du dessaleur.

Les paramètres	Les valeurs
<b>Pétrole brut:</b>	
➤ Densité	0,802
➤ Teneur en sel d'entrée (mg/l)	538
➤ Teneur en sel de sortie (mg/l)	16
➤ Débit d'alimentation (m <sup>3</sup> /h)	115
<b>Eau et produit chimique:</b>	
➤ Taux de l'eau de lavage (% volumique)	3,0
➤ Débit de désémulsifiant (l/h)	1,40
<b>Dessaleur:</b>	
➤ Pression de service (bar)	8,5
➤ Température de service (°C)	70

**V.2.1. Détermination de la teneur et de la quantité d'eau du brut à l'entrée du dessaleur**

La formule suivante relie les teneurs en sel dans le brut et la quantité d'eau à injecter :

$$S_s (Y + X) = S_e . Y \quad [V.2]$$

Où:

- ✓  $S_e$ : teneur en sel du brut à dessaler (mg/l).
- ✓  $S_s$ : teneur en sel du brut dessalé (mg/l).



- ✓  $Y$ : teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur (%).
- ✓  $X$ : la teneur d'eau injectée par rapport au brut mesurée en (% volumique).

Avec:

- ✓  $S_e = 538$  mg/l.
- ✓  $S_s = 16$  mg/l.
- ✓  $X = 3,0$  %.

D'après la formule [V.2], on trouve la teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur  $Y$ :

$$Y = \frac{X \cdot S_s}{S_e - S_s} \quad [V.3]$$

AN: 
$$Y = \frac{0,030 \cdot 16}{538 - 16} = 0,09\%$$

La teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur en pourcent est donc :  **$Y = 0,09\%$** .

Soit :

- ✓  $Q_b = 115$  m<sup>3</sup>/h définie comme la quantité du brut à dessaler
- ✓  $Q_{w \text{ int}}$ : la quantité d'eau dans le brut à dessaler (m<sup>3</sup>/h).

$$Q_{w \text{ int}} = Q_b \cdot Y \quad [V.4]$$

AN: 
$$Q_{w \text{ int}} = 115 \cdot 0,0009 = 0,1035 \text{ m}^3/\text{h}$$

La quantité d'eau dans le brut à dessaler est:  **$Q_{w \text{ int}} = 0,1035$  m<sup>3</sup>/h.**

### V.2.2. Bilan matière

Le bilan de matière du dessaleur est :

$$Q_b + Q_w = Q_d + Q_w' \quad [V.5]$$

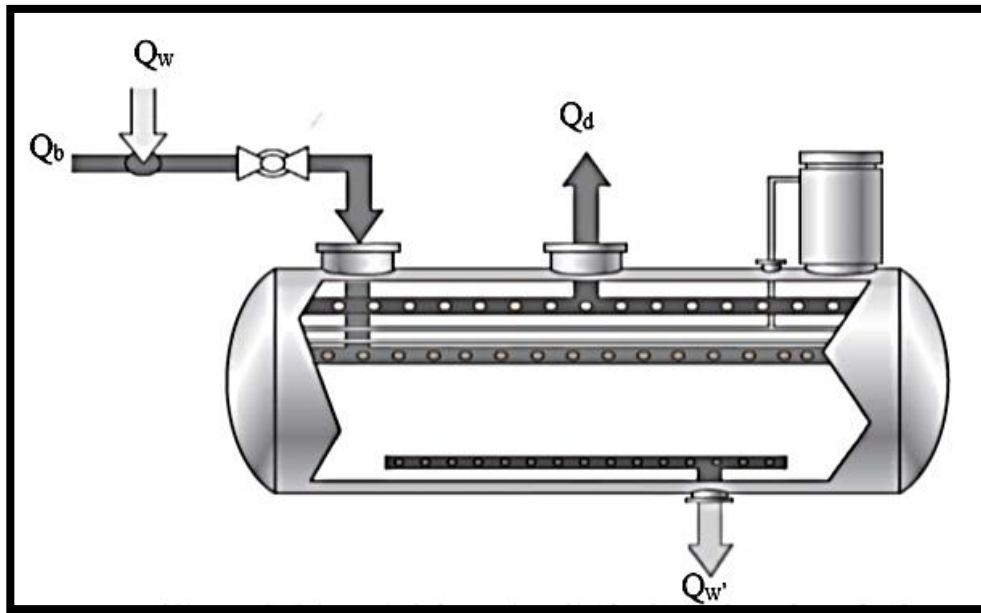


Figure V.2 : Schéma simplifié d'un dessaleur [3].

Où:

- ✓  $Q_b$ : Quantité du brut à dessaler ( $m^3/h$ ).
- ✓  $Q_w$ : Quantité de l'eau de lavage ( $m^3/h$ ).
- ✓  $Q_d$ : Quantité de brut dessalé ( $m^3/h$ ).
- ✓  $Q_{w'}$ : Quantité de l'eau de purge ( $m^3/h$ ).
- ✓  $Q_{w \text{ ext}}$ : Quantité d'eau dans le brut dessalé ( $m^3/h$ ).
- ✓  $Q_t = Q_b + Q_w$

### V.2.3. Calcul de la quantité d'eau de lavage

On a: 
$$X = \frac{Q_w}{Q_b} \quad [V.6]$$

→ 
$$Q_w = X \cdot Q_b$$

AN: 
$$Q_w = 0,030 \cdot 115 = 3,45 \text{ m}^3/h.$$

La quantité de l'eau de lavage est : 
$$Q_w = 3,45 \text{ m}^3/h$$

### V.2.4. Calcul de la quantité de brut dessalé

Pour calculer la quantité de brut dessalé, on doit calculer premièrement la quantité d'eau dans le brut dessalé  $Q_{w \text{ ext}}$ .

- ✓ Z: teneur en eau du brut dessalé (%).
- ✓ Z= 0,1 %.

$$Q_{w \text{ ext}} = Z (Q_b - Q_{w \text{ int}}) \quad [\text{V.7}]$$

AN:

$$Q_{w \text{ ext}} = 0,001(115 - 0,1035) = 0,1148 \text{ m}^3/\text{h}$$

La quantité d'eau dans le brut dessalé est :  $Q_{w \text{ ext}} = \mathbf{0,1148 \text{ m}^3/\text{h}}$

$$Q_d = Q_b - Q_{w \text{ ext}} \quad [\text{V.8}]$$

AN:

$$Q_d = 115 - 0,1148 = 114,8852 \text{ m}^3/\text{h}$$

La quantité du brut dessalé est :  $Q_d = \mathbf{114,8852 \text{ m}^3/\text{h}}$ .

### V.3. Influence des paramètres clés

Le dessalage est une opération qui se fait pour éliminer le sel contenu dans le brut, car ce dernier présente plusieurs inconvénients au niveau des installations (encrassement, bouchage .... etc.). Cette élimination est reliée avec les normes internationales de la teneur en sel dans le brut (< 40 ppm).

Pour améliorer le rendement de dessaleur li y a sept paramètres mis en jeu à respecter [2]:

- ✓ Niveau d'interface eau/brut
- ✓ Température de dessalage
- ✓ Taux de l'eau de lavage
- ✓ Point d'injection de l'eau de lavage
- ✓ Nature de l'eau de lavage
- ✓ Perte de charge dans la vanne de mélange
- ✓ Nature et taux de désémulsifiant.

Dans la présente étude expérimentale nous avons étudié l'effet de variation des trois paramètres suivants :

- La température
- Le taux d'injection de l'eau de lavage
- Le volume de désémulsifiant

Dans cette partie donc on a fait une simulation de l'opération de dessalage au niveau de laboratoire de GBRS à la variation réelle possible au niveau du dessaleur c'est à dire parallèlement avec l'obtention des résultats du dessaleur.

Notre méthode de travail est basée sur la réalisation de l'opération de dessalage au niveau du laboratoire, en variant un paramètre et en fixant les deux autres, et cela pour les trois paramètres (température, eau de lavage et désémulsifiant), par commande des paramètres de dessaleur à partir de la salle de contrôle et après 12 heures les résultats de salinité à la sortie de dessaleur sont enregistrés dans le laboratoire.

### V.3.1. Influence de taux de lavage

#### a-Résultat et calcul

Afin de comprendre l'influence du taux d'eau de lavage sur la salinité du pétrole brut à la sortie de dessaleur on a varié le taux de l'eau de lavage et on a fixé la température à ( $T= 70^{\circ}\text{C}$ ) et le volume de désémulsifiant à 1,40 l/h pour chaque variation de volume d'eau de lavage, et on a pris les résultats après 12 heures de marche. Ces tests ont été effectués pendant trois jours en duplicata ; une à huit heures du matin et l'autre à quinze heures l'après-midi. Les résultats obtenus sont mentionnés dans le tableau V.6.

#### b- Calcul de l'efficacité du dessaleur

L'efficacité du dessaleur est le paramètre qui conditionne le rendement optimal du dessaleur. Ce terme peut être exprimé mathématiquement par la formule suivante :

$$E = \frac{(S_e - S_s)}{S_e} \times 100 \quad [\text{V.9}]$$

Où :

$E$  : Efficacité de dessaleur en %.

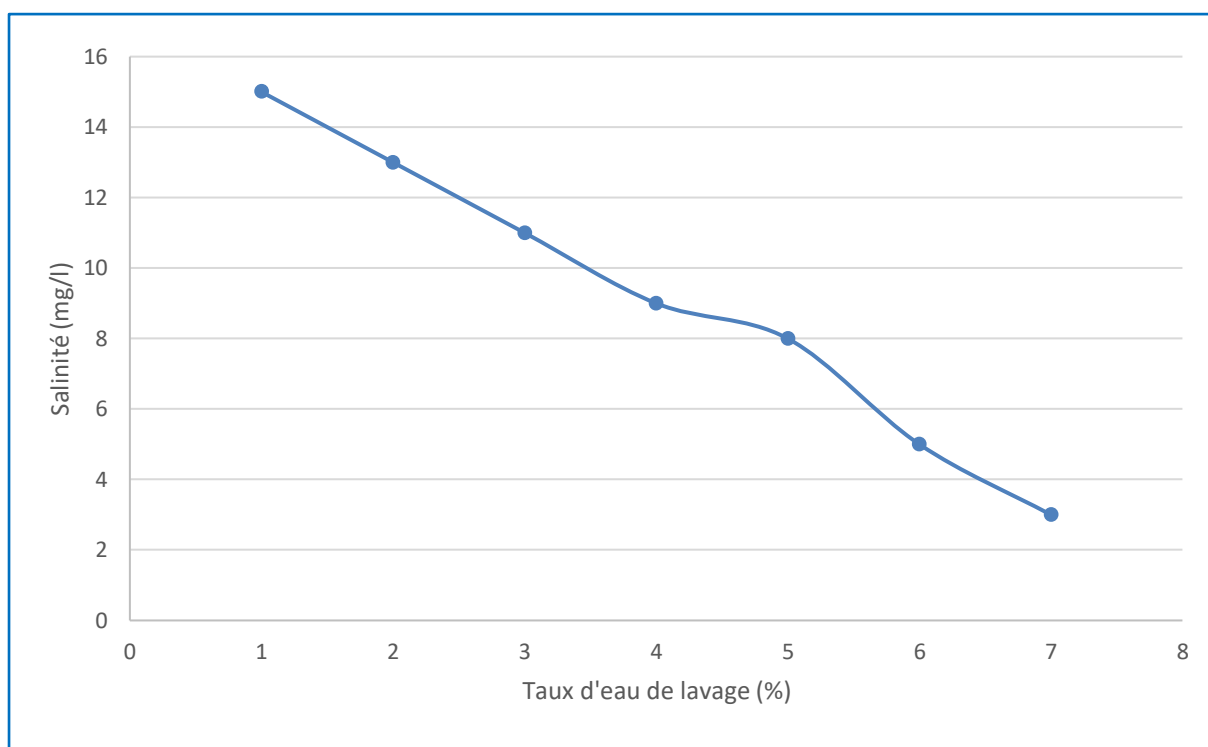
$S_e/S_s$ : Teneur en sel du brut à l'entrée /à la sortie du dessaleur.

**Tableau V.6:** La salinité du brut à la sortie de dessaleur en fonction de taux de lavage.

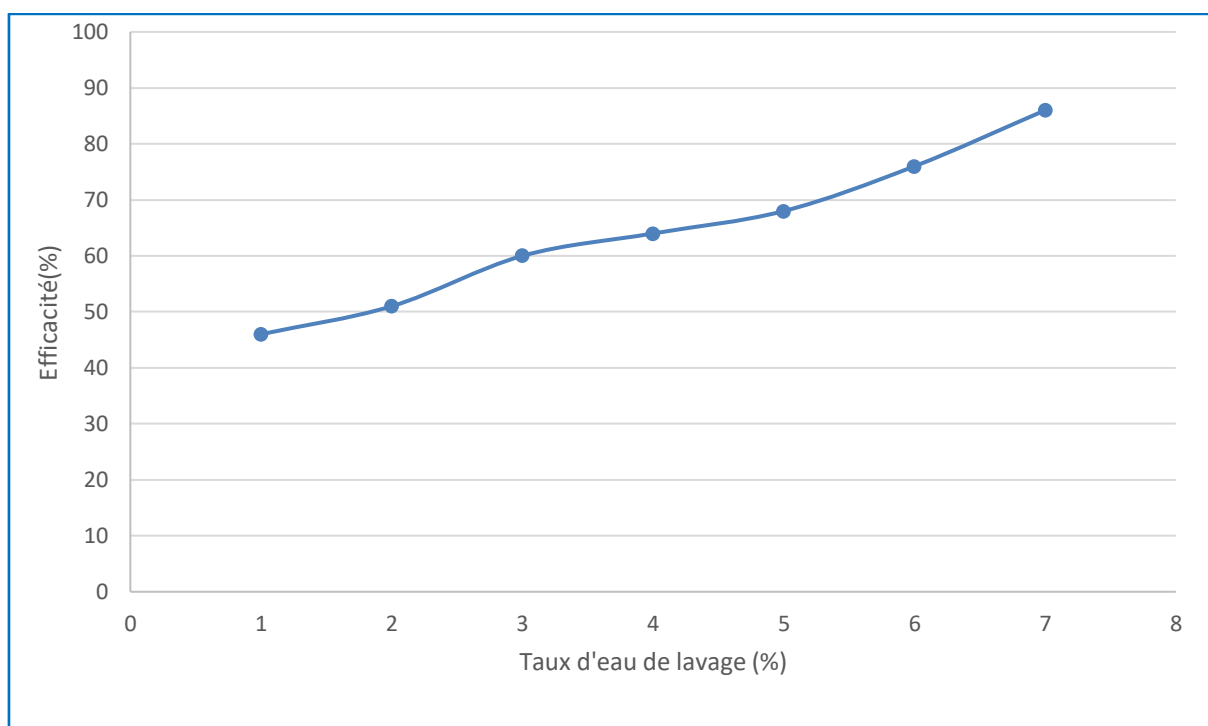
Date et heure	Taux d'injection d'eau (%)	Salinité d'entrée (mg/l)	Salinité de sortie (mg/l)	Efficacité de dessaleur (%)
20/03/2022 08h:00	0,7	28	15	46
20/03/2022 15h:00	1	27	13	51
21/03/2022 08h:00	2	28	11	60
21/03/2022 15h:00	2,9	25	9	64
22/03/2022 08h:00	3,6	25	8	68
22/03/2022 15h:00	5	21	5	76
23/03/2022 08h:00	7	22	3	86

### c- Discussion des résultats

La figure V.3 présente l'influence de la salinité du brut en fonction du taux d'injection de l'eau de lavage. On a remarqué que la salinité a diminué avec augmentation du taux d'injection d'eau de lavage. En outre l'augmentation d'eau de lavage a conduit à l'augmentation de l'efficacité de dessalage du brut par la dilution de sel émulsionné dans le pétrole la figure V.4, en d'autres termes lorsqu'on augmente l'eau de lavage, la quantité de sel émulsionné dans le pétrole brut dilué par l'eau augmente, c'est pour cela que nous observons une diminution de la salinité de brut.



**Figure V.3:** Variation de la salinité du brut en fonction du taux d'eau de lavage.



**Figure V.4:** Variation de l'efficacité du dessaleur en fonction du taux d'eau de lavage.

### V.3.2. Influence de la température

#### a- Résultat et calcul

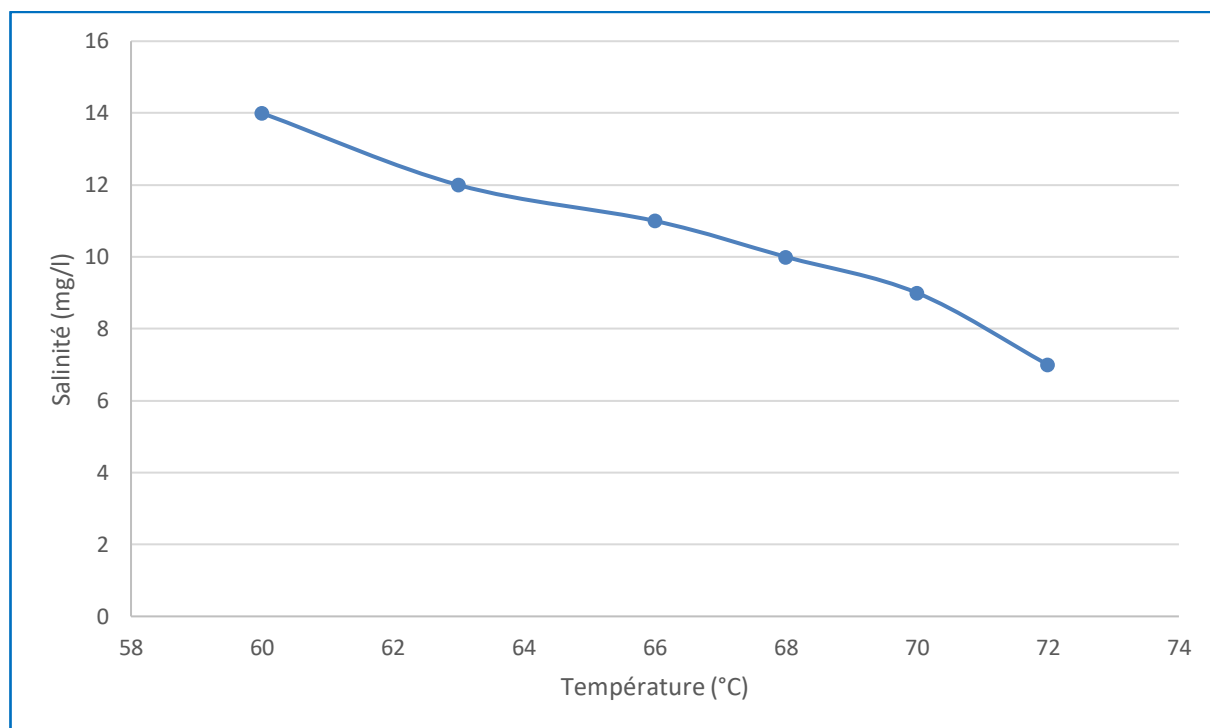
Pour voir l'influence de la variation de température au niveau de dessaleur, on a varié cette dernière à partir de la salle contrôle, en même temps on a fixé le taux de l'eau de lavage à 3% et le volume de désémulsifiant à 1,40 l/h. Ce test a été effectué durant la même journée. Après 12 heures on a déterminé les résultats de la salinité de sortie du dessaleur. Les résultats obtenus sont mentionnés dans le tableau V.7.

**Tableau V.7:** Valeurs de salinité à la sortie du dessaleur à différentes températures.

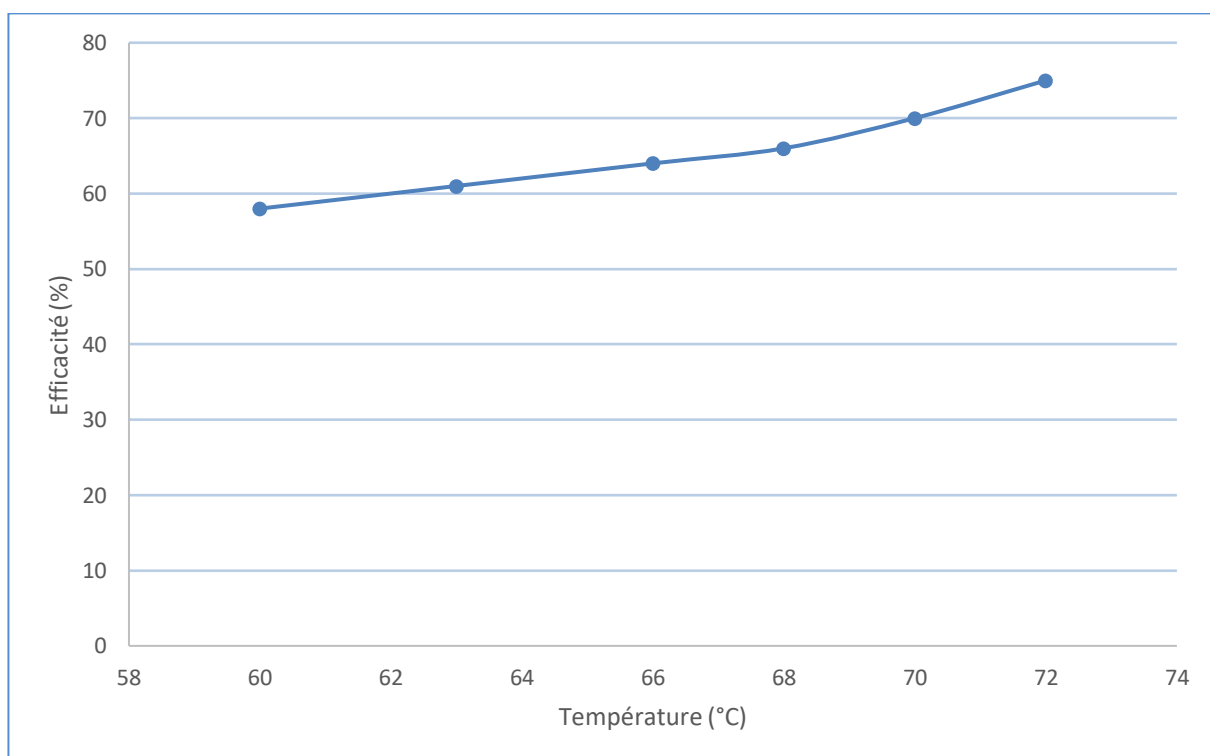
Date et heure	Température (°C)	Salinité à l'entrée (mg/l)	Salinité a la sortie (mg/l)	Efficacité de dessaleur (%)
24/03/2022 07h:30	60	34	14	58
24/03/2022 09h:30	63	31	12	61
24/03/2022 11h :00	66	31	11	64
24/03/2022 14h :30	68	30	10	66
24/03/2022 16h :30	70	30	9	70
24/03/2022 18h :30	72	28	7	75

#### b- Discussion des résultats

À partir de la figure V.5 on remarque que la salinité du brut dessalé a diminué avec l'augmentation de la température pendant l'expérience, en effet l'augmentation de la température conduit à la diminution de la viscosité du brut, cela facilite la décantation des gouttes d'eau salées à travers le brut, alors l'augmentation de la température améliore l'efficacité de dessalage comme il est bien indiqué sur la figure V.6.



**Figure V.5:** Variation de la salinité en fonction de la température.



**Figure V.6:** Efficacité du dessaleur en fonction de la variation température.



### V.3.3. Influence de volume de désémulsifiant

#### a- Résultat et calcul

Pour comprendre l'influence du volume de désémulsifiant sur la salinité du pétrole brut on a fixé la température T à 70°C et le taux d'eau de lavage à 3% et on a varié le volume de désémulsifiant. Ce test a été effectué le long de six jours successifs en introduisant chaque jour un volume différent de désémulsifiant et les résultats obtenus sont représentés dans le tableau V.8.

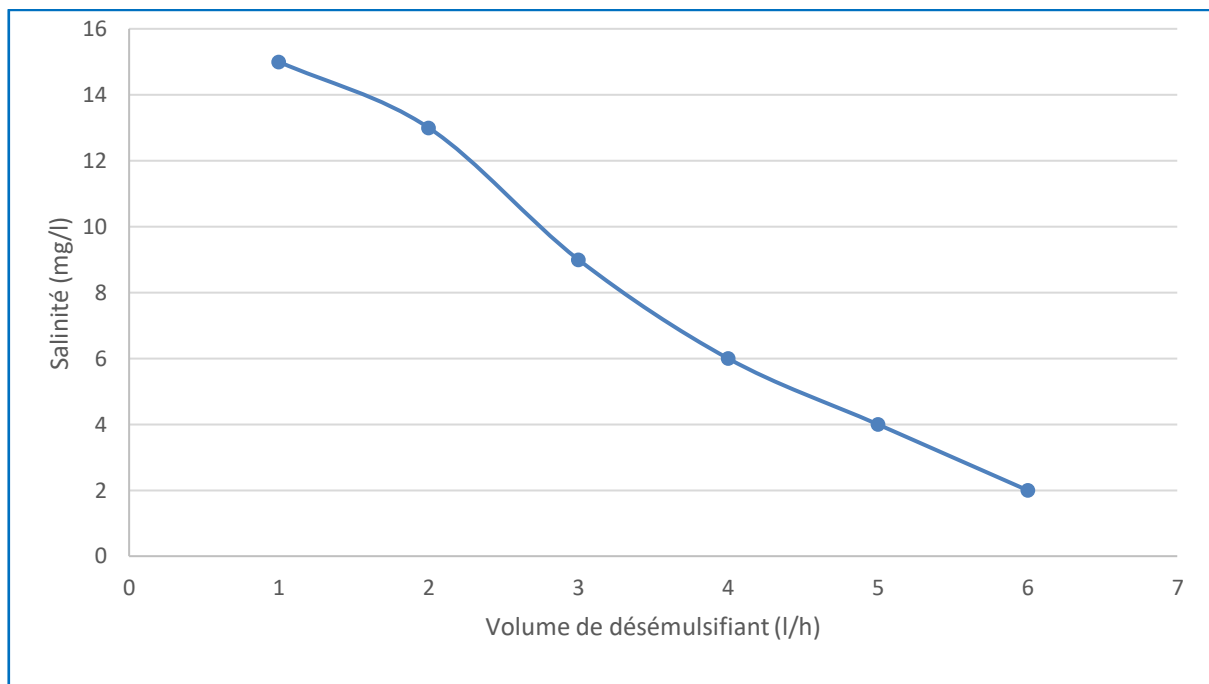
**Tableau V.8:** Valeurs de salinité à la sortie du dessaleur pour différents volumes de désémulsifiant.

Date et heure	Volume désémulsifiant (l/h)	Salinité à l'entrée (mg/l)	Salinité à la sortie (mg/l)	Efficacité du dessaleur (%)
25/03/2022 10h :00	0,5	31	15	51
26/03/2022 10h:00	0,7	32	13	59
27/03/2022 10 h:00	0,9	29	9	69
28/03/2022 10h :00	1,2	28	6	78
29/03/2022 10h :00	1,4	29	4	86
30/03/2022 10h :00	1,7	31	2	93

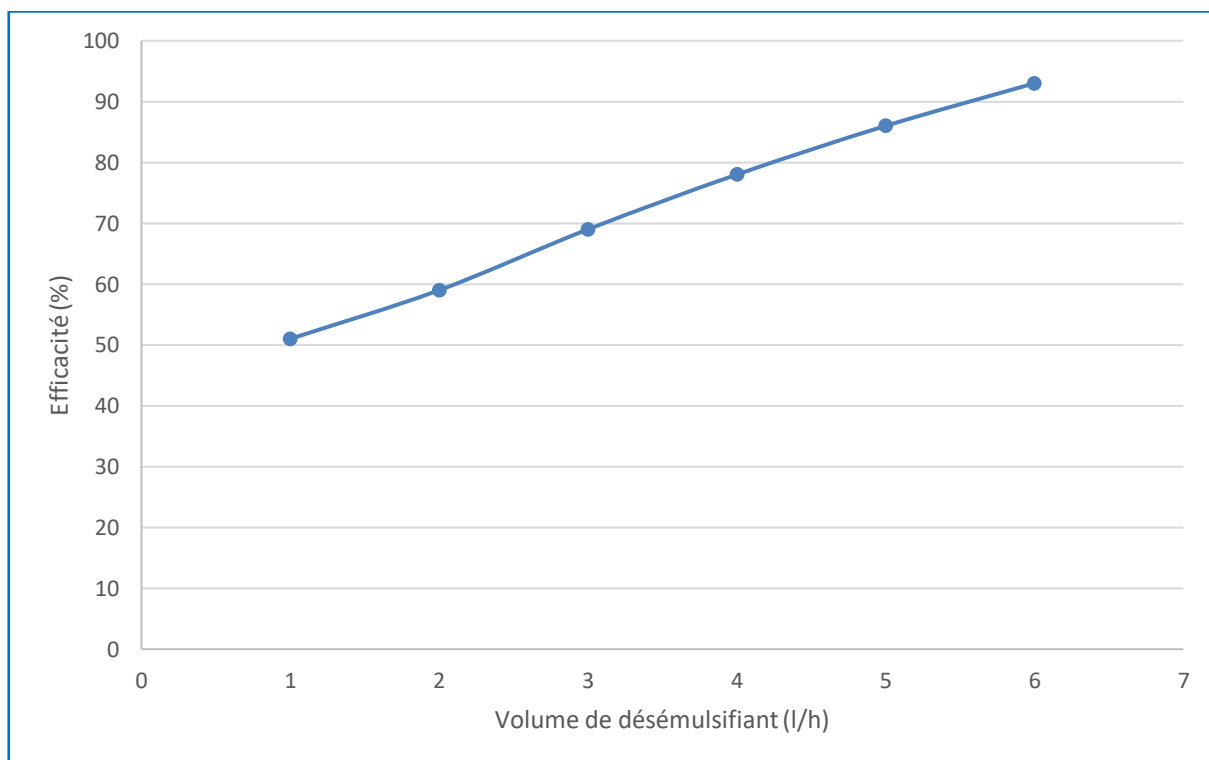
#### b- Discussion des résultats

À partir de la figure V.7 on remarque que la salinité de pétrole brut a diminué avec l'augmentation du volume de désémulsifiant. Alors que l'efficacité de dessalage a bien augmenté lors de l'opération de déstabilisation des émulsions eau-brut par le désémulsifiant comme le montre la figure V.8.

À partir de ces courbes on remarque que l'augmentation de volume de désémulsifiant a une très grande influence sur la salinité du pétrole brut et aussi sur l'efficacité du dessaleur bien marquée en comparant avec l'augmentation de la température et l'augmentation de taux de l'eau de lavage.



**Figure V.7:** Variation de la salinité en fonction de volume de désémulsifiant.



**Figure V.8:** Variation de l'efficacité de dessaleur en fonction de volume de désémulsifiant.

# *Conclusión General*

Durant la période de notre stage au GBRS nous avons eu la chance d'approfondir nos connaissances en industrie, et de saisir les différentes théories que nous avons acquises durant notre parcours universitaire sur terrain.

Cette étude, nous a ouvert une porte sur un domaine très vaste qui est celui de l'industrie. Elle nous a permis de concrétiser nos notions théoriques sur le pétrole brut, son traitement et ses applications, sur un procédé industriel, très répandu, le dessalage. Ainsi c'était une occasion pour nous de contribuer à plusieurs analyses au sein du laboratoire, de nous familiariser avec les appareils d'analyse et de maîtriser les consignes de sécurité que doit respecter toute industrie.

On a vu que toutes les opérations étaient assurées par des agents spécialisés du département GBRS qui inspectaient les équipements se trouvant sur site conformément aux exigences en vue de garantir la bonne marche.

L'objectif principal de ce modeste travail était de nous permettre de résoudre notre problématique avec des tests au niveau de laboratoire et de la salle de contrôle.

La réalisation de la partie pratique au laboratoire du complexe industriel GBRS qui nous a été confiée consistait à effectuer un suivi des analyses sur le pétrole brut à l'entrée et à la sortie de dessaleur. On a joué sur trois paramètres (température, taux de l'eau, taux de désémulsifiant).

A partir des résultats obtenus nous concluons que lorsqu'on augmente les trois paramètres (température, taux d'injection d'eau de lavage, concentration de désémulsifiant) la salinité du brut à la sortie de dessaleur diminue et l'efficacité de dessalage augmente. Cependant la variation de ces paramètres est limitée par d'autres facteurs comme la température qui ne doit pas dépasser la température de design de dessaleur, le pourcentage d'eau qui est limité par le niveau d'eau dans le dessaleur, ce dernier ne doit pas être proche de l'électrode, et le désémulsifiant limité aussi par certains facteurs économiques tels que le coût.

Ce stage pratique a été très efficace et rentable, en effet, nous avons saisi des bases dans le domaine des hydrocarbures, nous avons acquis de vastes compétences en procédé et manipulation des différentes analyses et enfin nous avons pu voir pour la première fois les bases d'instrumentation et de régulation sur un site industriel.

*Références  
bibliographiques*

- [1] H. Laiche, S.El Hachemi. Conception d'une unité de dessalage électrique à l'unité de Guellala. Mémoire d'ingénieur, Université de Kasdi Merbah Ouargla ; 2005 ; 102 p.
- [2] Jean Pierre WAUQUIER. Le raffinage du pétrole, Procédés de séparations, Éditions TECHNIP, Paris. Tome 2 ; 1998.
- [3] J. PIERRE WAQUIER. Le raffinage du pétrole, Produits pétrolières, Schéma de fabrication. Tome1 ;1994.
- [4] <https://jancovici.com>.
- [5] Dictionnaire du pétrole. Edition SCM 92081 collection ISBN 2-201 133- 19- 3, Paris France ;1998.
- [6] Document de Sonatrach. Manuel d'exploitation pour le CPF (Procédé).
- [7] Gharib GHEDIRI. Description générale sur le champ BRS. Rapport de fin de stage MSP formation avant recrutement, IAP Skikda ; 2018 ; p 2-4.
- [8] Document de Sonatrach. Projet de développement de Bir Seba (BRS) ; 2014 ; p 1-7.
- [9] Ryma Imene MOKHTARI. Étude comparative desémulsionnants (optimisation de dessalage des huiles de GBRS par utilisation des desémulsifiants). Rapport de fin de stage projet MSP formation avant recrutement, IAP Arzew (Oran) ; 2017 ; p 7-8.
- [10] Alain DUPUY. Formation professionnalisant ingénieurs procédés en raffinage et pétrochimie hydrocarbures et produits pétroliers, Hassi Messaoud ; 2015 ; p 7.
- [11] Document de référence sur les meilleures techniques disponibles. Raffinerie de pétrole et de gaz, Commission Européenne ; 2003 ; p 20.
- [12] Document de Total. Manuel de formation exploitation et production, les équipements, les dessaleurs ; 2007 ; p 8-17-15-18-25-27-40.
- [13] B. BOUCECRIMA, A. DOUBI et M. ZERROUK. Amélioration du procédé de dessalage des huiles par utilisation des desémulsifiants, I.C.I.C.U.Ouargla et C.R.D de HASSI MESSAOUD ; 2006.
- [14] Nabil BELKHIR, Mohammed TORCHE. Vérification du calcul d'une unité de dessalage du pétrole brut. Mémoire d'ingénieur, Université de Boumerdès ; 2007.
- [15] Sofiane SALHI. Limite de fonctionnement d'un dessaleur électrostatique de l'unité de traitement d'Ourhoud. Mémoire d'ingénieur, Université de Boumerdès ; 2006 ; p 50-51-52.

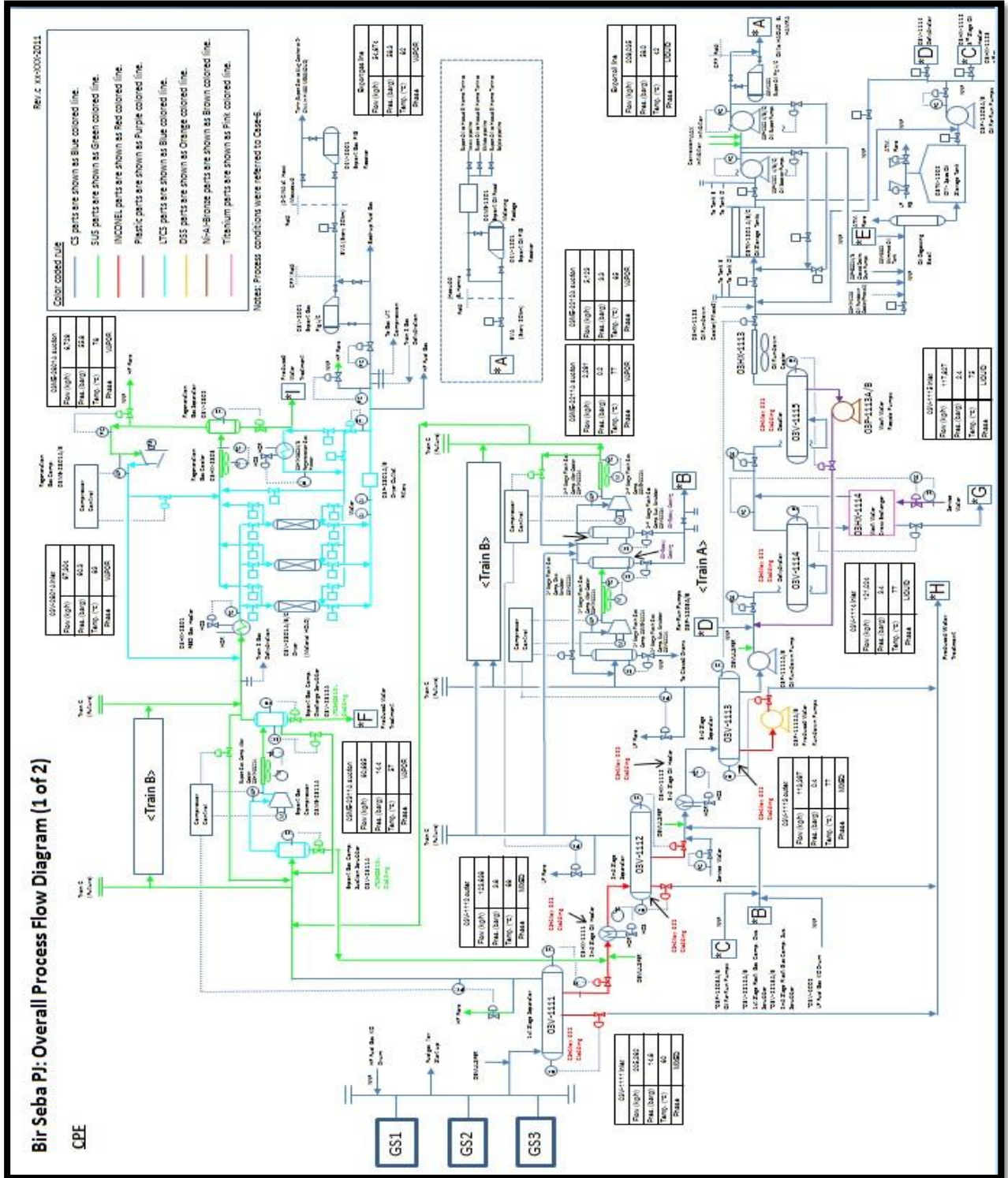
- [16] Ken Arnold et Maurice Stewart. Crude Oil Treating and Oil Desalting Systems, Chapitre7, Surface Production Operations. AMEC Paragon, Houston, Texas; 2008; pp 351–456.
- [17] Youcef BELILITA. Description générale du GBRS. Rapport de fin de stage MSP formation avant recrutement, IAP Arzew (Oran) ; 2018 ; p 1-24.
- [18] Nacera ALLAOUA, Nour elhouda ALLOUCHE. Vérification des performances de l'unité de dessalage de RA1K. Mémoire de Master, Université de Bejaia ; 2017 ; p 24-25-26.
- [19] Hodhaifa DERDAR. Suivi de traitement de pétrole brut par analyses chimiques « Sonatrach-organisation Ourhoud-hassi mesaoud ». Mémoire master, Université abdelhamid ibn badis, Mostaganem ; 2014.

# *Annexes*



# Annexe A

## Schéma de procédé du CPF



## Annexe B

Fiche de donnée de désémulsifiant

<b>multi-chem</b>	
A HALLIBURTON SERVICE	
<b>SAFETY DATA SHEET</b>	
<b>Product Trade Name:</b>	<b>MC MX 1-4218</b>
Revision Date: 07-Nov-2016	Revision Number: 1

---

**1. Identification**

**1.1. Product Identifier**

<b>Product Trade Name:</b>	MC MX 1-4218
<b>Synonyms</b>	None
<b>Chemical Family:</b>	Blend
<b>Internal ID Code</b>	MC005015

**1.2 Recommended use and restrictions on use**

<b>Application:</b>	Emulsion Breaker
<b>Uses advised against</b>	Consumer use

**1.3 Manufacturer's Name and Contact Details**

**Manufacturer/Supplier**  
 Multi-Chem Group LLC  
 3000 N. Sam Houston Pkwy E., Houston, TX 77032  
 Phone: 1 281 871 4000

Halliburton Energy Services  
 645 - 7th Ave SW Suite 1800  
 Calgary, AB  
 T2P 4G8  
 Canada

**Prepared By** Chemical Stewardship  
 Telephone: 1-281-871-6107  
 e-mail: fdunexchem@halliburton.com

**1.4. Emergency telephone number**

<b>Emergency Telephone Number:</b>	1-866-519-4752 or 1-760-476-3962
	Global Incident Response Access Code: 334305
	Contract Number: 14012

---

**2. Hazard(s) Identification**

**2.1 Classification in accordance with paragraph (d) of §1910.1200**

Aspiration Toxicity	Category 1 - H304
Carcinogenicity	Category 2 - H351
Specific Target Organ Toxicity - (Single Exposure)	Category 3 - H336
Specific Target Organ Toxicity - (Repeated Exposure)	Category 1 - H372
Acute Aquatic Toxicity	Category 2 - H401
Chronic Aquatic Toxicity	Category 2 - H411
Flammable liquids.	Category 4 - H227

---

Page 1 / 10

### Annexe C

Table ASTM 53A, Correction généralisée de la densité du pétrole brut en fonction de la température de 19,50°C jusqu'à 27 °C.

TEMP. C	DENSITY AT OBSERVED TEMPERATURE CORRESPONDING DENSITY AT 15 C										TEMP. C	
	790.0	792.0	794.0	796.0	798.0	800.0	802.0	804.0	806.0	808.0		810.0
19.50	793.4	795.4	797.4	799.4	801.4	803.4	805.4	807.3	809.3	811.3	813.3	19.50
19.75	793.6	795.6	797.6	799.6	801.6	803.5	805.5	807.5	809.5	811.5	813.5	19.75
20.00	793.8	795.8	797.8	799.8	801.7	803.7	805.7	807.7	809.7	811.7	813.7	20.00
20.25	794.0	796.0	797.9	799.9	801.9	803.9	805.9	807.9	809.9	811.9	813.9	20.25
20.50	794.2	796.1	798.1	800.1	802.1	804.1	806.1	808.1	810.1	812.1	814.1	20.50
20.75	794.4	796.3	798.3	800.3	802.3	804.3	806.3	808.3	810.3	812.2	814.2	20.75
21.00	794.5	796.5	798.5	800.5	802.5	804.5	806.5	808.5	810.4	812.4	814.4	21.00
21.25	794.7	796.7	798.7	800.7	802.7	804.7	806.6	808.6	810.6	812.6	814.6	21.25
21.50	794.9	796.9	798.9	800.9	802.9	804.8	806.8	808.8	810.8	812.8	814.8	21.50
21.75	795.1	797.1	799.1	801.1	803.1	805.0	807.0	809.0	811.0	813.0	815.0	21.75
22.00	795.3	797.3	799.3	801.2	803.2	805.2	807.2	809.2	811.2	813.2	815.2	22.00
22.25	795.5	797.5	799.4	801.4	803.4	805.4	807.4	809.4	811.4	813.3	815.3	22.25
22.50	795.7	797.6	799.6	801.6	803.6	805.6	807.6	809.6	811.5	813.5	815.5	22.50
22.75	795.9	797.8	799.8	801.8	803.8	805.8	807.8	809.7	811.7	813.7	815.7	22.75
23.00	796.0	798.0	800.0	802.0	804.0	806.0	807.9	809.9	811.9	813.9	815.9	23.00
23.25	796.2	798.2	800.2	802.2	804.2	806.1	808.1	810.1	812.1	814.1	816.1	23.25
23.50	796.4	798.4	800.4	802.4	804.3	806.3	808.3	810.3	812.3	814.3	816.2	23.50
23.75	796.6	798.6	800.6	802.6	804.5	806.5	808.5	810.5	812.5	814.5	816.4	23.75
24.00	796.8	798.8	800.7	802.7	804.7	806.7	808.7	810.7	812.6	814.6	816.6	24.00
24.25	797.0	799.0	800.9	802.9	804.9	806.9	808.9	810.9	812.8	814.8	816.8	24.25
24.50	797.2	799.1	801.1	803.1	805.1	807.1	809.0	811.0	813.0	815.0	817.0	24.50
24.75	797.3	799.3	801.3	803.3	805.3	807.3	809.2	811.2	813.2	815.2	817.2	24.75
25.00	797.5	799.5	801.5	803.5	805.5	807.4	809.4	811.4	813.4	815.4	817.3	25.00
25.25	797.7	799.7	801.7	803.7	805.6	807.6	809.6	811.6	813.6	815.5	817.5	25.25
25.50	797.9	799.9	801.9	803.9	805.8	807.8	809.8	811.8	813.7	815.7	817.7	25.50
25.75	798.1	800.1	802.1	804.0	806.0	808.0	810.0	812.0	813.9	815.9	817.9	25.75
26.00	798.3	800.3	802.2	804.2	806.2	808.2	810.2	812.1	814.1	816.1	818.1	26.00
26.25	798.5	800.4	802.4	804.4	806.4	808.4	810.3	812.3	814.3	816.3	818.3	26.25
26.50	798.7	800.6	802.6	804.6	806.6	808.6	810.5	812.5	814.5	816.5	818.4	26.50
26.75	798.8	800.8	802.8	804.8	806.8	808.7	810.7	812.7	814.7	816.6	818.6	26.75
27.00	799.0	801.0	803.0	805.0	806.9	808.9	810.9	812.9	814.9	816.8	818.8	27.00

\* DENOTES EXTRAPOLATED VALUE

OBSERVED DENSITY = 790.0 TO 810.0