



République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université Echahid Hamma Lakhdar-El Oued  
Faculté de la Technologie  
Département Génie des Procédés et Pétrochimie



***Mémoire De Fin D'Étude***  
en vue de l'obtention du diplôme de:  
**MASTER ACADÉMIQUE**

**Domaine: Sciences et Technologies**  
**Filière: Industrie Pétrochimique**  
**Spécialité: Génie du Raffinage**

**Présenté par:**

**Miloud SALEM - Oussama KIR - Tarek REGUIG**

**Thème**

**Vérification du calcul de dessalage du pétrole  
brut dans l'unité de BIR SEBA**

**Soutenu le 17/06/2019**

**Devant le Jury:**

Mr: Mohammed Tayeb OUCIF KHALED Président

Université d'El Oued

Mr: Bilal KHALED

Examineur

Université d'El Oued

Mme: Souhila MENACEUR

Rapporteuse

Université d'El Oued

**2018/2019**

## Dédicace

Nous dédions ce modeste travail:

- ✓ À nos très chers parents qui nous ont éclairé notre chemin et qui nous ont encouragé et soutenu tout au long de nos études.
- ✓ À nos très chers frères et sœurs.
- ✓ À tous les membres de nos familles.
- ✓ À tous nos amis.

Miloud

Oussama

Tarek

## Remerciement

Nos remerciements s'adressent en premier lieu à notre Dieu pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.

Nous tenons à exprimer nos remerciements à Mme: **S.MENACEUR** pour son grand soutien et ses conseils considérables.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à toutes les personnes qui nous aidées au groupement Bir Seba (GBRS) notamment à du service d'exploitation et l'équipe de laboratoire en particulier: Abdelhakim MENAGGUER, Youcef BELILITA, Ismail BELGOT, Hichem, Salim DADA et Yassine.

Nous remercions également tous les enseignants du département génie de procédés et pétrochimie, qui nous ont donné les bases de la science.

Nous remercions chaleureusement madame et messieurs les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font on acceptant de juger notre travail. Qu'ils trouvent ici l'expression de notre profond respect.

Nos remerciements vont enfin à toute personne qui a contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

Merci tout le monde

## Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des nomenclatures

Liste des abréviations

Introduction générale.....01

### Étude bibliographique

#### Chapitre I: Présentation générale sur le champ de Bir Seba (BRS)

I-1- Introduction.....03

I-2- Généralité sur le champ de BRS.....03

I-3- Situation géographique.....06

I-4- Organigramme du groupement GBRS.....07

I-5- Capacité de production.....08

I-6- Spécifications des produits.....09

#### Chapitre II: Théorie de dessalage du pétrole brut

II-1- Introduction.....10

II-2- Définition du dessalage.....10

II-3- But du dessalage.....11

II-4- Nature des sels.....11

II-4-1- Inconvénients des sels.....12

II-5- Phénomène d'émulsion.....12

II-5-1- Conditions de formation d'une émulsion.....13

II-5-2- Stabilité d'une émulsion.....15

II-5-3- Étapes de désintégration des émulsions.....16

II-6- Dessalage électrostatique.....19

II-6-1- Exemple d'un dessaleur électrostatique.....19

II-6-2- Mécanisme de dessalage électrostatique.....	20
II-6-2-1- La diffusion des sels du brut dans l'eau de lavage.....	20
II-6-2-2- Coalescence des gouttelettes d'eau.....	21
II-6-2-3- Décantation.....	23
II-7- Paramètres de fonctionnement d'un dessaleur électrostatique.....	24
II-7-1- Niveau d'interface eau-brut.....	24
II-7-2- Température de dessalage.....	25
II-7-3- Taux de l'eau de lavage.....	27
II-7-4- Point d'injection de l'eau de lavage.....	28
II-7-5- Nature de l'eau de lavage.....	28
II-7-6- Pression de service et les pertes de charge dans la vanne de mélange.....	28
II-7-7- Nature et taux de désémulsifiant.....	29
II-7-8- Champ électrique.....	29
II-7-9- Temps de séjour.....	30
II-8- Avantages et inconvénient.....	31

### **Chapitre III: Description du groupement BRS**

III-1-Introduction.....	32
III-2- Description du procédé.....	32
III-3- Les différents systèmes du GBRS.....	32
III-3-1- Système de tête de puits de production.....	32
III-3-2- Système de station de collecte (GS).....	33
III-3-3- Système de séparation et stabilisation d'huile.....	34
III-3-4- Système de stockage et exportation de pétrole.....	35
III-3-5- Système de compression du gaz de flash.....	37
III-3-6- Système de compression du gaz d'expédition.....	39
III-3-7- Système d'exportation de gaz.....	40
III-3-8- Système de déshydratation du gaz.....	41
III-3-9- Système de traitement des eaux produites.....	43

III-3-10- Système d'injection des produits chimiques pour le CPF.....	44
III-3-11- Système fuel gaz.....	45
III-3-12- Système de fluide caloporteur & récupération de chaleur.....	46
III-3-13- Système de torche BP /HP/ sous pression atmosphérique.....	48
III-3-14- Système de drain fermé.....	50

## **Étude expérimentale**

### **Chapitre IV: Vérification et calcul du dessalage**

IV-1- Calcul du dessaleur.....	52
IV-2- Détermination de la teneur et la quantité d'eau du brut à l'entrée du dessaleur.....	52
IV-3- Bilan matière.....	53
IV-3-1- Calcul de la quantité d'eau de lavage.....	54
IV-3-2- Calcul de la quantité de brut dessalé.....	55
IV-3-3- Calcul de la quantité d'eau de purge.....	55
IV-4- Calcul de la vitesse de décantation des gouttelettes d'eau dans le dessaleur.....	56
IV-5- Calcul des caractéristiques électriques du dessaleur.....	62
IV-5-1- Calcul du champ électrique entre deux électrodes.....	62
IV-5-2- Calcul du champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure.....	63
IV-5-3- Calcul du champ critique.....	63
IV-6- Les caractéristiques géométriques du dessaleur.....	65
IV-7- Calcul du temps de séjour.....	65
IV-8- Calcul du temps de décantation.....	66
IV-9- Calcul du distributeur.....	66
IV-10- Calcul des efficacités du dessaleur et de dessalage.....	68
IV-11- Comparaison des paramètres du design et de l'actuel.....	70
Conclusion générale.....	71

### Références bibliographique

Annexes

Résumé

## Liste des figures

---

### Liste des figures:

Figure I-1: Parts des partenaires dans le groupement BRS.....	04
Figure I-2: Implantation du champ BRS.....	06
Figure I-3: L'organigramme du GBRS.....	07
Figure I-4: L'organigramme de département d'exploitation.....	08
Figure II-1: Émulsion d'eau dans l'huile.....	12
Figure II-2: Émulsion eau dans l'huile.....	13
Figure II-3: Émulsion huile dans l'eau.....	13
Figure II-4: Représentation d'une émulsion eau – huile.....	14
Figure II-5: Représentation d'une émulsion avec émulsifiant.....	14
Figure II-6: Principe de l'émulsion.....	16
Figure II-7: Dessaleur électrostatique.....	19
Figure II-8: Représentation détaillée d'un dessaleur électrostatique.....	20
Figure II-9: Action d'un champ alternatif.....	22
Figure II-10: Principe du dessalage.....	24
Figure II-11: Variation de la viscosité en fonction de la température.....	26
Figure II-12: Variation de la densité en fonction de la température.....	26
Figure II-13: Variation du facteur de décantation en fonction de la température.....	26
Figure II-14: Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage.....	27
Figure II-15: Schéma de principe du dessalage.....	28
Figure II-16: Schéma de principe d'un dessaleur électrostatique.....	30
Figure III-1: Implantation des puits et les stations de collecte.....	33
Figure III-2: Système de séparation et stabilisation d'huile.....	34
Figure III-3: Système de stockage et exportation de pétrole.....	36
Figure III-4: Profil de pression au long d'oléoduc d'exportation.....	37
Figure III-5: Système de compression du gaz de flash.....	38
Figure III-6: Système de compression du gaz d'expédition.....	40

## Liste des figures

---

Figure III-7: Profil de pression au long du gazoduc d'expédition du gaz.....	41
Figure III-8: Système de déshydratation du gaz.....	42
Figure III-9: Système de traitement des eaux produites.....	43
Figure III-10: Système d'injection des produits chimiques pour le CPF.....	44
Figure III-11: Système fuel gaz.....	45
Figure III-12: Système de fluide caloporteur & récupération de chaleur.....	47
Figure III-13: Système de torche BP/ HP/ sous pression atmosphérique.....	49
Figure III-14: Système de drain fermé.....	51
Figure IV-1: Bilan matière du dessaleur.....	54
Figure IV-2: Variation du diamètre des gouttelettes d'eau en fonction du taux de lavage.....	57
Figure IV-3: La distance entre les électrodes et le niveau d'interface d'eau dans le dessaleur.....	62
Figure IV-4: Variation du coefficient de proportionnalité en fonction du taux de lavage.....	64
Figure IV-5: Représentation du distributeur du dessaleur.....	67

## Liste des tableaux

---

### Liste des tableaux:

Tableau I-1: Capacité de design du CPF.....	08
Tableau I-2: Spécifications de pétrole.....	09
Tableau I-3: Spécifications de gaz.....	09
Tableau I-4: Eaux produites envoyées aux bassins d'évaporation.....	09
Tableau II-1: Les opérations et les paramètres actifs.....	18
Tableau IV-1: Les données pour calcul du dessaleur.....	52
Tableau IV-2: Diamètre de la gouttelette d'eau en fonction de la teneur en eau.....	56
Tableau IV-3: Coefficient de frottement en fonction du Re et le régime d'écoulement.....	58
Tableau IV-4: Les valeurs des variables opératoires à la température du dessalage.....	60
Tableau IV-5: Coefficient de proportionnalité (A) en fonction du taux de lavage (X).....	64
Tableau IV-6: Comparaison des paramètres du design et de l'actuel du dessaleur.....	70

## Liste des nomenclatures

Symbole	Définition	Unité
$S_e$	Teneur en sel du brut à dessalé	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 mesuré	% vol
$Q_{w\ int}$	La quantité d'eau dans le brut à dessalée	m <sup>3</sup> /h
$Q_b$	Quantité du brut à dessalé	m <sup>3</sup> /h
$Q_w$	Quantité de l'eau de lavage	m <sup>3</sup> /h
$Q_d$	Quantité de brut dessalé	m <sup>3</sup> /h
$Q'_w$	Quantité de l'eau de purge	m <sup>3</sup> /h
$Q_{w\ ext}$	Quantité d'eau dans le brut dessalé	m <sup>3</sup> /h
Z	Teneur en eau du brut dessalé	%
$V_d$	Vitesse de décantation	m/s
$d_d$	Densité de la phase dispersée (eau)	-
$d_c$	Densité de la phase continue (brut)	-
D	Diamètre des gouttelettes d'eau	m
g	Accélération de la pesanteur	m/s <sup>2</sup>
$\varphi$	Coefficient de frottement	-
Re	Nombre de Reynolds	-
$\vartheta$	Viscosité cinématique du brut	m <sup>2</sup> /s
$\alpha$	Coefficient	-
E	Champ électrique entre les deux électrodes	Volts/cm
U	Tension du courant	Volts
L	Distance entre les électrodes	cm
$E_1$	Champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure	Volts/cm
$L_1$	Distance entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure	cm
$E_c$	Champ critique	Volts/cm
A	Coefficient de proportionnalité	-
$\delta$	Tension superficielle entre l'eau et le brut	g/cm <sup>2</sup>
$\varepsilon$	Coefficient diélectrique	-
D	Diamètre de la gouttelette d'eau	cm
$T_s$	Temps de séjour	h
V	Volume du dessaleur	m <sup>3</sup>
Q	Débit volumique de la charge	m <sup>3</sup> /h
$T_d$	Temps de décantation	s
$L_1$	Distance entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau	m
n	Nombre des rampes du distributeur	-
L	La distance séparant les deux trous extrêmes	mm
l	La distance séparant les deux rampes	mm
A	Teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur	mg/l
$S_w$	Teneur en sel de l'eau injectée	mg/l
E	Efficacité du dessaleur	%
$E_d$	Efficacité de dessalage	%

## Liste des abréviations

---

### Liste des abréviations:

BRS: Bir Seba.

GBRS: Groupement Bir Seba.

SH: Sonatrach.

PVEP: Pétro Vietnam d'Exploration et Production.

PTTEP: PTT d'Exploration et Production.

PPM: Partie Par Million.

GPL: Gaz de Pétrole Liquéfié.

CPF: Centre de Production d'huile et de gaz.

Z-CINA: Zone nord du Complexe Industriel Naili Abdelhalim.

HEH: Haoud El Hamra.

HMD: Hassi Messaoud.

MOM: Mouiat Oulad Messaoud.

SIE: Sécurité Interne des Entreprises.

BOPD: Barils d'Huile Par Jour.

BWPD: Barils d'Eau Par Jour.

MMscfd: Million de pieds Cube Standard par jour.

TVR: Tension de Vapeur Raid.

BSW: Eau et Sédiment.

GS: Station de Collecte.

CPI: Déshuileur à Plaques Ondulées.

HP: Haute Pression.

MP: Moyenne Pression.

BP: Basse Pression.

## **Introduction générale**

# Introduction générale

---

## **Introduction générale:**

Le pétrole brut est un mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles (paraffiniques, naphthéniques et aromatiques) associé à des composés oxygénés, azotés et sulfurés ainsi qu'à des traces de métaux particuliers (vanadium, molybdène et nickel), le pétrole brut n'est devenu un grand produit industriel seulement qu'au milieu du XIX<sup>e</sup> siècle.

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.

Actuellement, la commercialisation des pétroles brut 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 avant leurs unités, la salinité à 40 ppm au maximum prémunir contre toutes les sources d'ennuis tels que l'encrassement des échangeurs, la corrosion des équipements de tête de la colonne de distillation atmosphérique et la dégradation de la qualité des résidus atmosphériques.

L'élimination de ces sels et l'eau est indispensable et cela nécessite l'installation d'une unité de dessalage [1].

Le groupement de Bir Seba (GBRS) possède un dessaleur électrostatique (03V-1115), il consiste à éliminer les sels d'une manière très efficace par l'utilisation d'un champ électrique, l'eau de lavage et le désémulsifiant. Donc l'objectif de ce travail est l'augmentation de l'efficacité du dessaleur au maximum pour fournir un brut commercial. En outre on fera la vérification du calcul de dessaleur électrostatique du GBRS, enfin nous analysons et discutons les résultats obtenus.

## **Problématique:**

Pour répondre à l'exigence mondiale sur la commercialisation du pétrole brut, il est obligatoire de fournir un brut dont la teneur en sel est inférieure ou égale à 40 ppm, ainsi que pour éviter la corrosion des équipements et l'encrassement des échangeurs.

Donc quels sont les paramètres opératoires qui influent sur le dessaleur électrostatique (03V-1115) du GBRS pour obtenir une salinité qui correspond aux normes internationales ?

# Introduction générale

---

Ce mémoire est composé en quatre chapitres, organisés de la manière suivante:

- ✓ Chapitre I: Présentation générale sur le champ de Bir Seba (BRS).
- ✓ Chapitre II: Théorie de dessalage du pétrole brut.
- ✓ Chapitre III: Description du GBRS.
- ✓ Chapitre IV: Vérification et calcul de dessalage.

Enfin, nous terminerons ce mémoire par une conclusion générale qui comporte nos recommandations adaptées au dessaleur électrostatique.

## **Étude bibliographique**

## **Chapitre I**

### **Présentation générale sur le champ de Bir Seba (BRS)**

## **I-1- Introduction:**

L'Algérie compte un potentiel d'hydrocarbures d'une importance capitale dans sa région Saharienne et ceci en matière de pétrole brut, gaz naturel et GPL. Parmi les plus importants champs que comptent le sud du pays; le champ de Bir Seba (association entre SONATRACH, PVEP et PTTEP), périmètre de Touggourt, qui représente les champs nouvellement exploité et qui est doté de la technologie qui figure sur le marché international [2].

## **I-2- Généralité sur le champ de BRS:**

Un contrat de partage de production, pour les blocs 433a & 416b, périmètre de Touggourt, Algérie a été conclu entre SONATRACH et PVEP (appelée auparavant PIDC) le 10 Juillet 2002 et a pris effet le 30 Juin 2003. L'association du groupement Bir Seba est entre SONATRACH, PVEP et PTTEP Algérie [3].

**SONATRACH:** est la Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures.

**PVEP:** est la société Pétro-Vietnamienne d'Exploration et Production.

**PTTEP:** est une société nationale d'Exploration et Production Pétrolière dédiée à la fourniture durable de pétrole à la Thaïlande et aux pays dans lesquels elle opère, ainsi qu'à l'apport de recettes en devises a son pays, PTTEP fait partie des dix principales sociétés cotée à la bourse de Thaïlande exploite plus de 40 projet dans le monde entier et emploie plus de 3000 personnes. Elle s'engage à développer les ressources naturelles tout en préservant l'environnement, en promouvant l'éducation et en s'assimilant à la culture des pays dans lesquels elle intervient [4].

Les participations des sociétés PVEP, PTTEP Algérie et SONATRACH dans le groupement sont respectivement de 40 %, de 35 % et de 25 % [3].

Les logos et les drapeaux des partenaires du groupement Bir Seba sont représenté ci-dessous:

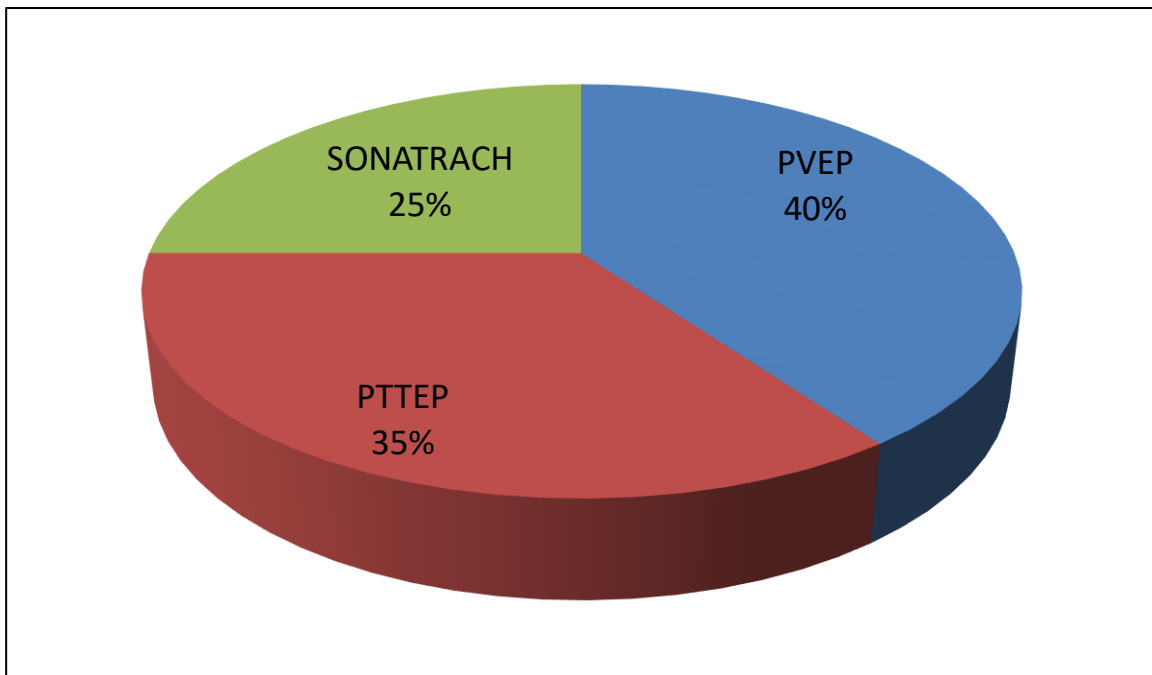


Figure I-1: Parts des partenaires dans le groupement BRS.

## **I-2-1- Développement des champs de Bir Seba:[5]**

Le développement du champ de Bir Seba est divisé en deux phases afin de minimiser les incertitudes techniques et les dépenses initiales. Ce qui s'impose en priorité, c'est de mener à bonne fin la phase 1, dont la réalisation satisfaisante sera la clef pour un développement complet dans le futur.

### **I-2-1-1- Phase 1:**

Les installations principales dans le cadre de la phase 1 sont les suivantes:

- ✓ Centre de production (CPF), capable de traiter 20 000 barils par jour.
- ✓ 3 manifolds de production.
- ✓ Deux turbo générateur.
- ✓ Production à partir de HAMRA: 16 puits producteurs.
- ✓ Base industrielle.
- ✓ Deux puits producteurs d'eau.
- ✓ Un oléoduc 12" et 130 km, s'acheminant vers Haoud El Hamra (HEH).
- ✓ Un gazoduc 12" et 130 km, s'acheminant vers Z-CINA à Hassi Massaoud (HMD).

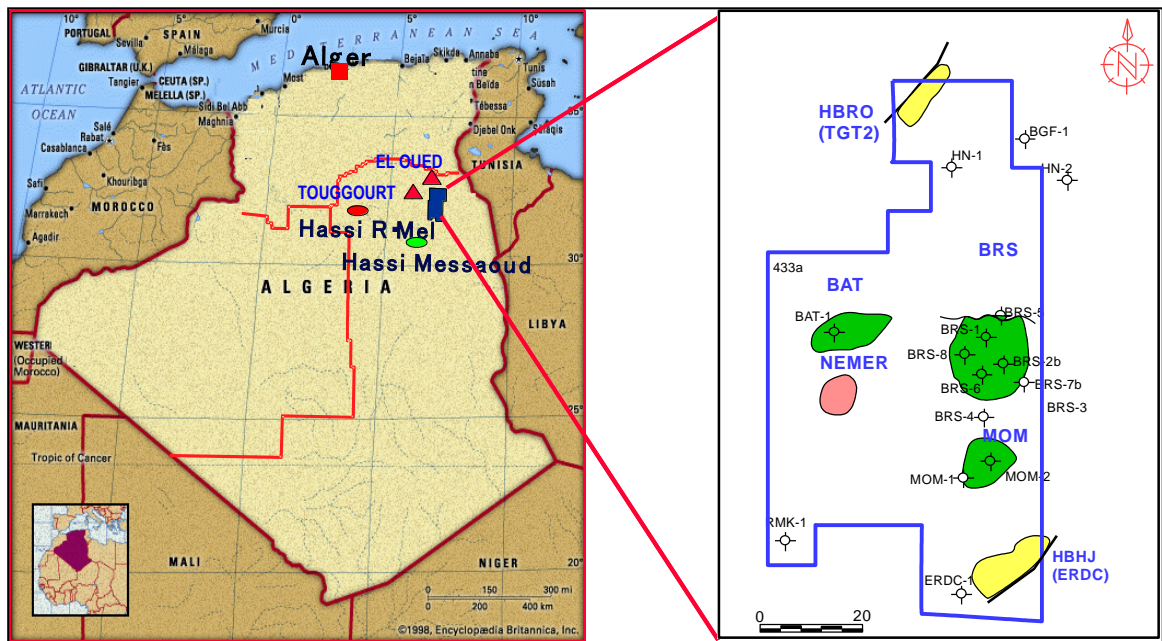
### **I-2-1-2- Phases 2:**

Les installations principales qui seront réalisées dans le cadre de la phase 2 sont les suivantes:

- ✓ Réalisation d'un deuxième train de séparation d'une capacité de 20 000 barils par jour.
- ✓ Production de deux phases: 40 000 barils par jour.
- ✓ D'un troisième turbo générateur.
- ✓ D'un quatrième manifold de production.
- ✓ 38 puits producteurs:
  - Hamra: 33 puits.
  - T1: 5 puits.
- ✓ 14 puits injecteurs d'eau (HAMRA).
- ✓ Maintien de pression par injection d'eau ( à partir de la 5<sup>ème</sup> année).
- ✓ Injection de gaz lift ( à partir de la 5<sup>ème</sup> année).

## I-3- Situation géographique:

L'implantation du champ pétrolier de Bir Seba se situe à 550 km au sud-est d'Alger et à 130 km au nord-est du champ pétrolier de Hassi Messaoud (HMD). Il se trouve à 122 km du chef-lieu de la Wilaya de Ouargla et à 69 km de Touggourt. Le champ pétrolier est situé dans le désert à une altitude variant entre 110 et 172 m [4].



*Figure I-2: Implantation du champ Bir Seba [5].*

La superficie initiale était de 6 472 km<sup>2</sup>, tandis que la superficie actuelle après la première restitution effectuée est d'environ 4 530 km<sup>2</sup>.

Surface du périmètre d'exploitation BRS: 277.7 km<sup>2</sup>.

Surface du périmètre d'exploitation MOM: 176 km<sup>2</sup>.

La stratégie de développement adoptée consiste:

- ✓ Réalisation du projet en deux phases.
- ✓ Prendre en charge le gisement MOM.

## I-4- Organigramme du groupement Bir Seba:

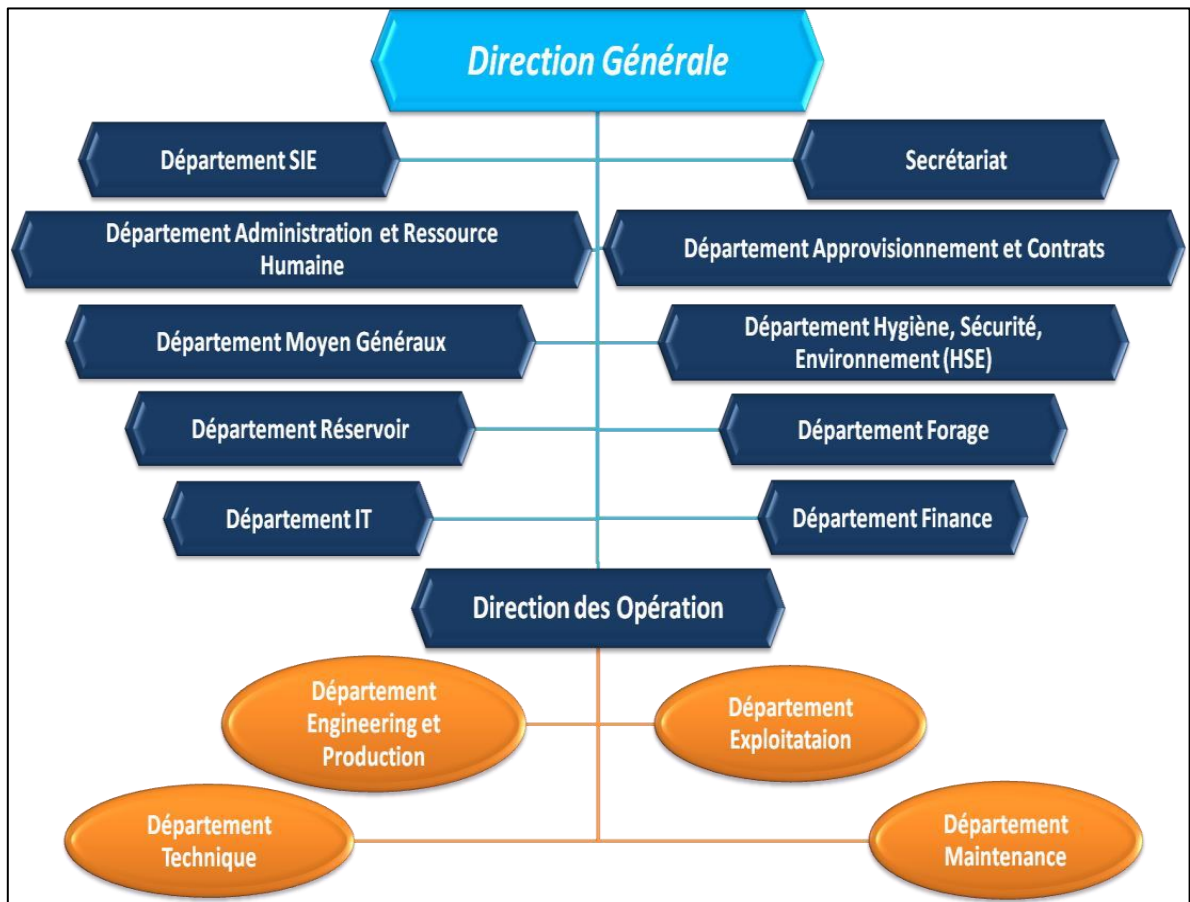


Figure I-3: L'organigramme du groupement Bir Seba [2].

### I-4-1- Organigramme de département d'exploitation:

Le département d'exploitation est organisé comme suit; un chef département d'exploitation qui a un collaborateur entre le chef service d'exploitation et le chef service traitement des eaux. Le chef service d'exploitation est un ingénieur d'exploitation qui supervise le travail des opérateurs. Ces derniers sont divisés en deux catégories:

- ✓ Les opérateurs tableaux chargés de suivre le processus à partir de la salle de contrôle.
- ✓ Les opérateurs extérieurs chargés d'effectuer les manœuvres nécessaires sur site.

Le chef service section traitement des eaux qui subordonné entre un ingénieur d'exploitation et ingénieur chimiste suivi par comptable de produit et les techniciens chimistes comme représenté sur l'organigramme ci-dessous [6].

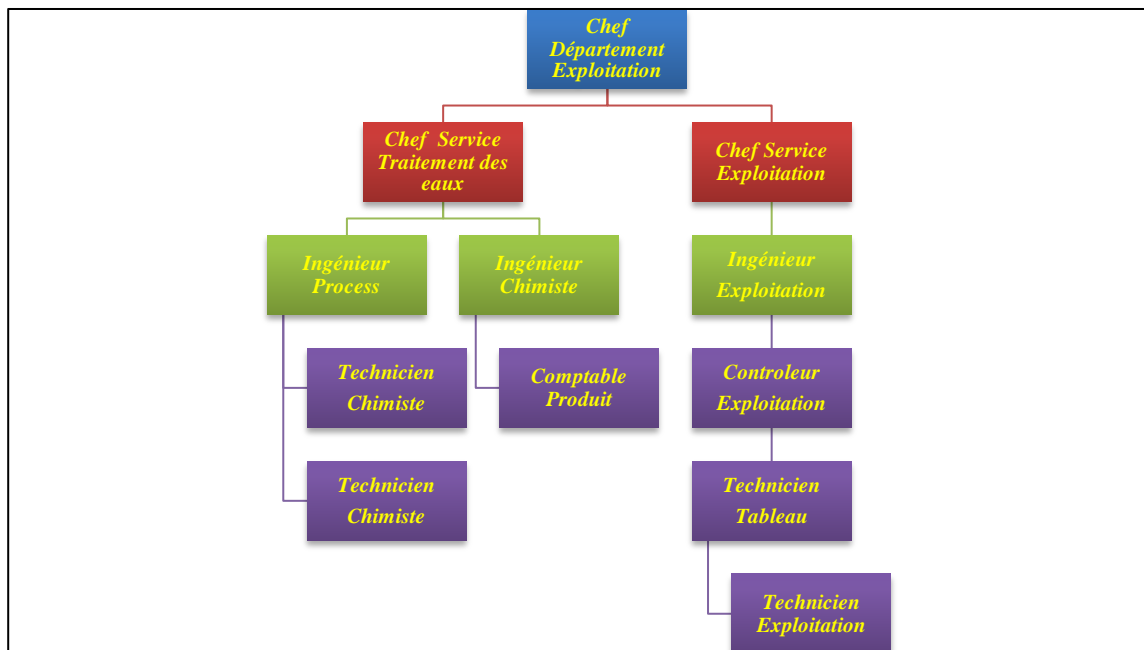


Figure I-4: L'organigramme de département d'exploitation [6].

### I-5- Capacité de production du GBRs:

Le taux de production maximal de pétrole est calculé à 20 000 barils par jour en phase 1. Lors du développement complet du champ ( c'est-à-dire en phase 2 ), le taux de production sera potentiellement augmenté à hauteur de 40 000 barils par jour après trois années de production. La capacité design du CPF est donnée dans le tableau suivant: [3].

Tableau I-1: Capacité de design du CPF [5].

Description	Phase 1	Phase 2
Capacité de traitement d'huile (BOPD)	20 000	20 000
Gaz associé ( MMscfd )	17	17
Production d'eau ( BWPD )	6000	6000
Capacité d'injection d'eau ( BWPD )		35 000
Débit de gaz lift injecté ( MMscfd )		38
Nombre de puits producteur de brut	16	22
Nombre de puits injecteur d'eau		14
Pipe d'expédition d'huile	12" x 130 km	
Pipe d'expédition de gaz	12" x 130 km	

## Chapitre I Présentation générale sur le champ de Bir Seba (BRS)

### I-6- Spécifications des produits:

Les spécifications des produits concernant le pétrole et le gaz d'expédition et l'eau de rejet sont indiquées dans les tableaux suivants:

*Tableau I-2: Spécifications de pétrole [3].*

<b>Paramètres</b>	<b>Exigences</b>
TVR ( été)	< 0.48 bar ( 7 psia) à 37.8 °C
TVR ( hiver)	< 0.69 bar ( 10 psia) à 37.8 °C
BSW	≤ 0.5 % volumique
Salinité	≤ 40 ppm
Teneur en soufre	0.2 % poids
Température de transfert ( maximum)	60 °C
Pression maximum au niveau de HEH	8 bar

*Tableau I-3: Spécifications de gaz [3].*

<b>Paramètres</b>	<b>Exigences</b>
Teneur en eau	≤ 50 ppm
Pression maximale arrivée à Z-CINA	37 bar

*Tableau I-4: Eaux produites envoyées aux bassins d'évaporation [3].*

<b>Paramètres</b>	<b>Exigences</b>
Quantité de brut et hydrocarbures dissous	10 ppm

## **Chapitre II**

### **Théorie de dessalage du pétrole brut**

**II-1- 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 salinité du pétrole brut est inférieure ou égale 40 mg/l et le BSW (Eau en suspension & Sédiments) est inférieur ou égale 0.5 % volumique [3].

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 physique de la roche de réservoir. De plus elle évolue au cours de la vie du puits.

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 [1].

**II-2- Définition du dessalage:**

Le premier traitement subi par le pétrole brut à son entrée dans la raffinerie est un traitement de dessalage, qui permet d'éliminer l'eau et les sels qu'il contient.

La présence des sels de magnésium et de sodium dans le pétrole brut est due aux opérations de production et de transport. La présence de l'eau salée provoque la corrosion des équipements de la raffinerie. Par exemple, les sels de chlorures de magnésium génèrent l'acide chlorhydrique (HCl) à une température supérieure à 150 °C et peut entraîner une corrosion grave.

La méthode moderne de dessalement électrique élimine simultanément l'eau et les sels dissous du pétrole brut [7].

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 [8].

### II-3- 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 [9].

Les raisons qui obligent le dessalage sont de trois 03 ordres sont:

- ✓ Dans certains cas, les sels cristallisent en plaques dans les canalisations des installations de traitement. Ces dépôts freinent la production continue.
- ✓ Les sels provoquent les corrosions.
- ✓ La commercialisation du brut impose une salinité inférieure ou égale 40 mg de chlorures par litre.

Donc l'objectif sera d'éliminer:

- ✓ Le sel par dessalage.

Pour satisfaire les normes commerciales:

- ✓ Salinité inférieure ou égale 40 mg/l.
- ✓ Limiter le transport et le stockage d'eau (perte de charge et corrosion) [10].

### II-4- Nature des sels:

Les sels dans le pétrole brut sont essentiellement des chlorures dont la répartition est la suivante:

- ✓ NaCl (chlorure de sodium): 70 %.
- ✓ MgCl<sub>2</sub> (chlorure de magnésium): 20 %.
- ✓ CaCl<sub>2</sub> (chlorure de calcium): 10 %.

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

Par simple décantation on devrait éliminer les sels ionisés.

Pour ce qui concerne les cristaux, leur élimination peut s'effectuer par lavage à l'eau: les cristaux s'ionisent puis s'hydratent; l'avantage de ces sels hydratés est la plus grande solubilité dans l'eau [1].

#### II-4-1- Inconvénients des sels:

Les sels dissous dans l'eau du 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 [11].
- ✓ 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:
  - ✓  $\text{MgCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Mg}(\text{OH})_2 + 2\text{HCl}$
  - ✓  $\text{CaCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Ca}(\text{OH})_2 + 2\text{HCl}$
- ✓ Obtention de résidu atmosphérique riche en sodium, qui empoisonne le catalyseur de craquage catalytique [1].

#### II-5- Phénomène d'émulsion:

L'émulsion est une suspension de petites gouttelettes d'un liquide dans un deuxième liquide. L'émulsion stable ne peut pas être séparée par simple décantation, mais peuvent être séparées par un traitement (physique et chimique et électrique), qui est présentée dans la figure ci-dessous [10].

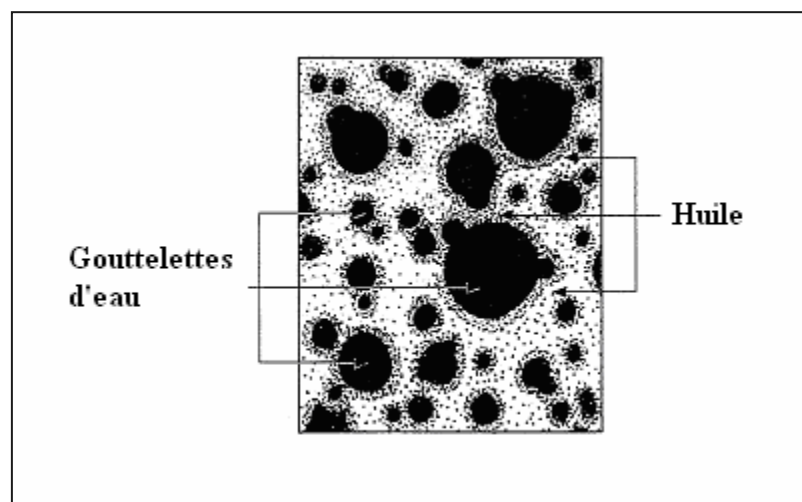


Figure II-1: Émulsion d'eau dans l'huile [10].

La stabilité d'une émulsion en fonction de:

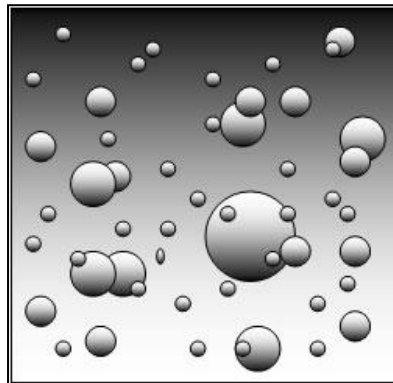
- ✓ La densité du pétrole brut.
- ✓ La tension superficielle de l'eau.
- ✓ Les impuretés et les contaminants.
- ✓ Les paraffines contenues dans le pétrole brut.
- ✓ Les acides organiques.

Tous ces paramètres dépendent de la taille de gouttelette d'eau. Des gouttelettes plus petites d'eau font une émulsion plus forte; c-à-d plus difficile pour se casser ces émulsions [10].

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) est constituée la phase continue ou externe. Un agent désémulsifiant injecté pour séparer la couche d'émulsion [12].

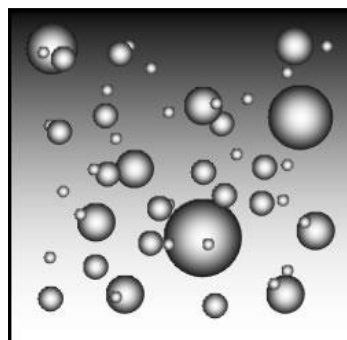
#### II-5-1- Conditions de formation d'une émulsion:

Les émulsions les plus rencontrées sont des types eau dans l'huile; c-à-d: (hydrophobe), le milieu continu est l'huile (brut), et subi d'un dessalage du brut, voir la figure suivante:



*Figure II-2: Émulsion eau dans l'huile [10].*

Les émulsions du type huile dans l'eau ou émulsion inverse (hydrophile), sont existence est rarement, et subi d'un traitement de déshuilage, comme montré ci-dessous:



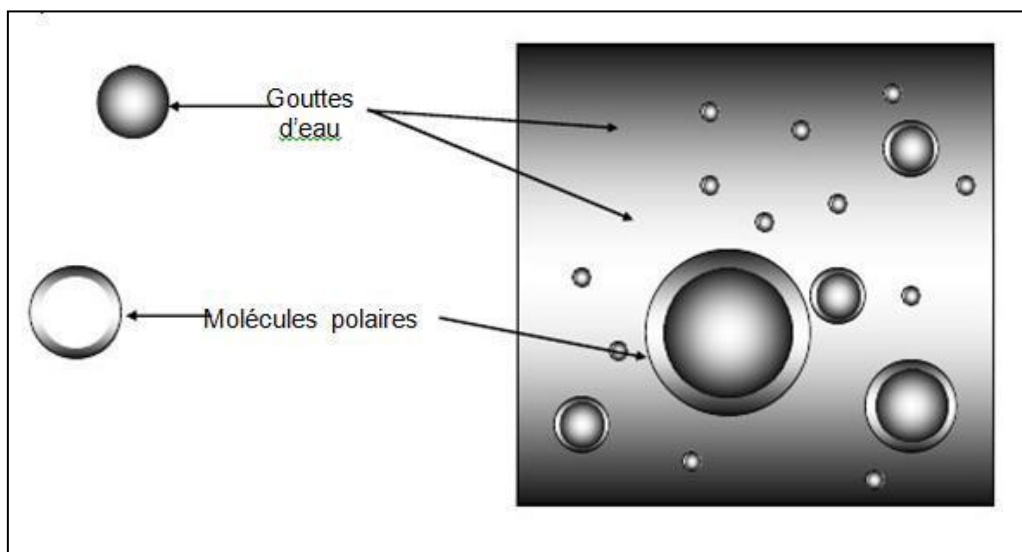
*Figure II-3: Émulsion huile dans l'eau [10].*

Trois conditions sont nécessaires pour former une émulsion stable sont:

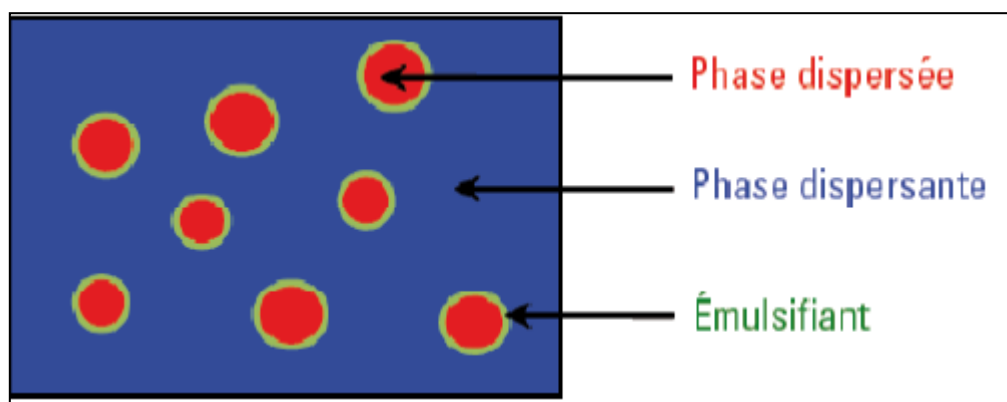
- ✓ Immiscibilité de l'eau et du pétrole brut.
- ✓ Existence des énergies suffisante pour disperser les deux phases.
- ✓ Présence d'un agent émulsifiant.

Les agents émulsifiants rencontrés dans le pétrole brut comprennent les asphaltènes, les résines, les acides organiques et les paraffines solubles dans le brut.

L'agent émulsifiant naturel contenu dans le brut sont des molécules polaires se rencontre à l'interface eau – brut et empêchent la coalescence des gouttelettes d'eau [12].



*Figure II-4: Représentation d'une émulsion eau – huile [13].*



*Figure II-5: Représentation d'une émulsion avec émulsifiant [13].*

**II-5-2- Stabilité d'une émulsion [12]:**

La stabilité d'une émulsion ou sa résistance à la destruction, dépend de plusieurs paramètres les plus importantes sont:

**II-5-2-1- Agent émulsifiant:**

C'est le facteur essentiel dans la stabilité d'une émulsion, l'activité de l'agent émulsifiant se définit par sa vitesse de migration à l'interface eau – brut et par son pouvoir émulsifiant, et l'absence de l'agent émulsifiant conduit à une émulsion non stable.

**II-5-2-2- Agitation:**

La taille de la gouttelette d'eau dispersée dans le pétrole brut est en relation directe avec le type de la sévérité de l'agitation effectuée. L'agitation est plus élevée résulte des gouttelettes d'eau très petites et la vitesse de migration diminue; on obtient d'une émulsion plus stable.

**II-5-2-3- Viscosité de l'huile:**

La viscosité de l'huile joue deux rôles importants dans la stabilité de l'émulsion; l'un empêche la migration de l'agent émulsifiant vers l'interface et limite la formation de petites gouttelettes d'eau par l'agitation. D'autre part la viscosité élevée est un facteur indésirable par rapport la décantation des fines gouttelettes d'eau.

**II-5-2-4- Teneur en eau dans l'émulsion:**

Dans une émulsion stable dont la phase dispersée (l'eau) est entourée par l'agent émulsifiant et la phase dispersante (l'huile) le pourcentage d'eau augmente qui permet une très grande agitation est nécessaire pour mettre l'eau en émulsion. La stabilité des émulsions diminue, lorsque le pourcentage d'eau augmente.

**II-5-2-5- Age de l'émulsion:**

Pour traiter l'émulsion après leur formation il est nécessaire avec le temps de décanter l'eau de l'émulsion, mais il reste toujours les plus petites gouttelettes d'eau dans l'émulsion et devient plus en plus stable; c'est-à-dire la coalescence des gouttelettes d'eau plus difficile qui résulte des réactions chimiques complexes peuvent rigidifier le film interfacial.

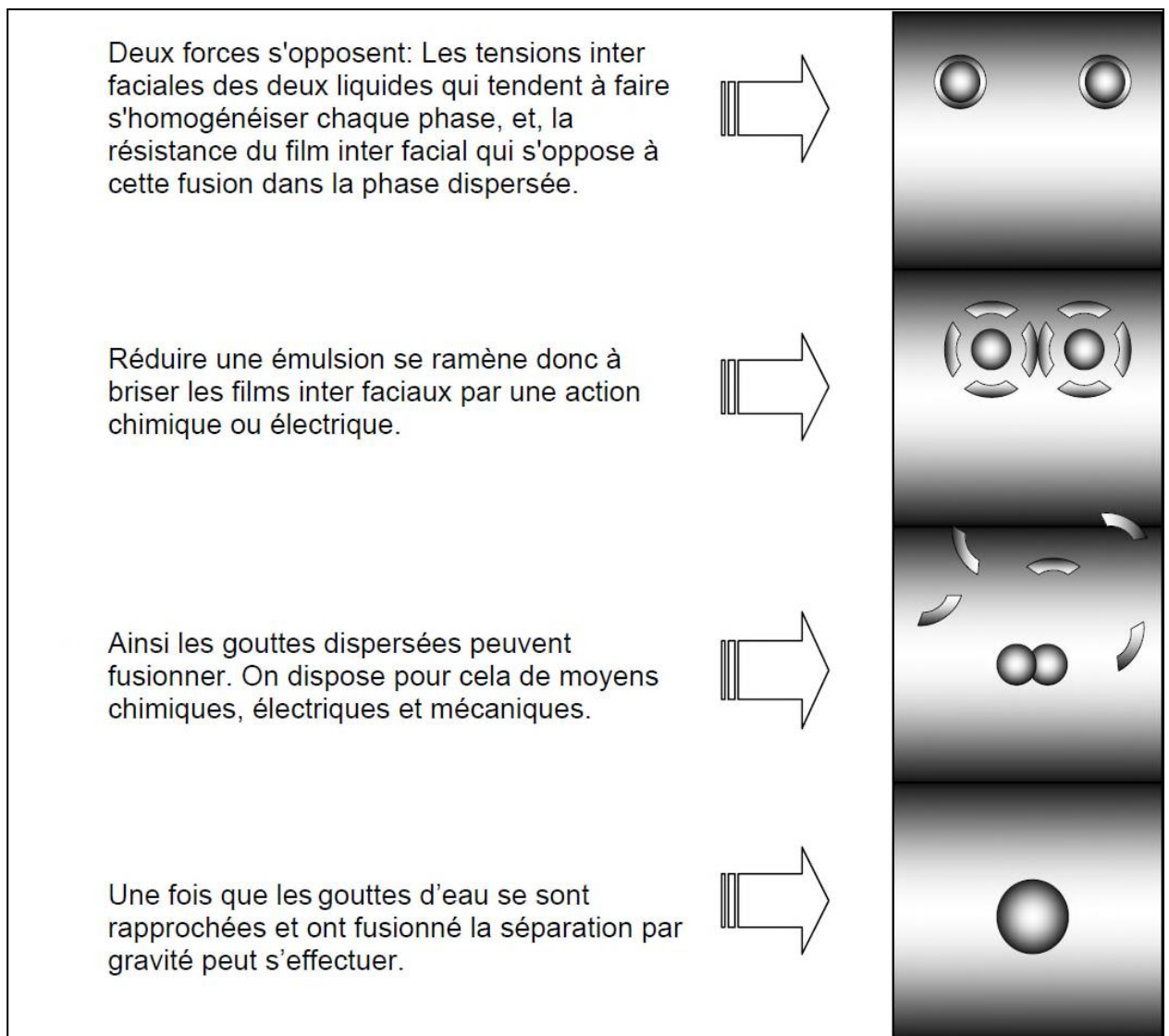
**II-5-3- Étapes de désintégration des émulsions [12]:**

Les étapes de désintégration des émulsions est basée sur trois principaux procédés sont:

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

Toute ces procédés représente la même but pour rassembles les gouttelettes d'eau en grosses gouttes qui décanter rapidement au fond de dessaleur.

On peut conclure le principe de dessalage dans la figure suivante:



*Figure II-6: Principe de l'émulsion [10].*

**II-5-3-1- Procédé mécanique:**

Parmi les procédés mécaniques les plus connus on trouve: la décantation, la centrifugation (l'essorage) et la filtration.

**✓ La décantation:**

Le principe de décantation est basé sur la différence de densité entre les gouttelettes d'eau et l'huile pour faciliter la séparation des deux phases. La décantation n'est efficace que pour des émulsions stables. On a deux possibilités pour améliorer la décantation de l'eau:

- La coalescence des gouttelettes d'eau.
- L'augmentation de la température à pour but de diminuer la viscosité de l'huile et l'accélération de la décantation.

**✓ La centrifugation (l'essorage):**

Il est basé sur le lavage du pétrole brut avec 8 à 10 % d'eau à des températures supérieures à 80 °C. Ce procédé permet d'atteindre un dessalage presque complet.

**✓ La filtration:**

La séparation de l'eau contenue dans le pétrole brut par la filtration est basée sur les phénomènes de mouillage sélectif. En effet les fines gouttelettes d'eau se rassemblent et forment des grosses gouttes d'eau qui s'écoulent facilement par gravité.

**II-5-3-2- Procédé chimique:**

Ce procédé est très largement utilisé car il est simple et souple. La désintégration de l'agent émulsifiant peut être obtenue par produit chimique (désémulsifiant), selon le mécanisme suivant:

- ✓ L'absorption de l'agent émulsifiant par le produit chimique à effet tensio – actif plus puissant et à solidité moindre de la couche absorbante.
- ✓ La formation d'émulsion inverse.
- ✓ En présence de l'agent émulsifiant; la dissolution de la couche absorbante de l'interaction de sa réaction chimique.

Il existe plusieurs modes d'injection du désémulsifiant:

- ✓ Dans les puits de production.
- ✓ Dans le train de séparation.
- ✓ Dans la vanne du dessaleur.

**II-5-3-3- Procédé électrique:**

Le dessaleur électrostatique est l'équipement le plus utilisé pour détruire la stabilité d'une émulsion; la coalescence des gouttelettes d'eau est assurée par l'utilisation d'un champ électrostatique crée entre les deux électrodes supérieure et inférieure, et par conséquent l'assemblage des gouttelettes d'eau en forment des grosses gouttes qui décantent facilement.

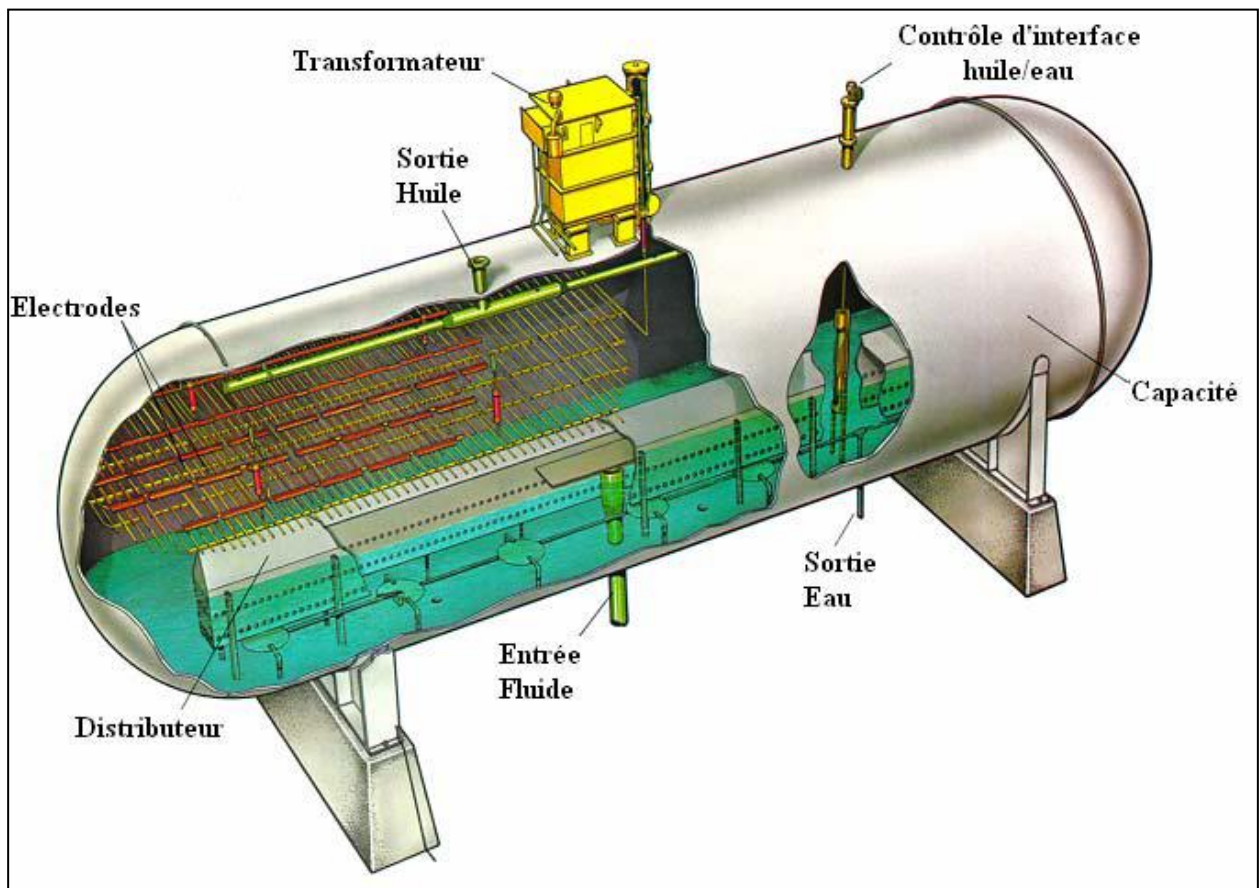
On trouve quatre opérations essentielle dans un dessaleur électrostatique sont résumé dans le tableau suivant comme suit:

*Tableau II-1: Les opérations et les paramètres actifs [12].*

<b>Les opérations</b>	<b>La réalisation</b>	<b>Les paramètres actifs</b>
Apport de l'eau douce	Formation d'une émulsion de brut salé et d'eau douce au niveau de la vanne de mélange	* Quantité d'eau * Réglage de la vanne de mélange
Dissolution des cristaux de sel présent dans le brut par l'eau douce ajoutée	Dans le dessaleur	* Turbulence * Temps de séjour * Présence d'agent mouillant
Coalescence des gouttes d'eau douce introduite et d'eau salée présente dans le pétrole brut	Le champ électrique crée par l'électrode haute tension du dessaleur développe des forces entre gouttes dipôles qui facilitent la coalescence	* Valeur du champ électrique * Quantité d'eau et quantité de l'émulsifiant * Temps de séjour * Agent d'interfacial
Décantation des gouttes d'eau	La coalescence débute dans tout le volume	* Diamètres des gouttes d'eau * Différence de densité eau-brut * Viscosité du pétrole brut * La température * Temps de séjour

**II-6- Dessalage 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. Le type d'écoulement est laminaire de l'émulsion à travers le distributeur du dessaleur (situé au dessus de fond du dessaleur), 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. Ces gouttelettes se polarisent puis coalescent. L'interface eau-émulsion est maintenue par régulateur de niveau [10].

**II-6-1- Exemple d'un dessaleur électrostatique:**

*Figure II-7: Dessaleur électrostatique [10].*

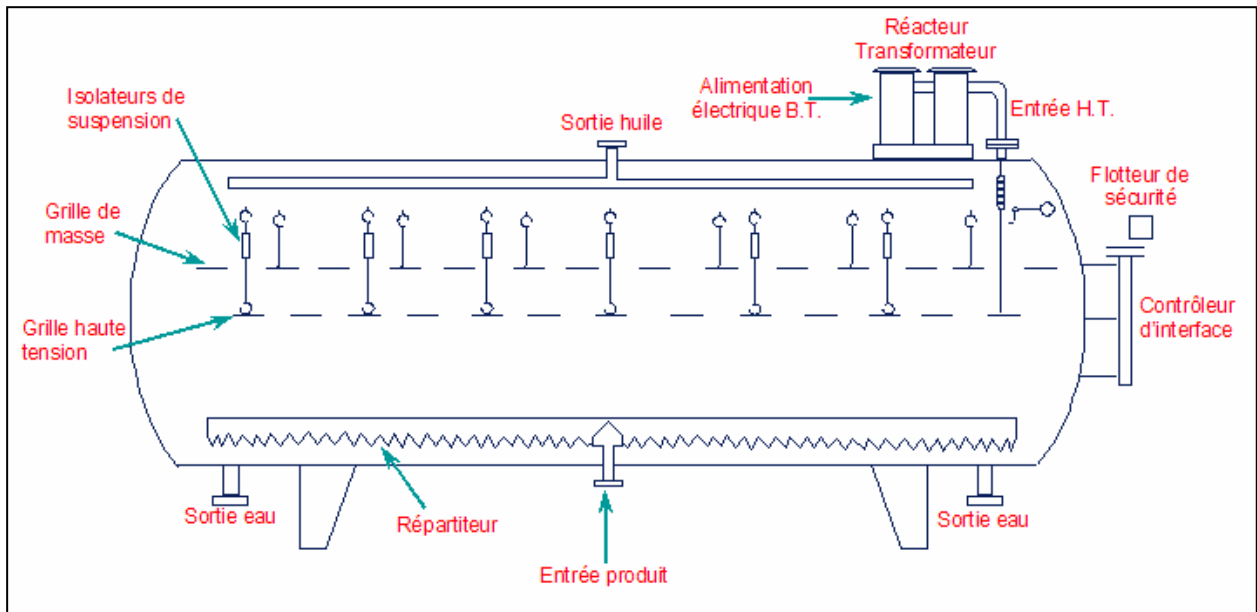


Figure II-8: Représentation détaillée d'un dessaleur électrostatique [10].

### II-6-2- Mécanisme du dessalage électrostatique:

Pour éliminer toutes les impuretés, on lave le pétrole brut par l'eau déminéralisée et on purge le par dessalage électrostatique.

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives:

- ✓ La diffusion des sels du brut dans l'eau de lavage.
- ✓ La coalescence des gouttelettes d'eau par électro coalescence.
- ✓ La décantation par gravité [1].

#### II-6-2-1- La diffusion des sels du brut dans l'eau de lavage:

La diffusion des sels est réalisée par addition d'eau de lavage avant l'entrée du dessaleur qui permet la dissolution des cristaux des sels contenus dans le pétrole brut. Pour améliorer la diffusion des cristaux des sels dans l'eau de lavage; l'injection d'eau de lavage est divisée en deux parties, l'un s'effectue au niveau de la vanne de mélange et l'autre est assuré au refoulement de la pompe de la charge [1].

**II-6-2-2- Coalescence des gouttelettes d'eau:**

La coalescence est un procédé qui permet de rassembler les gouttelettes d'eau pour agrandir; elle forme une plus grande goutte d'eau qui facilite la séparation par gravité. La coalescence des gouttelettes d'eau est en fonction de deux paramètres:

- ✓ L'agent désémulsifiant.
- ✓ Le champ électrostatique.

La stabilité des émulsions est assurée par l'agent émulsifiant comme les asphaltènes et les solides finement divisées (sulfure de fer).

La coalescence est provoquée par deux phénomènes sont:

- ✓ L'application d'un champ électrostatique, il s'effectue des forces d'attraction des gouttelettes d'eau entre elles, dues à la polarisation de ces gouttelettes d'eau.
- ✓ L'agitation est créée par le champ électrique.

La force d'attraction des gouttelettes d'eau ( $F$ ) est donnée par la relation suivante:

$$F = KE^2r^2 \left(\frac{r}{d}\right)^4 \quad (\text{II-1})$$

Avec:

- ✓  $r$  : rayon de la gouttelette.
- ✓  $d$  : distance entre les centres des gouttelettes.
- ✓  $E$  : gradient de tension.
- ✓  $K$  : constante.

Noter que  $r$  et  $r/d$  sont des variables indépendantes [1].

Pour augmenter la coalescence, il faut que:

- ✓ Augmenter le champ électrique qui augmente la force d'attraction des gouttelettes d'eau.
- ✓ Diminuer la distance entre les gouttelettes, et augmenter le rayon des gouttelettes.
- ✓ Augmentation la température pour diminuer la viscosité du brut.

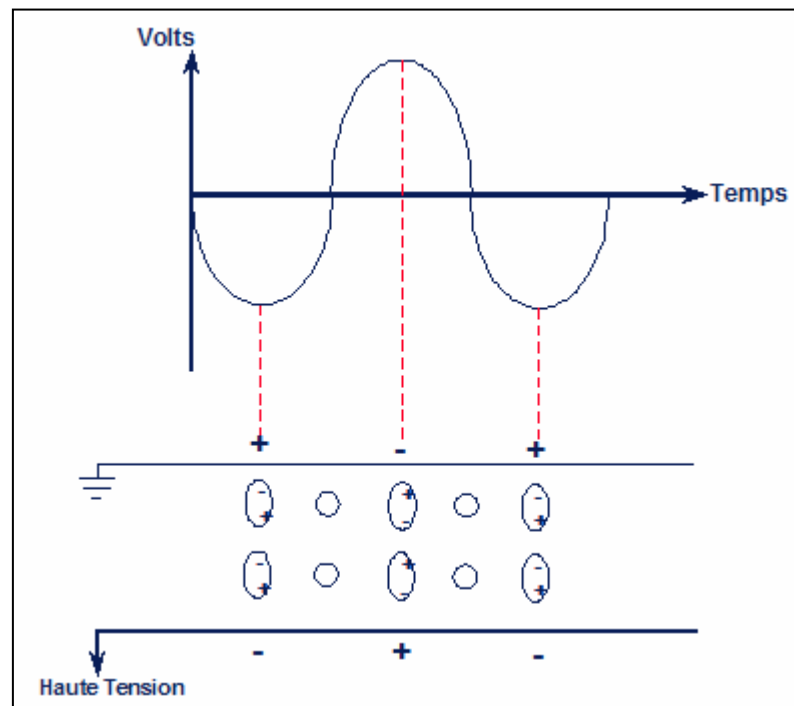
La coalescence dépend du taux d'injection de l'eau de lavage, ainsi la vitesse de coalescence est donnée par l'équation suivante:

$$v_c = K \frac{X^{4/3}}{\mu} \quad (\text{II-2})$$

Où:

- $v_c$ : vitesse de coalescence (m/s).
- $X$ : taux de l'eau de lavage (%).
- $\mu$ : viscosité dynamique du pétrole brut (Pa.s) [14].

La valeur de coalescence électrique entre 15000 et 20000 volts, l'application d'un champ électrique les gouttelettes d'eau se comporte comme un dipôle induit. De plus l'apparition de deux pôles électriques sur la gouttelette d'eau qui concentre respectivement les charges positives et négatives, ainsi la force d'attraction entre les gouttelettes facilite leur coalescence et favorise la décantation comme représenté sur la figure suivante [10]:



**Figure II-9: Action d'un champ alternatif [10].**

**II-6-2-3- La décantation:**

Sous l'effet d'un champ électrique, les gouttelettes d'eau se rassemblent et donnent des grosses gouttes d'eau, qui se l'action de la densité de l'eau supérieure à la densité du brut décantent facilement au fond du dessaleur et évacuer comme eau du purge. D'où la vitesse de décantation est donnée par la formule de Stokes:

$$v_d = \frac{2}{9} \left\{ \frac{r^2(\rho_1 - \rho_2)g}{\mu_2} \right\} \quad (II - 3)$$

Avec:

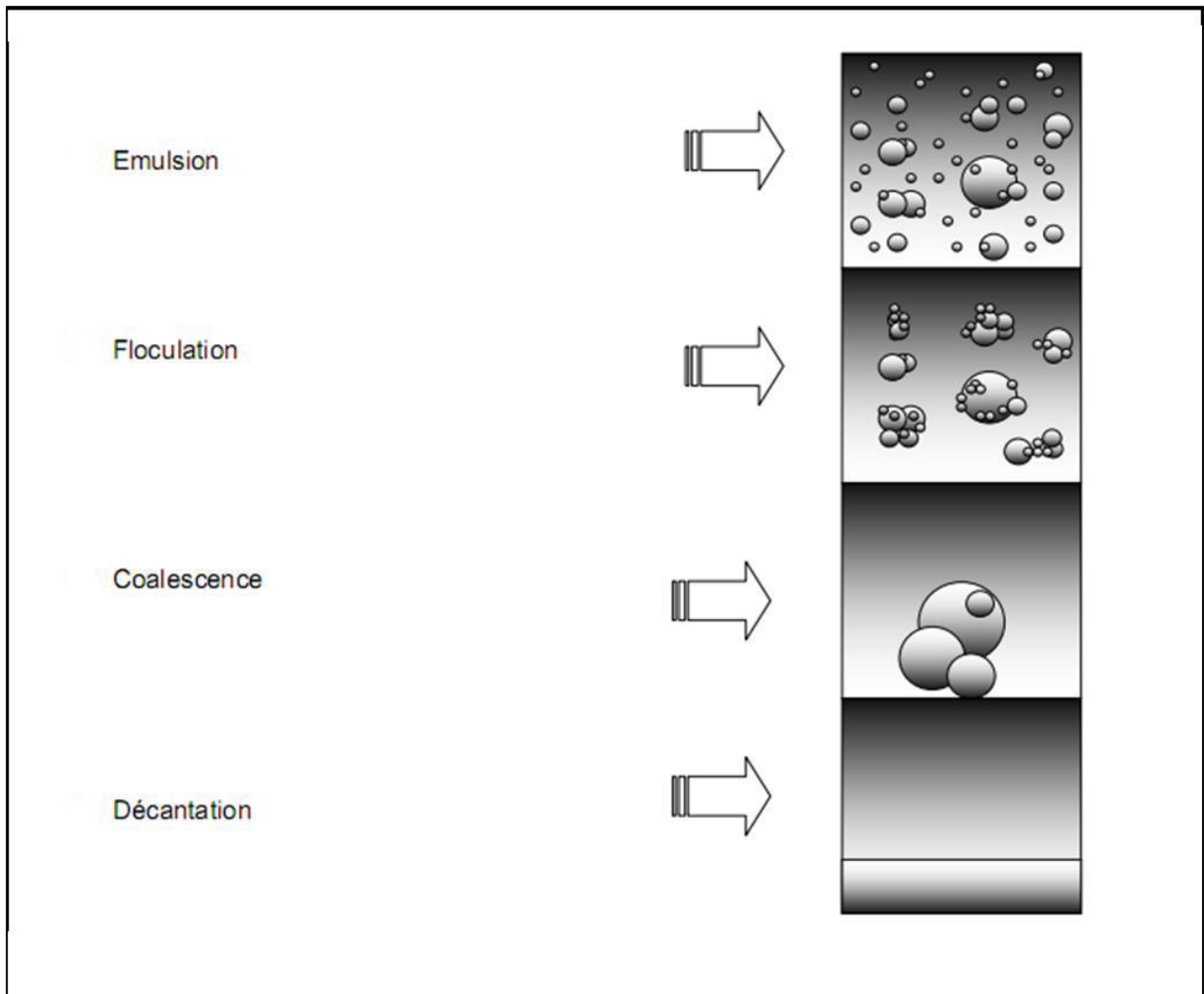
- $v_d$  : vitesse de décantation (m/s).
- $r$  : rayon de la goutte d'eau (m).
- $\rho_1$  : la masse volumique de l'eau (Kg/m<sup>3</sup>).
- $\rho_2$  : la masse volumique du brut (Kg/m<sup>3</sup>).
- $\mu_2$  : viscosité dynamique du brut (Pa.s).
- $g$  : accélération de la pesanteur ( $g=9.81 \text{ m/s}^2$ ).

Les dessaleurs calculés généralement pour une viscosité dynamique de 2 mPa.s et un temps de décantation de 20 à 30 minutes.

L'amélioration de la vitesse da décantation s'effectue en fonction de variables ci-dessous:

- ✓ l'augmentation de la quantité d'eau de lavage et l'utilisation de désémulsifiant augmente le rassemblement des gouttelettes d'eau.
- ✓ Augmenter la température au maximum dans le dessaleur pour minimiser la viscosité du pétrole brut.

Le schéma suivant est résumé l'opération de dessalage du pétrole brut, il contient quatre étapes successifs: émulsion, floculation, coalescence et décantation [1].



*Figure II-10: Principe du dessalage [10].*

### **II-7- Paramètres de fonctionnement d'un dessaleur électrostatique:**

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

#### **II-7-1- 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 à maintenir ce niveau constant [1].

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

$$E_1 = \frac{E_0}{h} \quad (II - 4)$$

Avec:

- ✓  $E_1$ : champ primaire (V).
- ✓  $E_0$ : 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 [12].

### II-7-2- Température de dessalage:

La température du dessaleur est un facteur plus 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.

On définit le critère de décantation est une fonction croissante avec la température, le constant suivant:

$$\frac{(\rho_1 - \rho_2)}{\mu_2} = \text{constante} \quad (II - 5)$$

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

Les graphes suivants montrent que la relation entre la variation de température en fonction de la viscosité, la densité et le facteur de décantation. D'après les courbes on observe l'augmentation de la température diminue la viscosité, ainsi que l'élévation de la température provoque la chute de densité du brut et l'augmentation de la température augmente la décantation, mais est limité par la conductivité électrolytiques du brut qui est favorable par l'élévation de la température et qui peut la diminution de l'efficacité du dessalage du brut [14].

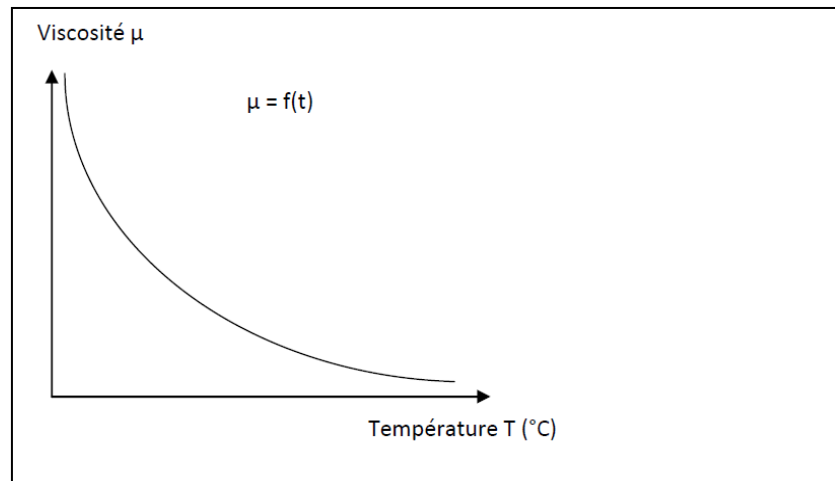


Figure II-11: Variation de la viscosité en fonction de la température [12].

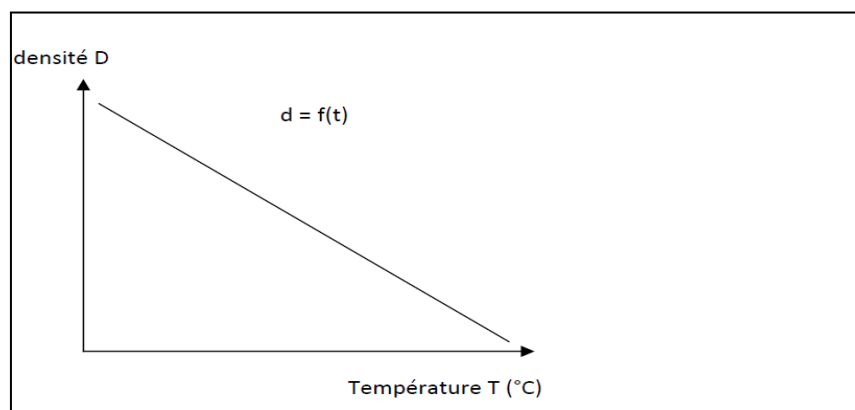


Figure II-12: Variation de la densité en fonction de la température [12].

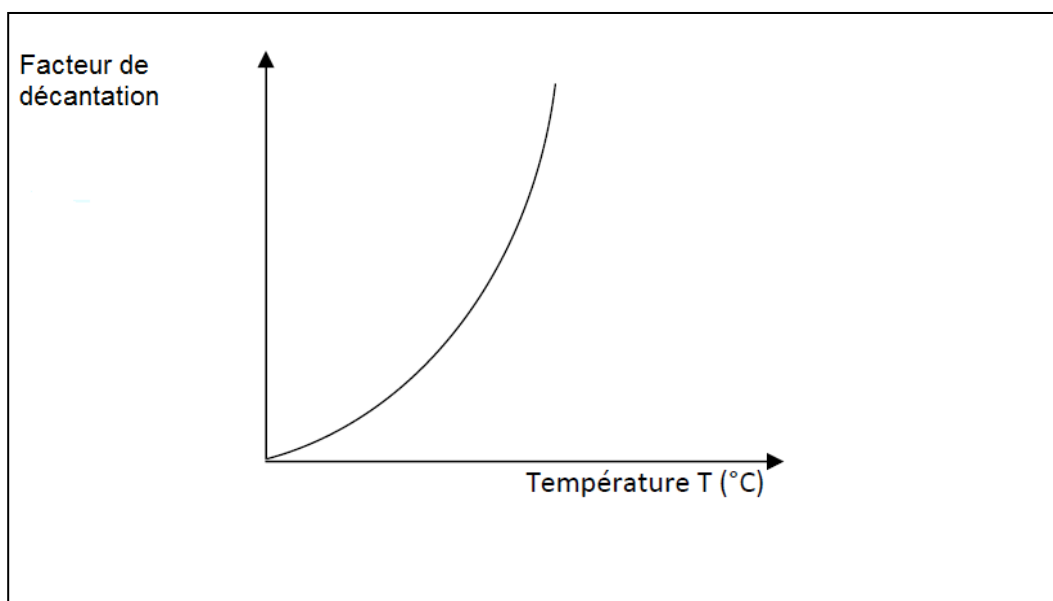
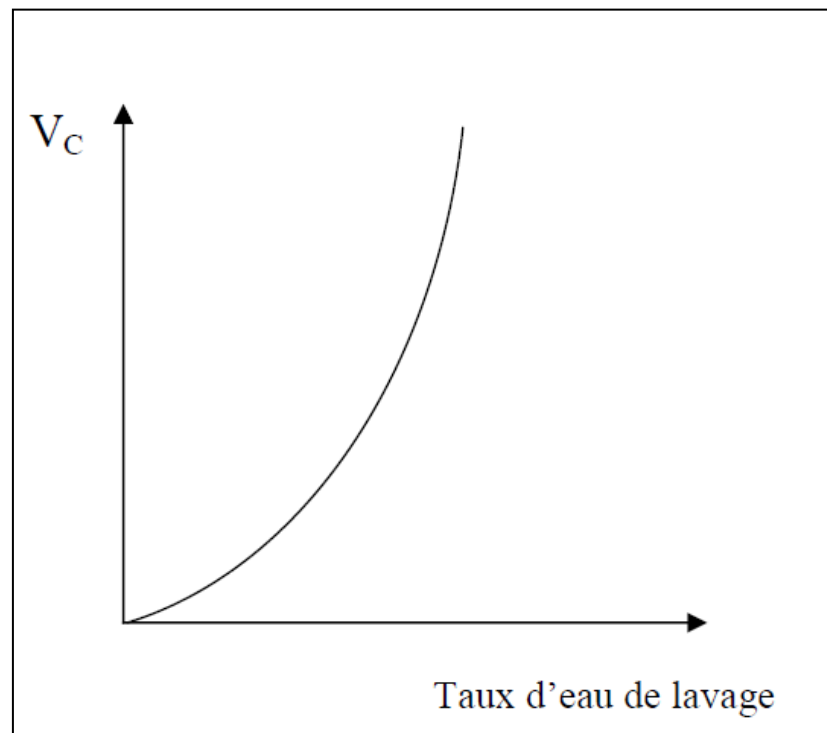


Figure II-13: Variation du facteur de décantation en fonction de la température [12].

**II-7-3- Taux de l'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 à 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 [1].

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



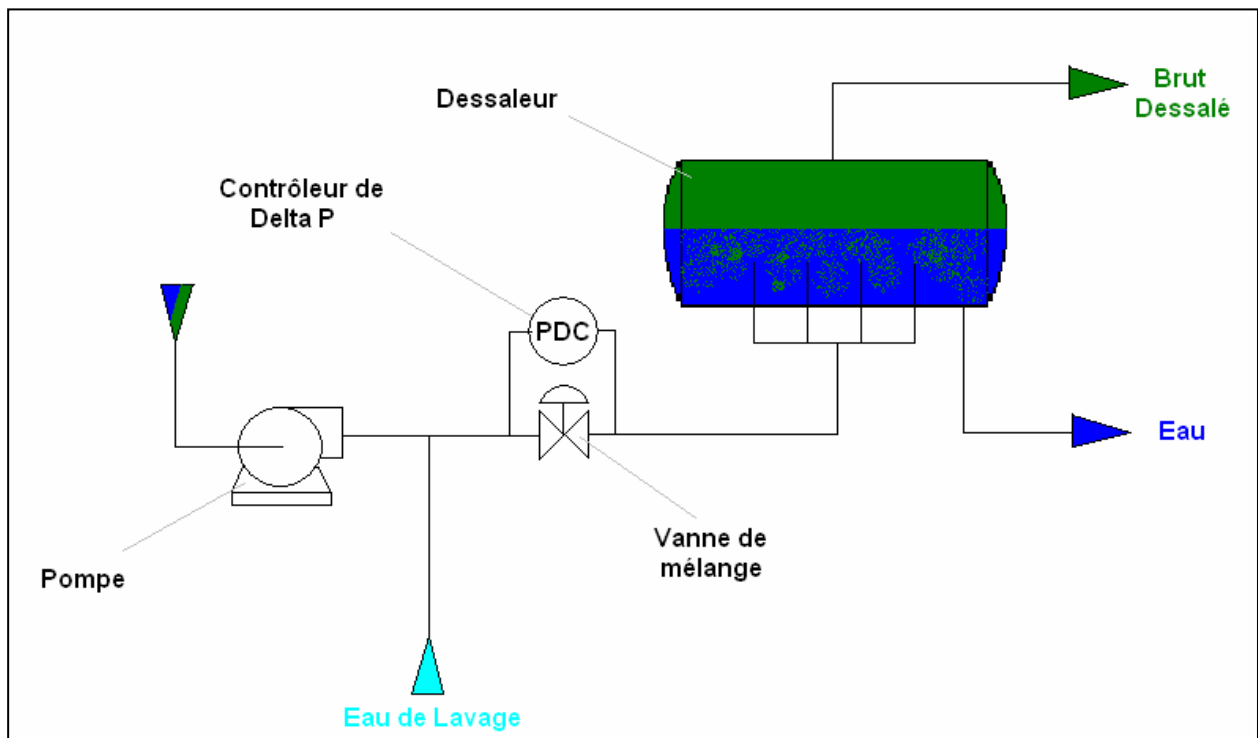
*Figure II-14: Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage [12].*

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 du dessalage [12].

**II-7-4- Point d'injection de l'eau de lavage:**

Une pratique courante consiste à injecter l'eau de lavage pour partie au refoulement de la pompe de charge, et d'autre partie à la vanne de mélange. Si l'eau de lavage est peu agressive, l'injection sera tout ou partie de cette eau au refoulement de la pompe de la charge [1].



*Figure II-15: Schéma de principe du dessalage [10].*

**II-7-5- 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 [1].

**II-7-6- Pression de service et la perte de charge dans la vanne de mélange:**

La pression du dessaleur n'a pas 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 résulte la perte d'efficacité de dessalage. En cas de chute de pression, les vapeurs d'hydrocarbures seront saturés en eau donc

plus conductrice que le brut, cela la puissance électrique augmente et convertie en chaleur qui chauffera le brut, et la vaporisation provoquera le déclenchement des électrodes [12].

Une importante augmentation de la pression différentielle risque de former des émulsions stables difficiles à résoudre. Mais le meilleur lavage du pétrole brut; c'est-à-dire la dispersion de l'eau est plus fine provoque de perte de charge à la vanne mélangeuse élevée. Il faut donc trouver un compromis entre:

- ✓ La perte de charge.
- ✓ La température.
- ✓ Le taux d'eau de lavage [1].

#### **II-7-7- 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 utilisés pour les pétroles lourds. Il existe quatre actions essentielles pour un désémulsifiant sont:

- ✓ Forte attraction par l'interface eau – huile.
- ✓ Flocculation.
- ✓ Coalescence.
- ✓ Mouillage des solides [12].

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 et soit dans les deux simultanément [1].

#### **II-7-8- 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 et 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 continue ainsi se déforment, de rendre et

leur forme devient elliptique, et la collision qui forme des grosses gouttes d'eau par la fusion, qui favorisent la migration des gouttes d'eau entre les électrodes puis la décantation au fond du dessaleur [10].

### II-7-9- 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:

$$T_s = \frac{V}{Q} \quad (II - 6)$$

Avec:

- ✓  $T_s$  : temps du séjour (s).
- ✓  $V$  : volume du dessaleur ( $m^3$ ).
- ✓  $Q$  : débit volumique du brut à dessaler (brut+l'eau de lavage), ( $m^3/s$ ) [12].

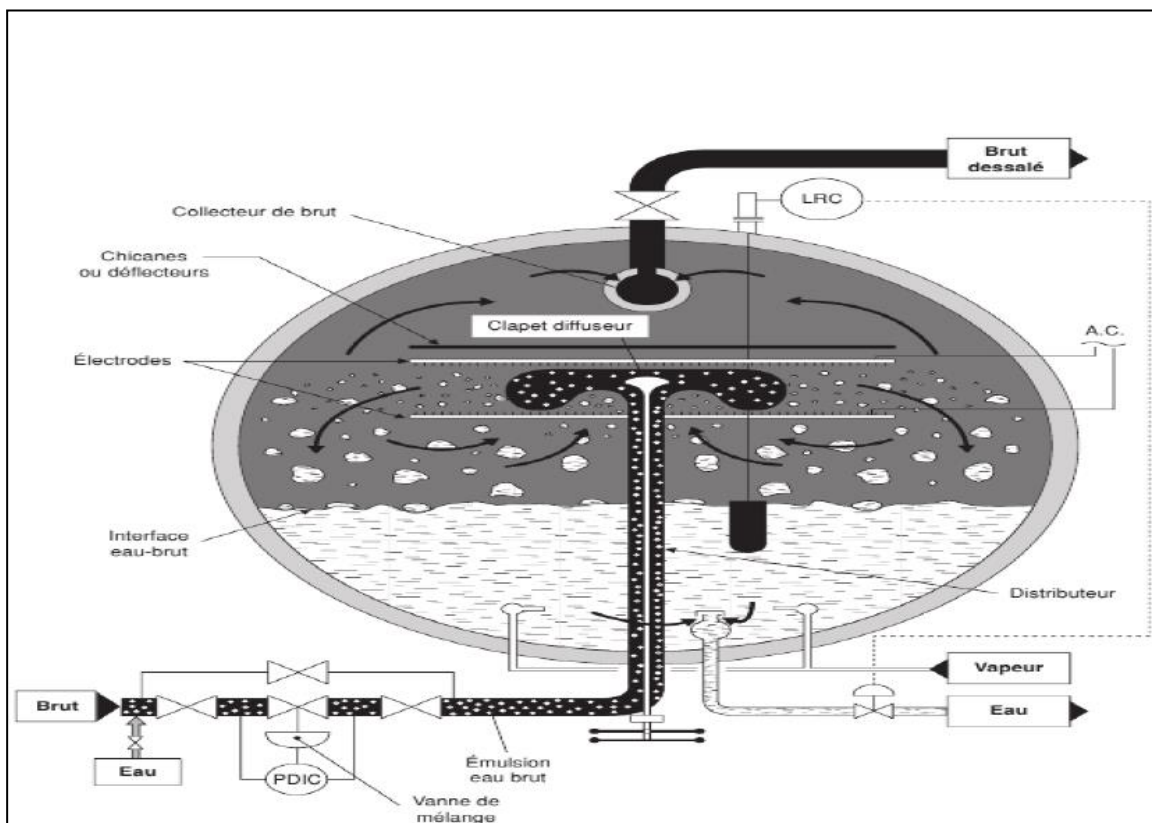


Figure II-16: Schéma de principe d'un dessaleur électrostatique [1].

**II-8- Avantages et inconvénients [10]:**

Les dessaleurs électrostatiques sont les équipements les plus largement utilisés pour éliminer les sels contenus dans les bruts pour mettre aux spécifications commerciales. Ils créent dans le brut des champs électriques importants, pouvant atteindre jusqu'à 20000 V/cm. Ces champs de sens constant mais d'amplitude variable.

Les plus anciens dessaleurs, contient deux électrodes horizontales inférieures et supérieures, et induisent donc deux champs, l'un entre les électrodes, et l'autre entre l'électrode inférieure et l'interface eau-huile.

Les plus récents sont composés de grilles verticales servant d'électrodes, entre lesquelles on injecte le brut. Le champ primaire est conservé, mais il est perpendiculaire avec l'écoulement, et ne gêne pas la décantation des gouttes d'eau, plusieurs champs secondaires, entre les électrodes et l'interface mais également entre les nappes d'électrodes.

Les gouttes d'eau soumises aux champs électriques, se comportent comme un dipôle. Elles s'alignent suivant les lignes des champs (floculation). Une fois rapprochées, les microclaquages électriques entre elles, provoquent rapidement leur coalescence.

**II-8-1- Les avantages:**

- ✓ Très bonne efficacité.
- ✓ Compacité, temps de séjour autour 8 minutes.
- ✓ Marche dégradée possible.
- ✓ Indicateurs de dysfonctionnement en temps réel.
- ✓ Réglage possible et facile.
- ✓ Limitent la consommation des produits chimiques.

**II-8-2- Les inconvénients:**

- ✓ Teneur en eau est limitée à l'entrée (15 à 20 % maximum).
- ✓ Nécessité deux étages si BSW élevé (déshydratation et dessalage).
- ✓ La phase gaz interdite.
- ✓ Coût élevé et la consommation d'énergie électrique.

## **Chapitre III**

### **Description du groupement BRS**

**III-1- Introduction:**

Le pétrole brut provenant des puits ne peut pas être utilisé directement; par ce que il contient de l'eau et le gaz associé, ainsi 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 et répondant à certaines exigences demandées par les clients (TVR, la salinité et BSW) [4].

**III-2- Description du procédé:**

La capacité initiale du CPF est 20 000 BOPD. Pour le développement complet du champ, sa capacité sera portée 40 000 BOPD. Le CPF recevra les fluides de puits provenant des différentes stations de collecte située 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 [3].

**III-3- Les différents systèmes du GBRS:****III-3-1- Système de têtes de puits de production:**

Le système 00 est composé de 16 puits pour la phase 1, et 17 puits s'y ajouteront dans la phase 2. Chaque site de puit 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.
- ✓ Puisard de décharge.
- ✓ Gare de départ temporaire de reclus de ligne de débit de puits.

**III-3-1-1- Commande-clé du procédé:**

- ✓ Les étrangleurs de production sont à commande manuelle locale seulement.
- ✓ Aucun indicateur de débit n'est prévu aux sites du puits et le débit de puits peut être donc déterminé seulement par l'essai régulier du puits dans les stations de collecte [15].

### III-3-2- Système de station de collecte (GS):

Trois stations de collecte seront 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 seront 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 puits sélectionné sur le collecteur d'essai. A 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. Chaque GS divisée en plusieurs puits comme montré ci-dessous:

- ✓ GS 1: BRS 6, BRS 9, BRS 11, BRS 12, BRS 14, BRS 18.
- ✓ GS 2: BRS 8, BRS 13, BRS 16, BRS 17, BRS 20, BRS 21, BRS 22.
- ✓ GS 3: BRS 10, BRS 15, BRS 19 [15].

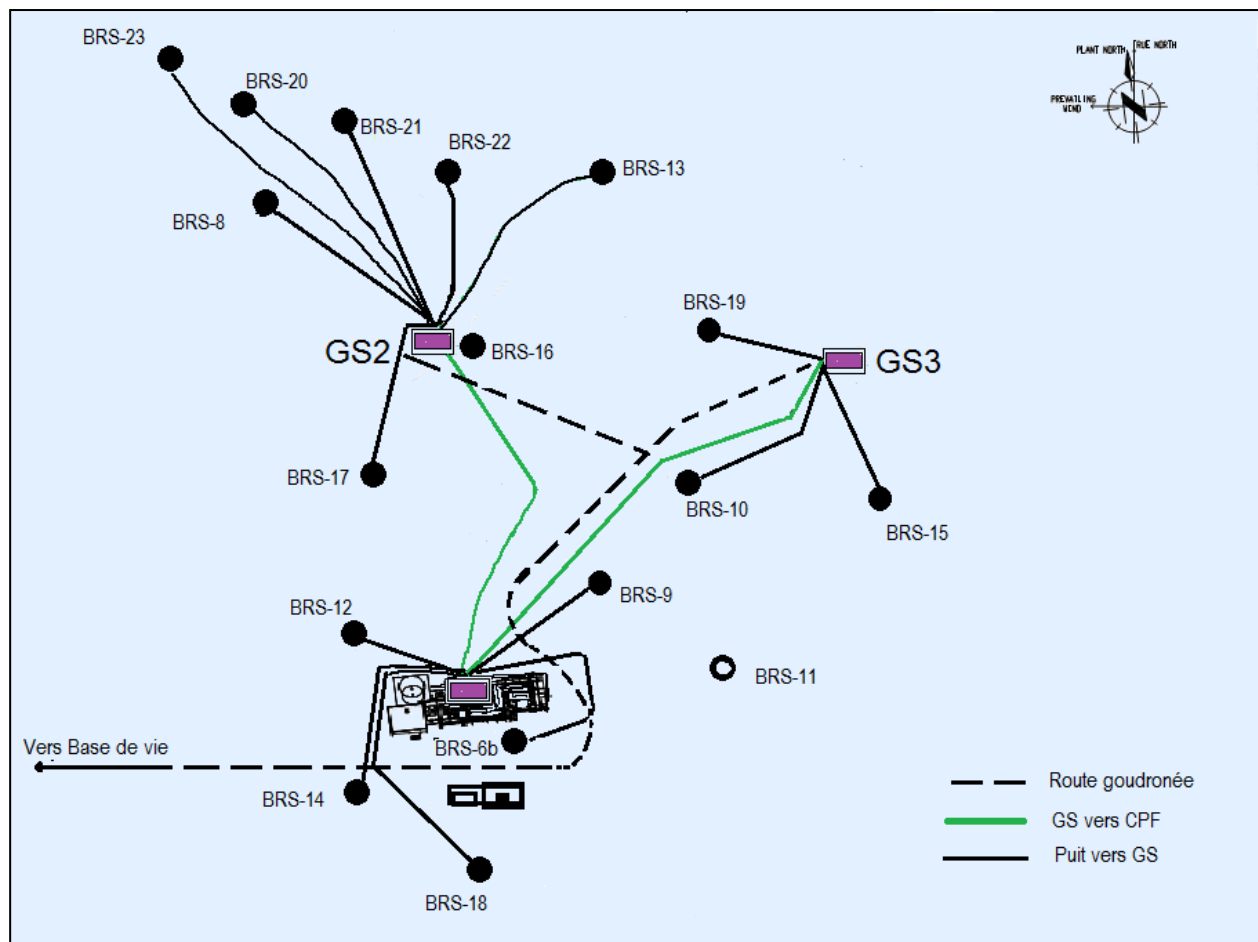


Figure III-1: Implantation des puits et les stations de collecte [5].



Les fluides du gisement provenant des stations de collecte sont envoyés aux trains de séparation. Les réchauffeurs d'huile 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> étages 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 est 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 3<sup>ème</sup> 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.

De l'eau brute d'une salinité relativement faibles provenant de la nappe aquifère de l'Albien est injectée en amont du robinet mélangeur raccordé au dessaleur. 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. 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 3<sup>ème</sup> étage.

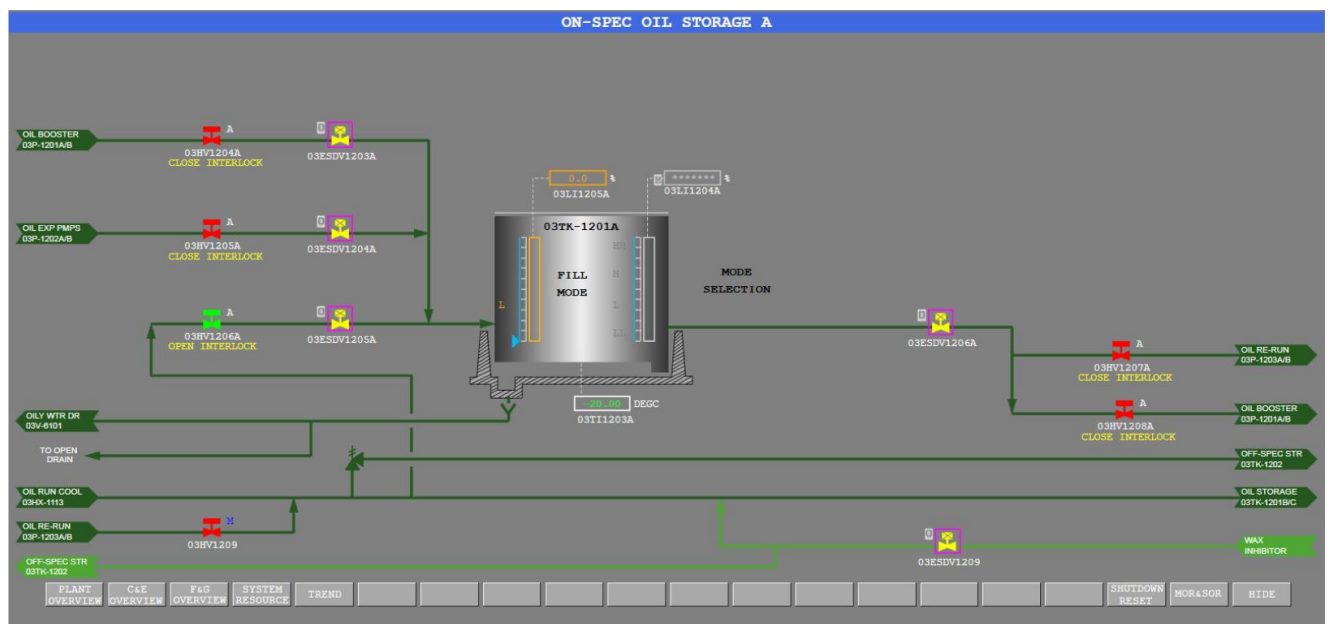
Le brut stabilisé est refroidi par le réfrigérant, puis acheminé vers les bacs de stockage. Le brut hors spécifications sera envoyé au bac de stockage hors spécifications et réacheminé vers le système de retraitement.

#### **III-3-4- Système de stockage et exportation de pétrole [3]:**

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).



*Figure III-3: Système de stockage et exportation de pétrole [2].*

Trois bacs de stockage à toit flottant, pour le remplissage (recette), la tranquillisation (décantage) et l'expédition (exportation), sont prévus pour la phase 1, chacun 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 3<sup>ème</sup> 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 12". 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.

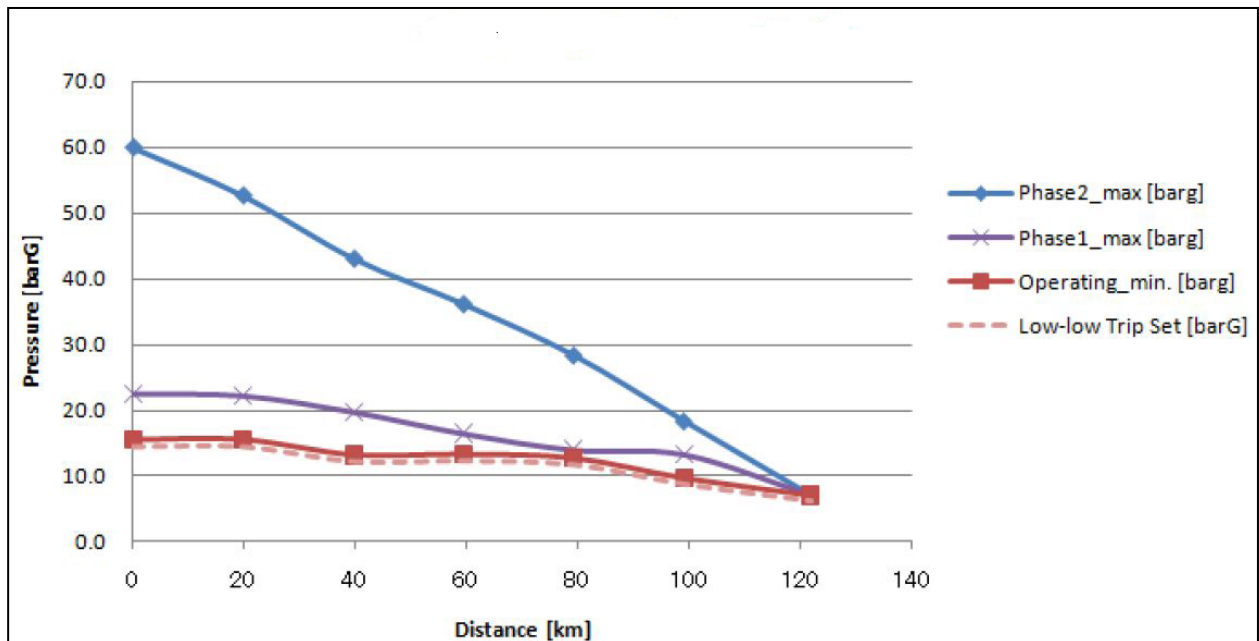


Figure III-4: Profil de pression au long d'oléoduc d'exportation [3].

### III-3-5- Système de compression du gaz de flash [3]:

Les gaz associés provenant des séparateurs 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> étages sont collectés et comprimés dans le système de compression du gaz de flash. Il sera prévu des aéroréfrigérants pour contrôler la température de gaz et des ballons séparateurs pour éliminer tout liquide contenu dans le flux de gaz.

Le gaz de flash basse pression provenant des séparateurs 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> étages sera comprimé dans les compresseurs de gaz de flash 1<sup>er</sup> étage et 2<sup>ème</sup> étage, avant de rejoindre les gaz associés provenant du séparateur 1<sup>er</sup> étage.

Les deux compresseurs de gaz de flash seront de type centrifuge et entraînés par un moteur électrique à vitesse variable. Le système de compression du gaz de flash est constitué de deux trains identiques, un seul train est en service et l'autre être prêt.

Le système 22 est constitué des équipements suivants:

- ✓ Le ballon d'aspiration 1<sup>er</sup> étage (03V-2211 A/B).
- ✓ L'ensemble moto-compresseur 1<sup>er</sup> étage (03ME-2211 A/B).
- ✓ Le réfrigérant final 1<sup>er</sup> étage (03HX-2211 A/B).
- ✓ Le ballon de refoulement 1<sup>er</sup> étage (03V-2212 A/B).
- ✓ Le ballon d'aspiration 2<sup>ème</sup> étage (03V-2213 A/B).
- ✓ L'ensemble moto-compresseur 2<sup>ème</sup> étage (03ME-2212 A/B).

- ✓ Le réfrigérant final 2<sup>ème</sup> étage (03HX-2212 A/B).

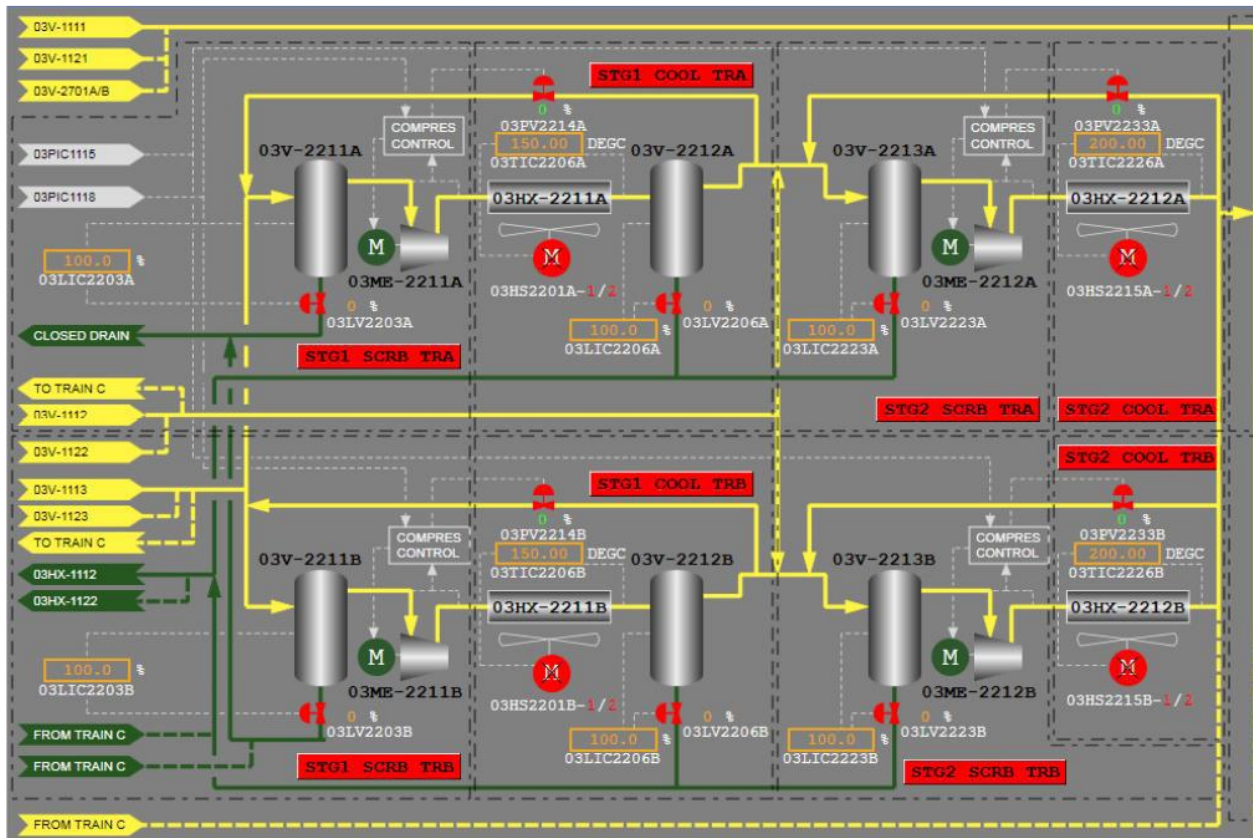


Figure III-5: Système de compression du gaz de flash [2].

Le gaz sortant du séparateur 3<sup>ème</sup> étage à une pression de 0.4 bar est admis dans un ballon d'aspiration 1<sup>er</sup> étage, qui a pour fonction d'éliminer tout liquide entraîné. Puis le gaz est envoyé dans le compresseur du gaz de flash 1<sup>er</sup> étage, qui comprime le gaz jusqu'à 4.2 bar. Le gaz comprimé est refroidi jusqu'à 60 °C par un réfrigérant final 1<sup>er</sup> étage. Le gaz refroidi est envoyé vers un ballon de refoulement 1<sup>er</sup> étage.

Le mélange des gaz provenant du compresseur 1<sup>er</sup> étage et du séparateur 2<sup>ème</sup> étage est envoyé au ballon d'aspiration 2<sup>ème</sup> étage pour éliminer tout liquide entraîné dans le gaz, avant d'être comprimé jusqu'à 15.5 bar dans le compresseur du gaz de flash 2<sup>ème</sup> étage. Le gaz ainsi comprimé est refroidi jusqu'à 60 °C par le réfrigérant final 2<sup>ème</sup> étage, et enfin, envoyé au ballon d'aspiration du compresseur gaz d'expédition.

Les condensats récupérés du ballon d'aspiration 1<sup>er</sup> étage sont directement envoyés au réseau de drain fermé, tandis qu'en raison de la haute pression, les condensats du ballon de refoulement 1<sup>er</sup> étage et du ballon d'aspiration 2<sup>ème</sup> étage sont recyclés vers l'amont du réchauffeur d'huile 3<sup>ème</sup> étage.

**III-3-6- Système de compression du gaz d'expédition [3]:**

Les gaz associés (gaz de flash) provenant du séparateur 1<sup>er</sup> étage et du compresseur gaz de flash 2<sup>ème</sup> étage sont envoyés vers le système de compression du gaz d'expédition. Il sera prévu des aéroréfrigérants pour contrôler la température de gaz et des ballons séparateurs pour éliminer tout liquide contenu dans le flux de gaz.

Les gaz combinés sont comprimés dans le compresseur du gaz d'expédition et envoyés vers un système de déshydratation.

Le système 23 est constitué des équipements suivants:

- ✓ Le ballon d'aspiration (03V-2311 A/B).
- ✓ L'ensemble moto-compresseur (03ME-2311 A/B).
- ✓ Le réfrigérant final (03HX-2311 A/B).
- ✓ Le ballon de refoulement (03V-2312 A/B).

Les gaz combinés provenant du séparateur 1<sup>er</sup> étage à une pression de 14.8 bar et du compresseur gaz de flash 2<sup>ème</sup> étage sont admis dans un ballon d'aspiration, qui a pour fonction d'éliminer tout liquide entraîné. Puis le gaz est envoyé au compresseur, qui comprime le gaz jusqu'à 61.8 bar. Le gaz comprimé est refroidi par un réfrigérant. Le gaz refroidi est envoyé à un système de déshydratation.

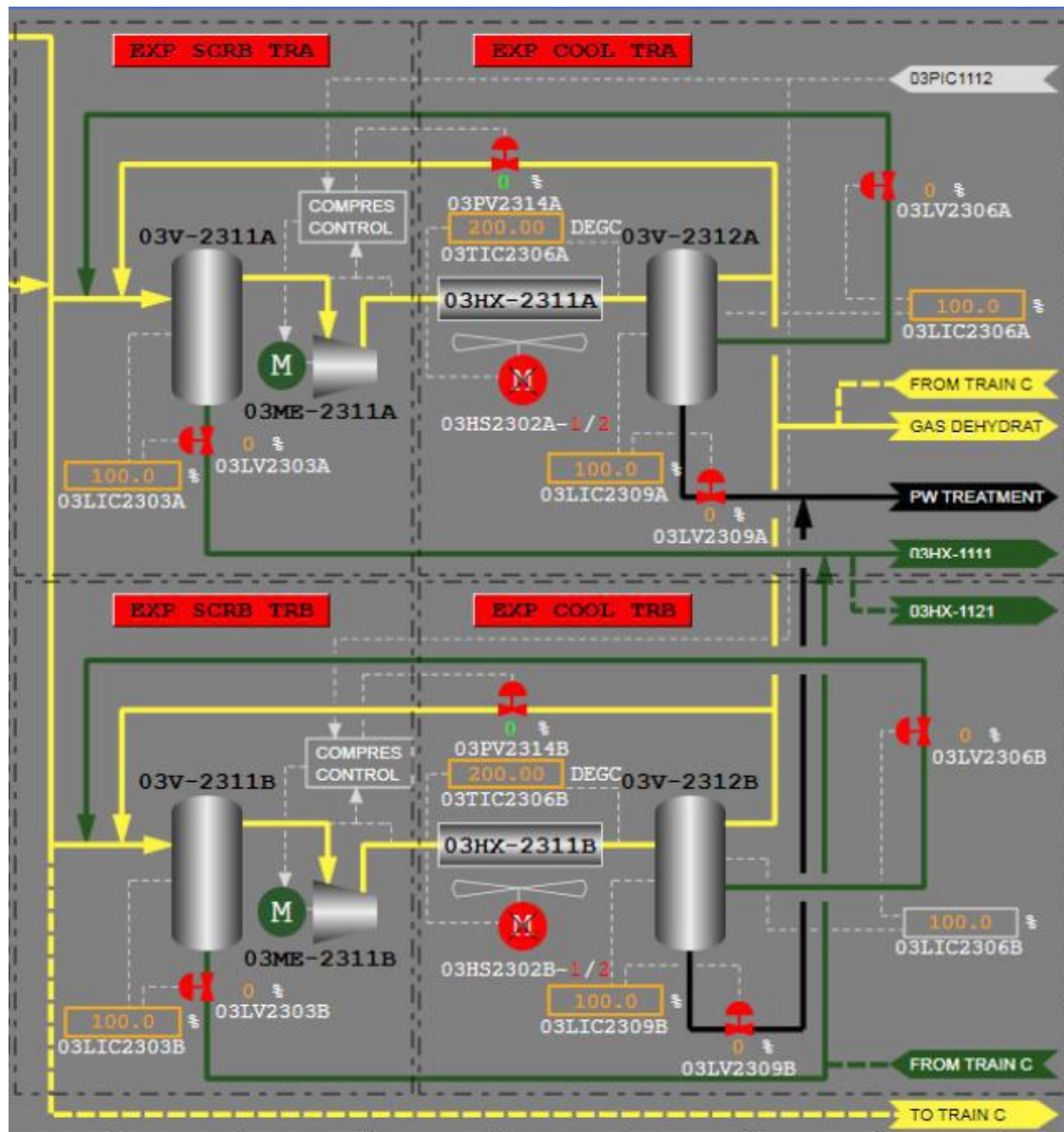


Figure III-6: Système de compression du gaz d'expédition [2].

### III-3-7- Système d'exportation de gaz [3]:

Le système 26 est constitué des équipements suivants:

- ✓ Deux vannes de régulation pour l'exportation de gaz (03PV-2601 A/B).
- ✓ La gare de racleur départ (03V-2601).
- ✓ Six postes de sectionnement sur le gazoduc.

Le gaz provenant du CPF afflue dans le gazoduc conduisant à HMD (Z-CINA) pour davantage de traitement. Une vanne régulatrice de contre-pression est prévue en amont de l'entrée au gazoduc afin de:

- ✓ Maintenir un rapport de pression minimal entre aspiration et refoulement des compresseurs gaz d'expédition pour éviter le blocage.
- ✓ Fournir une pression constante pour l'alimentation en fuel gaz haute pression.
- ✓ Fournir une pression constante pour l'aspiration des futurs compresseurs gaz lift.
- ✓ Fournir une pression constante pour un comptage exact du gaz.
- ✓ Assurer les conditions stables pour le fonctionnement de l'unité de déshydratation du gaz.

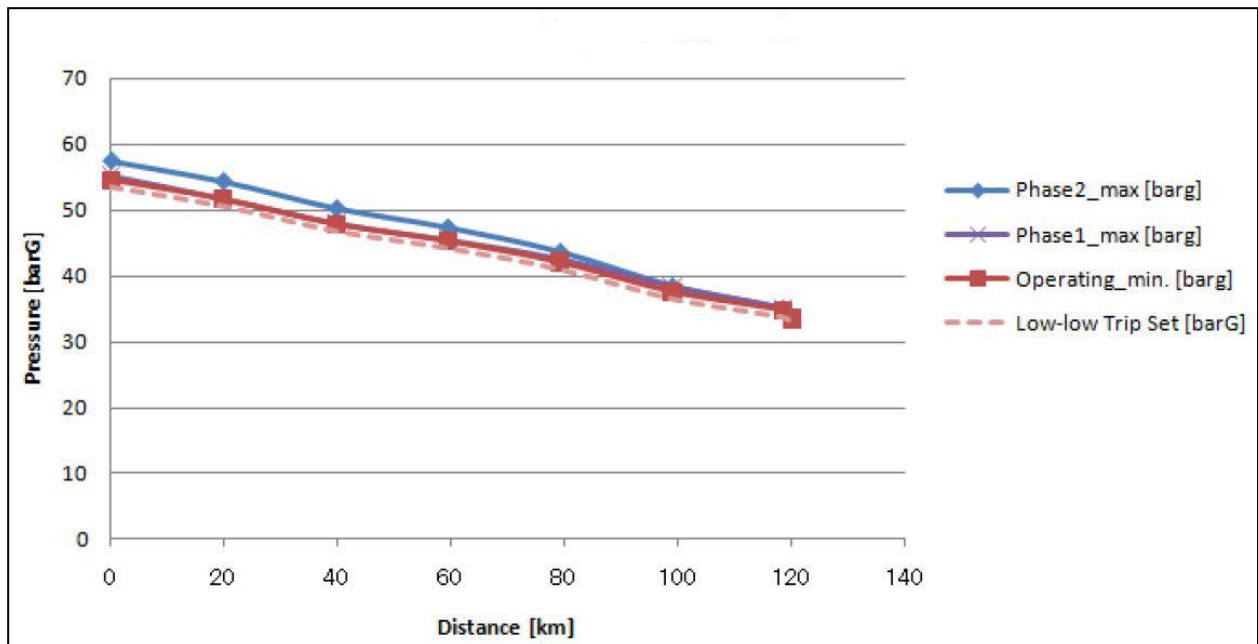


Figure III-7: Profil de pression au long du gazoduc d'expédition du gaz [3].

### III-3-8- Système de déshydratation du gaz [3]:

Le système 28 est constitué des équipements suivants:

- ✓ Le réchauffeur du gaz d'alimentation (03HX-2801).
- ✓ Le sécheur (03V-2801 A/B/C).
- ✓ Le réfrigérant du gaz régénération (03HX-2803).
- ✓ Le séparateur du gaz de régénération (03V-2802).
- ✓ Le compresseur du gaz de régénération (03ME-2801 A/B).
- ✓ Le réchauffeur du gaz de régénération (03HX-2802 A/B-1/2/3).
- ✓ Le filtre de sortie séchaur (03F-2801 A/B).

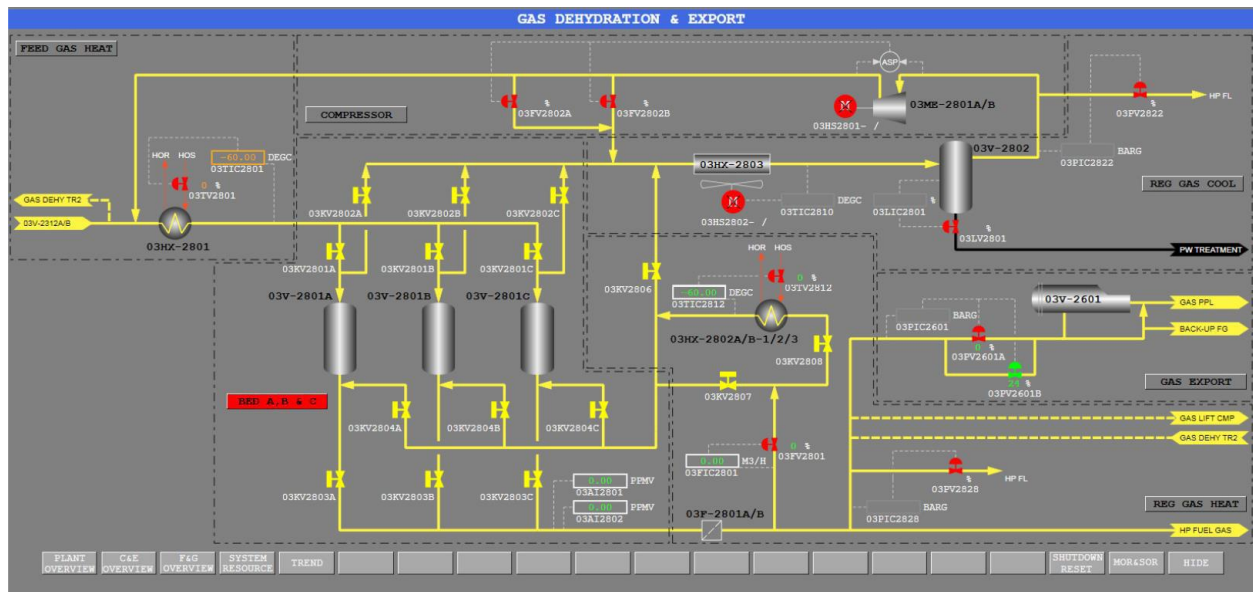


Figure III-8: Système de déshydratation du gaz [2].

Le gaz provenant du compresseur d'exportation de gaz entre dans le réchauffeur du gaz d'alimentation côté tube pour y être surchauffé, puis s'achemine vers le sécheur.

Après être sorti du réchauffeur du gaz d'alimentation, le gaz entre dans un des trois sécheurs. Le système de déshydratation a pour fonction d'enlever l'eau contenue dans le gaz jusqu'à une proportion inférieure à 50 ppm volumique au moyen d'un tamis moléculaire.

La logique de régulation du processus de déshydratation est exécutée de sorte que l'un des trois sécheurs soit en mode d'adsorption, alors que les deux autres sont soit en mode de régénération, soit hors ligne (en secours).

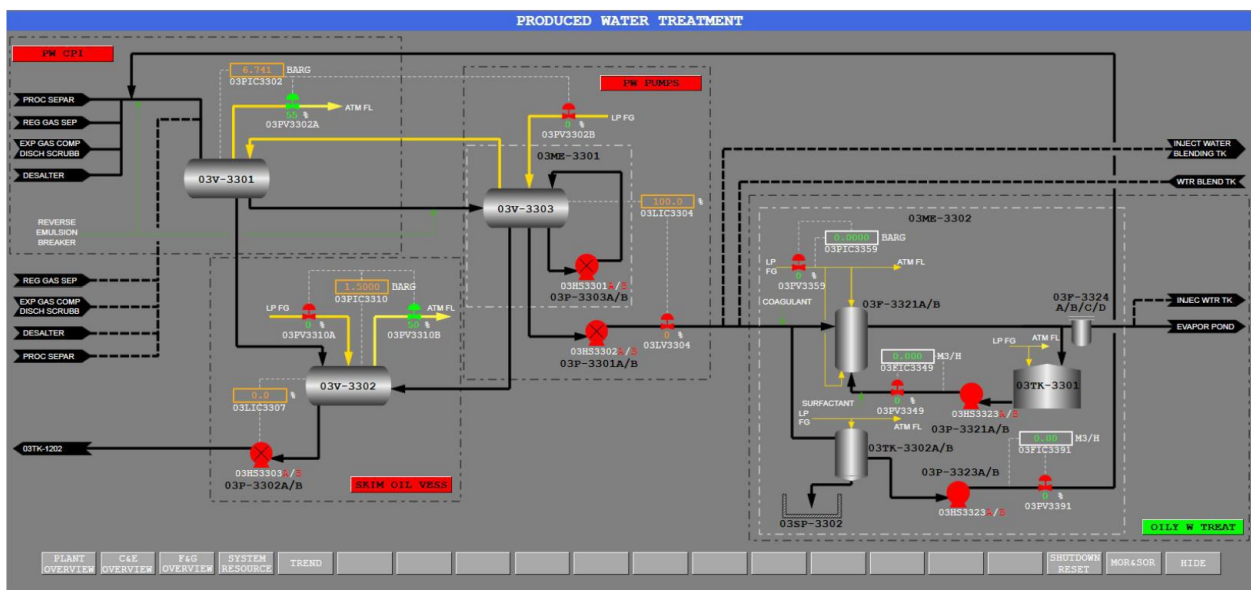
La déshydratation du gaz s'effectue à travers le lit de tamis moléculaire, doté d'un système de régulation qui contrôle les modes de fonctionnement séquentiels: adsorption, régénération et être prêt. Les cycles de fonctionnement sont: 8 heures de déshydratation, 6.4 heures de régénération (3.8 heures de chauffe et 2.6 heures de refroidissement) et 1.6 heures d'être prêt. Un des trois lits d'adsorption est hors ligne (en secours).

La régénération se fait en deux étapes: la chauffe (pour chasser l'eau) et le refroidissement (pour mettre le lit en mode d'adsorption aussi rapidement que raisonnablement possible).

**III-3-9: Système de traitement des eaux produites [3]:**

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).



*Figure III-9: Système de traitement des eaux produites [2].*

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. Les matières solides sont déchargées provisoirement dans une fosse aménagée localement, puis définitivement en dehors du site.

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.

### III-3-10- Système d'injection des produits chimiques pour le CPF [3]:

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).

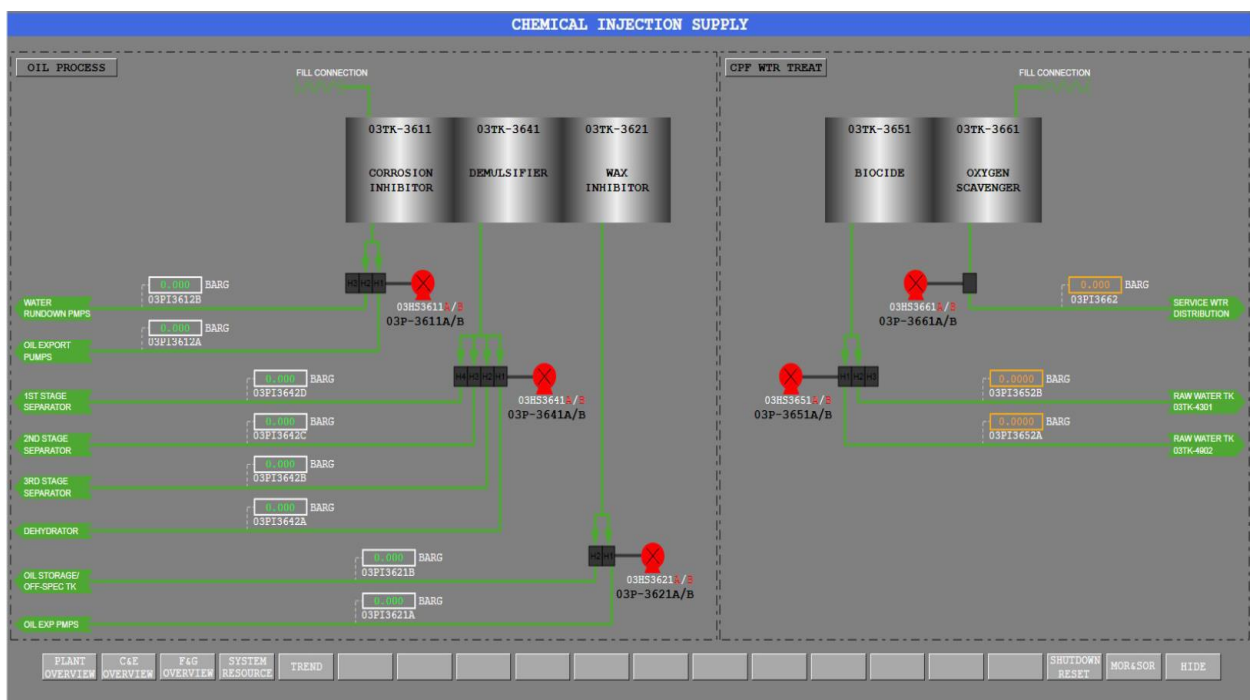


Figure III-10: Système d'injection des produits chimiques pour le CPF [2].

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 constitué 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 deux pompes doseuses (en service / être prêt) pour chaque produit chimique.

### III-3-11- Système fuel gaz [3]:

Le système 40 est constitué des équipements suivants:

- ✓ Le ballon séparateur fuel gaz HP (03V-4001).
- ✓ Le réchauffeur de fuel gaz (03E-4001 A/B).
- ✓ Le filtre fuel gaz HP (03F-4001 A/B).
- ✓ Le ballon séparateur fuel gaz BP (03V-4002).

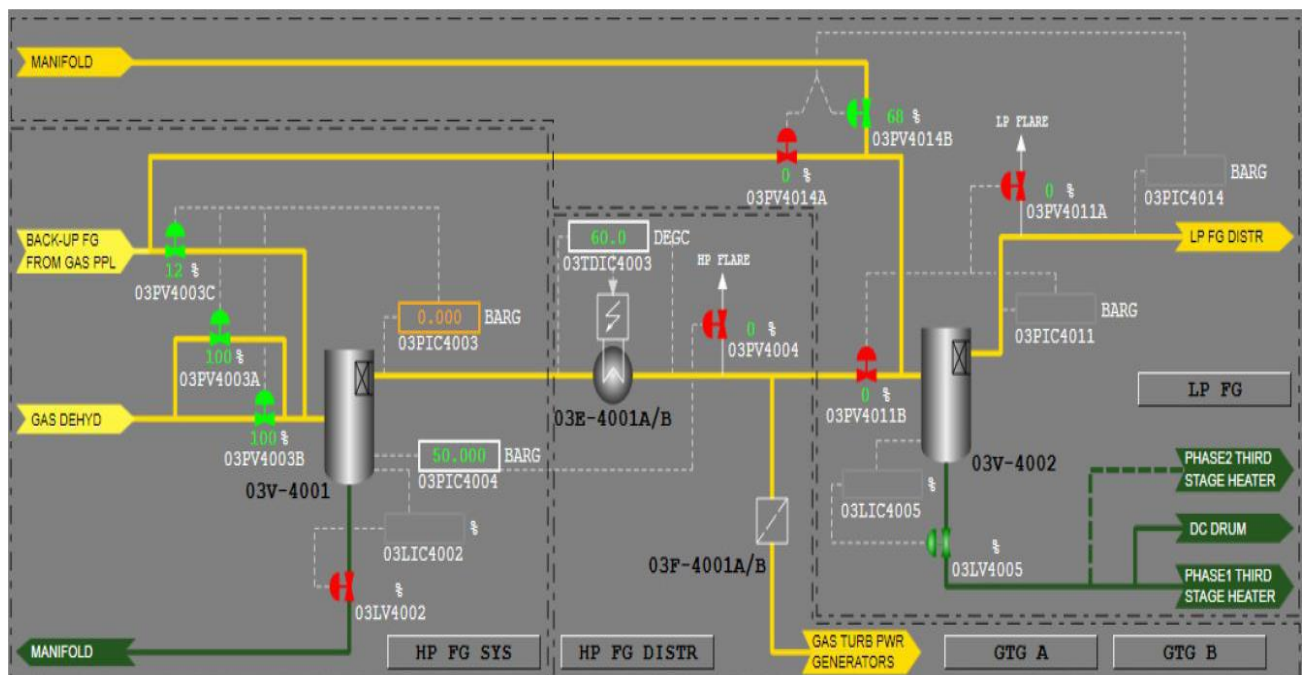


Figure III-11: Système fuel gaz [2].

Le fuel gaz sera soutiré de la sortie du système de livraison du gaz et chauffé si nécessaire. Deux seuils de pression sont prévus pour la distribution du fuel gaz: pression haute et pression basse. Ses consommateurs sont notamment les turboalternateurs à gaz, les fours à chauffe direct; il est aussi utilisé comme le gaz de balayage de la torchère, le gaz de pilote et le gaz de couverture du bac de stockage.

En régime normal, le fuel gaz HP est le gaz sec provenant de la sortie du sécheur, tandis que le fuel gaz BP est obtenu par la détente du fuel gaz HP. Le gaz d'expédition est utilisé à titre de variante lorsque le gaz n'est pas disponible en sortie du sécheur. Lors du démarrage initial, le gaz d'alimentation sera soutiré à partir du manifold d'entrée et utilisé comme le fuel gaz de démarrage BP.

### **III-3-12- Système de fluide caloporteur & récupération de chaleur [3]:**

Les systèmes 45 et 46 sont constitués des équipements suivants:

- ✓ Le ballon d'expansion (03V-4601).
- ✓ Le filtre (03F-4601).
- ✓ Les pompes de distribution (03P-4601 A/B/C).
- ✓ Le réfrigérant (03HX-4601).
- ✓ L'unité de récupération de chaleur (03ME-4501 A/B).
- ✓ Le four de fluide caloporteur (03ME-4602).
- ✓ Le ballon de drain (03V-4602).
- ✓ Les pompes de drain (03P-4602/S).
- ✓ Le réservoir de stockage (03TK-4601).
- ✓ Les pompes de stockage (03P-4603/S).

Un système de fluide caloporteur est prévu pour satisfaire aux demandes en quantité de chaleur échangée des équipements de procédé.

Un liquide caloporteur, Dowtherm G, se circule à l'aide des pompes de distribution dans un circuit fermé.

Une partie de ce fluide est transféré à l'unité de récupération de chaleur du turboalternateur à gaz, où elle est chauffée jusqu'à 325 °C pour être utilisée pour la chauffe du gaz de régénération à 290 °C au niveau de l'unité de déshydratation.

En régime normal, l'unité de récupération de chaleur est capable, à elle seule, de satisfaire aux exigences de procédé en matière de chauffe. Avant le démarrage et pour compléter la demande en fluide caloporteur transitoirement pendant la période de déséquilibre entre la fourniture de chaleur par le turboalternateur à gaz et la demande en fluide caloporteur, un four à chauffe directe de capacité réduite est prévu pour chauffer le fluide caloporteur contenu dans le circuit.

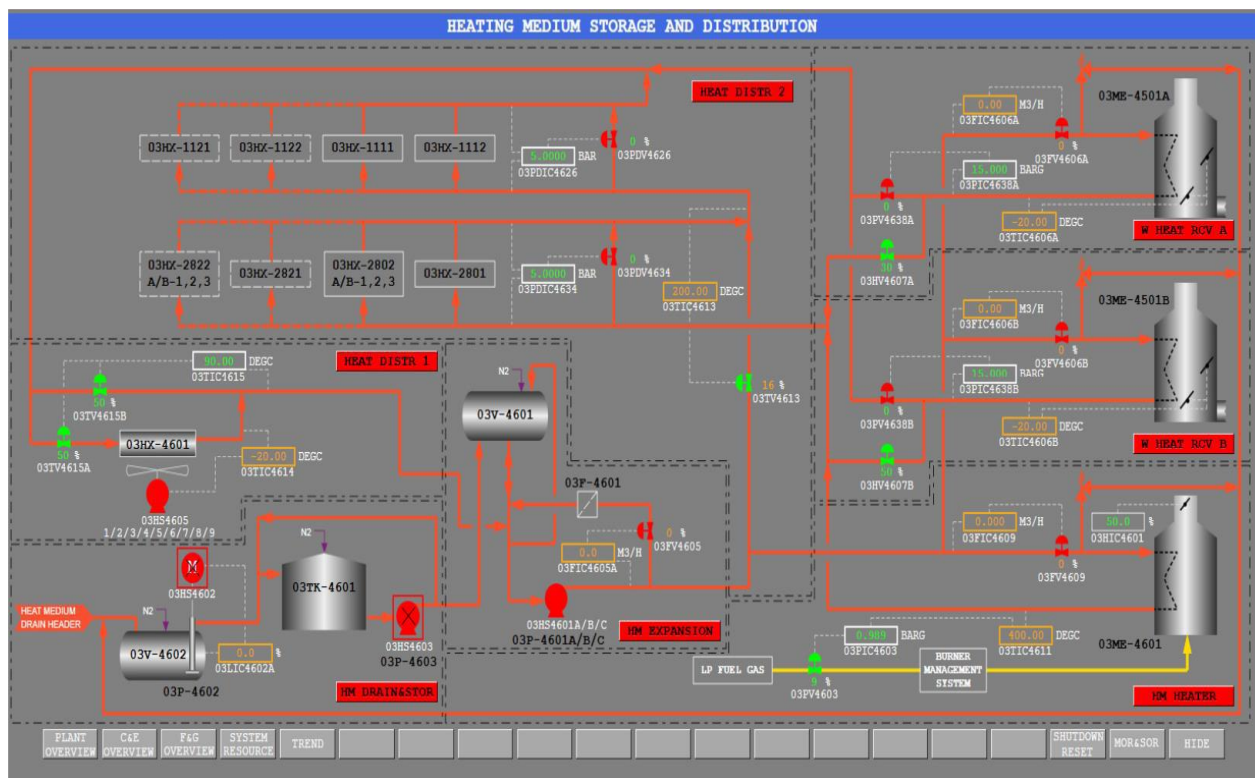


Figure III-12: Système de fluide caloporteur & récupération de chaleur [2].

Le fluide caloporteur entre alors dans les réchauffeurs du gaz de régénération et le réchauffeur du gaz d'alimentation.

Cette partie du fluide d'environ 180 °C est ensuite mélangée à la sortie de ces échangeurs avec le reste du fluide véhiculé par les pompes de distribution, pour créer un flux de fluide chauffant d'une température mélangée de 120 °C, qui peut être utilisé convenablement aux réchauffeurs de brut 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> étages sans causer de dépôt de tartre.

Le fluide caloporteur provenant de la sortie de ces échangeurs est ensuite refroidi à travers un réfrigérant avant d'être réacheminé vers les pompes de distribution.

Une partie du fluide refoulé par les pompes de distribution est renvoyée vers l'aspiration de ces pompes, en passant par un filtre, pour éliminer toute rouille ou toutes particules de coke générées par la dégradation du fluide caloporteur sous haute température des unités de turboalternateur à gaz.

Un ballon d'expansion est prévu pour permettre au fluide caloporteur de se dilater lorsque sa température monte pendant le démarrage d'une température ambiante à la température de service et de maintenir plein le système lorsque celui-ci se refroidit au moment de l'arrêt.

Pour préserver le volume de fluide caloporteur contenu dans le circuit, il sera prévu un ballon de drain pour récupérer le fluide caloporteur drainé des équipements, ainsi qu'un réservoir de stockage pour stocker le fluide caloporteur du système, lorsque celui-ci est vidangé pour les opérations de maintenance.

Le réservoir de stockage est également utilisé pour le remplissage du circuit lors du démarrage et pour l'injection de fluide d'appoint par des pompes qui lui sont associées lors du fonctionnement normal.

### **III-3-13- Système de torche BP/ HP/ sous pression atmosphérique [3]:**

Les systèmes 55, 56 et 57 sont constitués des équipements suivants:

- ✓ La pompe ballon séparateur torche BP (03P-5501 A/B).
- ✓ Le ballon séparateur torche BP (03V-5501).
- ✓ Le fût de torche BP & nez de torche (03ME-5501).
- ✓ La pompe ballon séparateur torche HP (03P-5601 A/B).
- ✓ Le ballon séparateur torche HP (03V-5601).
- ✓ Le fût de torche HP & nez de torche (03ME-5601).
- ✓ La pompe ballon séparateur torche pression atmosphérique (03P-5701 A/B).
- ✓ Le ballon séparateur torche pression atmosphérique (03V-5701).
- ✓ Le fût de torche pression atmosphérique & nez de torche (03ME-5701).

La torche pression atmosphérique concerne la mise à l'évent des bacs sous pression atmosphériques protégés par le couverture au fuel gaz, du ballon de dégazage et du traitement des eaux produites.

La torche basse pression concerne l'évacuation des fluides à partir des séparateurs 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> étages, des compresseurs de gaz de flash 1<sup>er</sup> et 2<sup>ème</sup> étages, du drain fermé et de l'unité de traitement des eaux produites.

La torche haute pression concerne l'évacuation des fluides à partir du déshydrateur et dessaleur de pétrole, du séparateur 1<sup>er</sup> étage, du compresseur d'exportation de gaz et du système de déshydratation du gaz.

La torche basse pression et la torche à pression atmosphérique sont fabriquées en acier au carbone.

Le système de torche HP est fabriqué en acier au carbone basse température, considérant les basses températures anticipées pendant les opérations de détente et de vide-vite.

Chaque réseau de torche est doté de ballons séparateurs horizontaux.

Les ballons séparateurs, les fûts et les nez de torche sont conçus pour les charges anticipées pour le développement complet du champ de Bir Seba (phase 2).

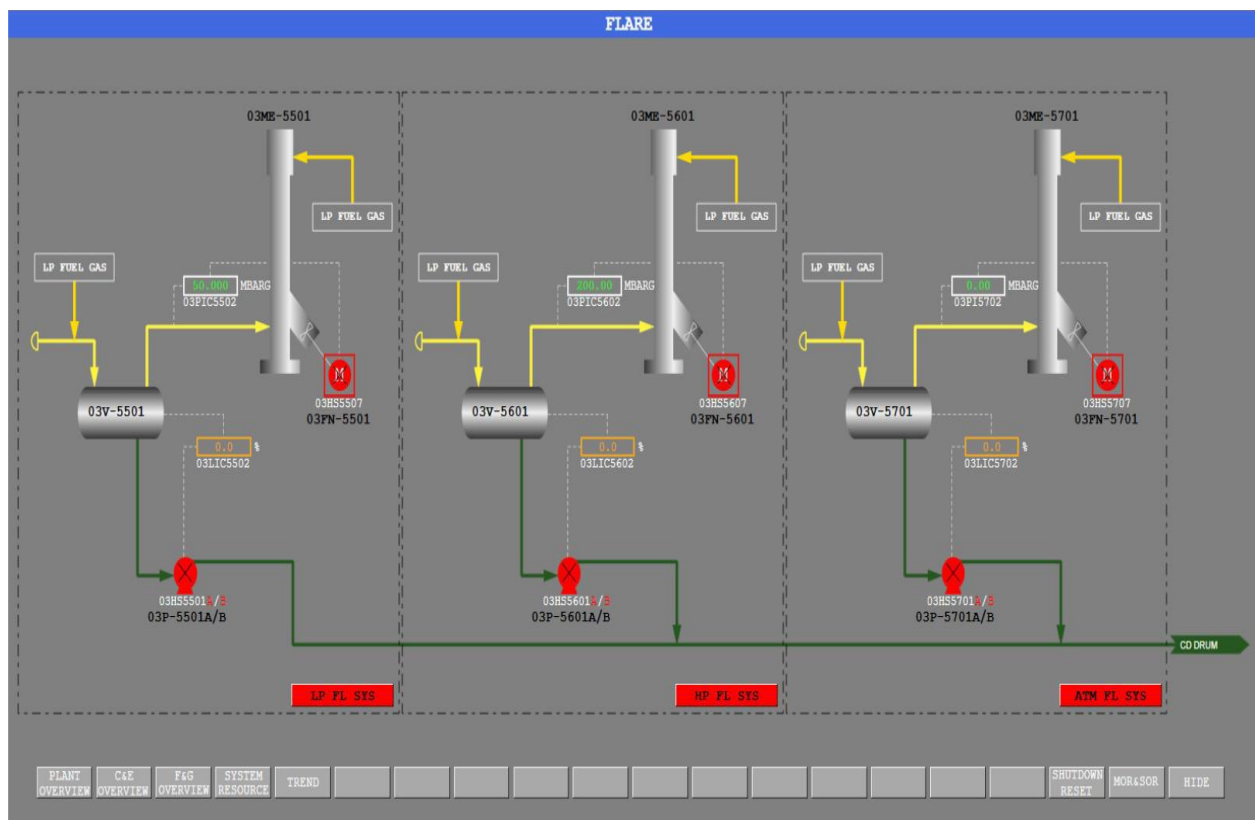


Figure III-13: Système de torche BP/ HP/ sous pression atmosphérique [2].

**III-3-14- Système de drain fermé [3]:**

Le système 60 est constitué des équipements suivants:

- ✓ Le ballon drain fermé (03V-6001).
- ✓ La pompe drain fermé (03P-6001 A/B).

Le CPF est doté d'un système de drain fermé pour le drainage des hydrocarbures liquides provenant des systèmes de procédé, surtout lors de leurs arrêts. Le drainage des hydrocarbures liquides vers le ballon drain fermé s'effectue manuellement, sauf en cas de:

- ✓ Liquides pompés des ballons séparateurs de torche.
- ✓ Liquides pompés de l'unité de traitement des eaux de drain ouvert.
- ✓ Liquides drainés du ballon d'aspiration du compresseur gaz de flash 1<sup>er</sup> étage.

Les hydrocarbures liquides sont collectés, en passant par un collecteur enterré, dans le ballon drain fermé, qui est un séparateur diphasique localisé dans une fosse pour permettre un drainage gravitaire.

Tous hydrocarbures gazeux désorbés dans le ballon drain fermé sont évacués vers la torche BP. Normalement, les liquides collectés dans le ballon sont véhiculés de façon intermittente par des pompes drain fermé vers le bac de stockage hors spécification.

Le drainage manuel vers le ballon drain fermé des équipements de procédé est une opération intermittente préalable aux activités de maintenance. En régime normal de marche, tous les drains manuels associés au système de drain fermé sont positivement isolés avec des obturateurs réversibles. Lors de la mise à l'arrêt pour maintenance, les appareils de procédé doivent être dépressurisés et videngés jusqu'au niveau liquide très bas.

Tous les drains automatiques associés au système de drain fermé fonctionnent également de manière intermittente.

Dans les ballons séparateurs de torche, s'accumulent seuls des liquides suite à un évènement de décharge; le transfert de ces liquides vers le ballon drain fermé est intermittent, du fait d'une situation d'urgence.

Le transfert de l'huile vers le ballon de drain fermé à partir de l'unité de traitements des eaux de drain ouvert est intermittent. Normalement, il n'y a aucun écoulement de liquide à partir du ballon d'aspiration du compresseur gaz de flash 1<sup>er</sup> étage vers le ballon drain fermé.

Le torchage de gaz à partir du ballon drain fermé n'est donc pas prévu dans le cadre de l'exploitation normale, mais peut survenir lors d'une activité de maintenance ou en cas d'urgence.

Le ballon drain fermé est dimensionné pour permettre de recevoir le volume liquide du séparateur 1<sup>er</sup> étage. Le ballon drain fermé est protégé par le couverture au fuel gaz, avec un raccordement direct à la torche BP.

Le séparateur d'essai de GS1, est raccordé au système de drain fermé du CPF.

Une fosse de récupération de liquide est prévue pour permettre le drainage du manifold d'essai et du séparateur d'essai se trouvant dans les GS2 et GS3, et pour collecter les liquides produits dans les opérations de raclage du réseau de collecte.

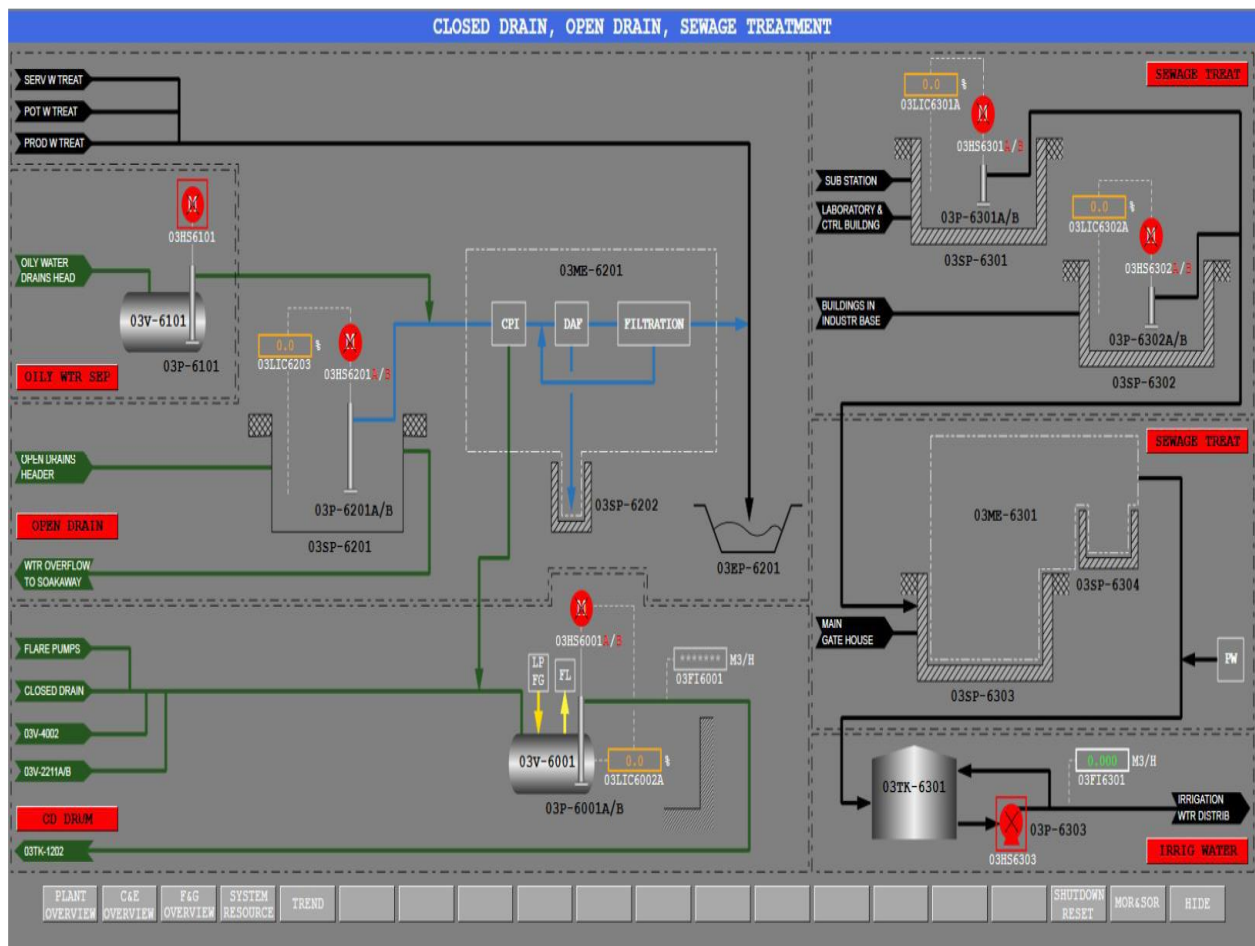


Figure III-14: Système de drain fermé [2].

## **Étude expérimentale**

## **Chapitre IV**

### **Vérification et calcul du dessalage**

**IV-1- Calcul du dessaleur:**

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

*Tableau IV-1: Les données pour calcul du dessaleur.*

Les paramètres	Les valeurs
<b>Pétrole brut:</b>	
➤ Densité	0,8022
➤ Teneur en sel d'entrée (mg/l)	325
➤ Teneur en sel de sortie (mg/l)	9
➤ Débit d'alimentation (m <sup>3</sup> /h)	115
<b>Eau et produit chimique:</b>	
➤ Taux de l'eau de lavage (% volumique)	3,5
➤ Débit de désémulsifiant (l/h)	0,26
<b>Dessaleur:</b>	
➤ Pression de service (bar)	8,5
➤ Température de service (°C)	58

**IV-2- Détermination de la teneur et la quantité d'eau du brut à l'entrée du dessaleur [11]:**

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

$$S_s(Y + X) = S_e \cdot Y \quad (\text{IV-1})$$

Où:

- ✓  $S_e$ : teneur en sel du brut à dessalé (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 mesuré en (% volumique).
- ✓  $Q_{w \text{ int}}$ : la quantité d'eau dans le brut à dessalée (m<sup>3</sup>/h).

Avec:

- ✓  $S_e = 325 \text{ mg/l}$ .
- ✓  $S_s = 9 \text{ mg/l}$ .
- ✓  $X = 3,5 \%$ .
- ✓  $Q_b = 115 \text{ m}^3/\text{h}$

D'après la formule (IV-1), on trouve Y:

$$Y = \frac{X \cdot S_s}{S_e - S_s} \quad (IV - 2)$$

AN:

$$Y = \frac{0,035 \cdot 9}{325 - 9} = 0,09 \%$$

La teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur en pourcent est:

$$Y = 0,09 \%$$

$$Q_{w \text{ int}} = Q_b \cdot Y \quad (IV - 3)$$

AN:

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

La quantité d'eau dans le brut à dessalé est:

$$Q_{w \text{ int}} = 0,1035 \text{ m}^3/\text{h}$$

### IV-3- Bilan matière [11]:

Le bilan de matière du dessaleur est:

$$Q_b + Q_w = Q_d + Q'_w \quad (IV - 4)$$

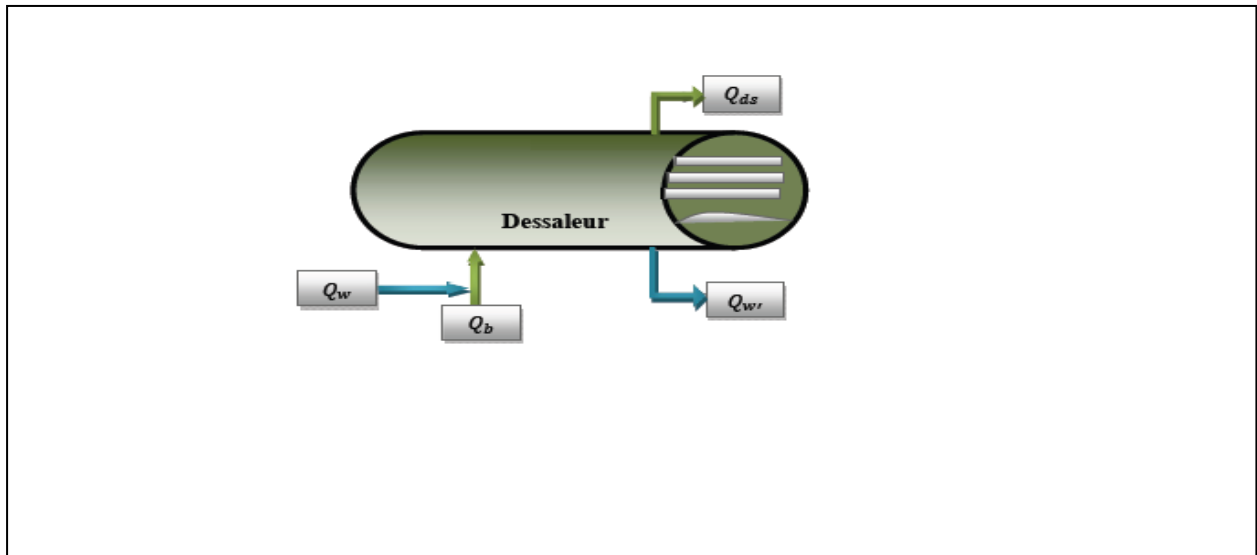


Figure IV-1: Bilan matière du dessaleur [16].

Où:

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

#### IV-3-1- Calcul de la quantité d'eau de lavage:

On a:

$$X = \frac{Q_w}{Q_b} \quad (IV - 5)$$

$$Q_w = X \cdot Q_b$$

AN:

$$Q_w = 0,035 \cdot 115 = 4,025 \text{ m}^3/h$$

$$Q_w = 4,025 \text{ m}^3/h$$

**IV-3-2- Calcul de la quantité de brut dessalé:**

Pour calculer la quantité de brut dessalé, en calculer premièrement la quantité d'eau dans le brut dessalé.

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

$$Q_{w \text{ ext}} = Z(Q_b - Q_{w \text{ int}}) \quad (IV - 6)$$

AN:

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

$$Q_{w \text{ ext}} = 0,1148 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_d = Q_b - Q_{w \text{ ext}} \quad (IV - 7)$$

AN:

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

$$Q_d = 114,8852 \text{ m}^3/\text{h}$$

**IV-3-3- Calcul de la quantité d'eau de purge:**

D'après l'équation de bilan matière du dessaleur (IV-4), on trouve  $Q'_w$ :

$$Q'_w = (Q_b + Q_w) - Q_d \quad (IV - 8)$$

AN:

$$Q'_w = (115 + 4,025) - 114,8852 = 4,1398 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q'_w = 4,1398 \text{ m}^3/\text{h}$$

**IV-4- Calcul de la vitesse de décantation des gouttelettes d'eau dans le dessaleur:**

On peut calculer la vitesse de décantation par la loi de STOKES [1]:

$$V_d = \left[ \frac{4}{3} \cdot \frac{(d_d - d_c)}{d_c} \cdot \frac{D \cdot g}{\varphi} \right]^{1/2} \quad (IV - 9)$$

Où:

- ✓  $V_d$ : vitesse de décantation (m/s).
- ✓  $d_d$ : densité de la phase dispersée (eau).
- ✓  $d_c$ : densité de la phase continue (brut).
- ✓  $D$ : diamètre des gouttelettes d'eau (m).
- ✓  $g$ : accélération de la pesanteur (m/s<sup>2</sup>).
- ✓  $\varphi$ : coefficient de frottement qui dépend du régime d'écoulement.

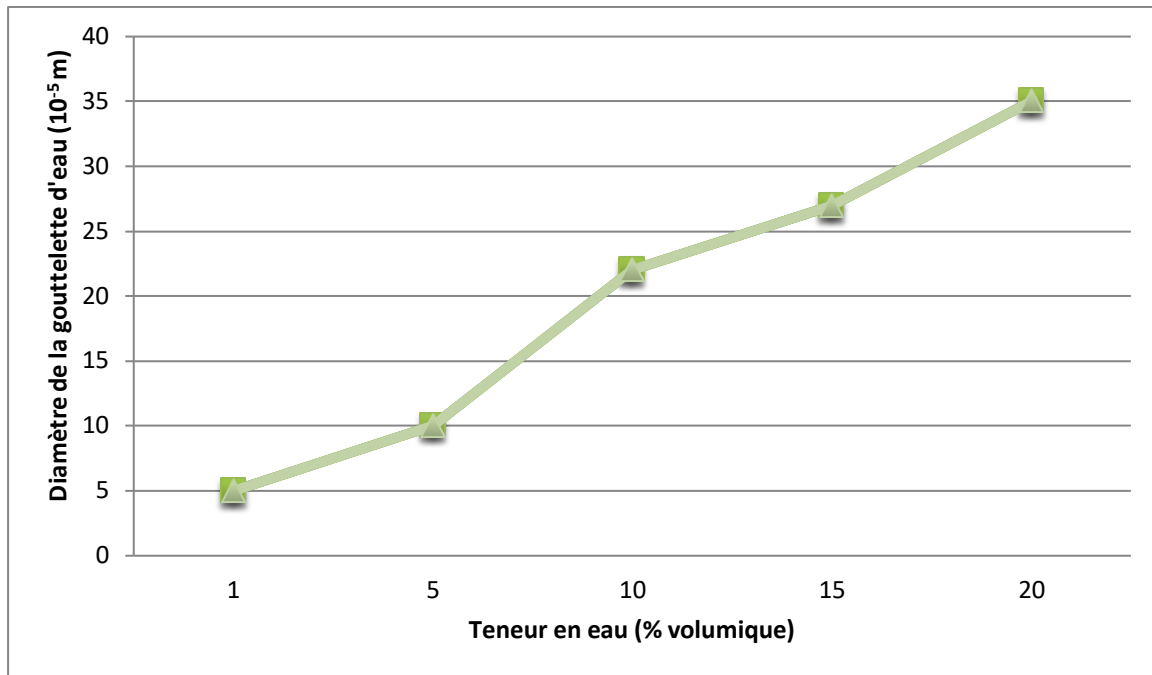
**IV-4-1- Détermination du diamètre de la gouttelette d'eau:**

Le tableau suivant donne le diamètre de la gouttelette d'eau en fonction de la teneur en eau:

*Tableau IV-2: Diamètre de la gouttelette d'eau en fonction de la teneur en eau [12].*

<b>Teneur en eau (% volumique)</b>	1	5	10	15	20
<b>Diamètre de la gouttelette d'eau (10<sup>-5</sup> m)</b>	5	10	22	27	35

D'après le tableau (IV-2), on trace la courbe (figure IV-2) pour déterminer le diamètre de la gouttelette d'eau.



*Figure IV-2: Variation du diamètre des gouttelettes d'eau en fonction du teneur en eau.*

Dans notre cas le taux de lavage  $X=3,5$  % et la teneur d'eau  $Y=0,09$  % est négligeable, donc d'après la courbe, on trouve que  $D$ .

$$D = 8,5 \cdot 10^{-5} \text{ m}$$

#### IV-4-2- Détermination du coefficient de frottement [17]:

On détermine le coefficient de frottement ( $\varphi$ ), en fonction du nombre de Reynolds ( $Re$ ).

$$Re = \frac{V_d \cdot D}{\vartheta} \quad (IV - 10)$$

Où:

- ✓  $V_d$ : vitesse de décantation (m/s).
- ✓  $D$ : diamètre de la gouttelette d'eau (m).
- ✓  $\vartheta$ : viscosité cinématique du brut (m<sup>2</sup>/s).

Pour calculer la vitesse de décantation, il est nécessaire déterminer le coefficient de frottement qui dépend du régime d'écoulement. Le tableau (IV-3) montre la relation entre les valeurs du coefficient de frottement en fonction du nombre de Reynolds (régime d'écoulement).

*Tableau IV-3: Coefficient de frottement en fonction du Re et le régime d'écoulement [16].*

Régime d'écoulement	Nombre de Reynolds (Re)	Coefficient de frottement ( $\varphi$ )
Laminaire	$Re \leq 0,2$	$24/Re$
Transitoire	$0,2 < Re < 500$	$18,5/Re^{0,6}$
Turbulent	$Re \geq 500$	$44/Re$

On suppose que le régime d'écoulement dans le dessaleur est laminaire, et après avoir calculé la vitesse de décantation, on vérifie si le régime supposé est correct ou non.

D'après le tableau ci-dessus, la valeur du coefficient de frottement pour un régime laminaire est égale à:

$$\varphi = \frac{24}{Re} \quad (IV - 11)$$

Alors l'équation de la vitesse de décantation (IV-9), devient:

$$V_d = \left[ \frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{(d_d - d_c) \cdot D^2}{d_c} \cdot \vartheta \right] \quad (IV - 12)$$

#### IV-4-3- Détermination de la viscosité à la température du dessalage:

Pour pouvoir déterminer la viscosité du brut à la température du dessalage (58 °C), il faut d'abord déterminer la viscosité du brut à deux températures différentes (20 et 40 °C) au niveau du laboratoire du GBRS qui correspond à:

$$\checkmark \vartheta_{20^\circ C} = 3,1 \text{ cst}$$

$$\checkmark \vartheta_{40^\circ C} = 2,24 \text{ cst}$$

D'après la formule de GROSS la connaissance de deux viscosités à des températures différentes permet de calculer la viscosité à une température quelconque [14]:

$$\log \frac{\vartheta_{t_1}}{\vartheta_{t_2}} = R \cdot \log \frac{t_2}{t_1} \quad (IV - 13)$$

Selon l'équation ci-dessus, on détermine le coefficient (R):

$$R = \frac{\log \frac{\vartheta_{t_1}}{\vartheta_{t_2}}}{\log \frac{t_2}{t_1}} = \frac{\log \frac{3,1}{2,24}}{\log \frac{40}{20}} = 0,47$$

Donc, la viscosité du brut à la température du dessalage (58 °C) sera:

$$\log \frac{\vartheta_{t_1}}{\vartheta_{t_2}} = R \cdot \log \frac{t_2}{t_1}$$

$$\log \vartheta_{t_2} = \log \vartheta_{t_1} - R \cdot \log \frac{t_2}{t_1} \quad (IV - 14)$$

$$\log \vartheta_{58^\circ\text{C}} = \log \vartheta_{20^\circ\text{C}} - R \cdot \log \frac{58}{20}$$

$$\log \vartheta_{58^\circ\text{C}} = \log 3,1 - 0,47 \cdot \log \frac{58}{20} = 0,26$$

Donc la viscosité à la température du dessalage égale à:

$$\vartheta_{58^\circ\text{C}} = 1,82 \text{ cst} = 1,82 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

#### IV-4-4- Détermination de la densité de la phase continue et de la phase dispersée:

Pour déterminer la densité de la phase continue (brut) à la température du dessalage, il faut d'abord déterminer sa densité à 20 °C.

La densité du brut trouvé au laboratoire du GBRS à 20 °C égale à:  $d_{20^\circ\text{C}} = 0,8035$

La densité à une température quelconque est donnée par la formule suivante [12]:

$$d_t = d_{20^\circ\text{C}} - \alpha(t - 20) \quad (IV - 15)$$

$\alpha$ : Coefficient caractérisant la variation de la densité en fonction de la température:

$$\alpha = 0,001828 - 0,00132(d_{20^\circ\text{C}}) \quad (IV - 16)$$

$$\alpha = 0,001828 - 0,00132(0,8035) = 7,6738 \cdot 10^{-4}$$

$$\alpha = 7,6738 \cdot 10^{-4}$$

$$d_{58^{\circ}\text{C}} = 0,8035 - 7,6738 \cdot 10^{-4}(58 - 20) = 0,7743$$

Donc la densité de la phase continue à la température du dessalage (58 °C) sera:

$$d_{58^{\circ}\text{C}} = 0,7743$$

Pour déterminer la densité de la phase dispersée (eau) à la température du dessalage, il faut d'abord déterminer sa densité à 20 °C.

La densité de l'eau trouvé au laboratoire du GBRS à 20 °C égale à:  $d_{20^{\circ}\text{C}} = 1,002$

$$\alpha = 0,001828 - 0,00132(d_{20^{\circ}\text{C}})$$

$$\alpha = 0,001828 - 0,00132(1,002) = 5,0536 \cdot 10^{-4}$$

$$\alpha = 5,0536 \cdot 10^{-4}$$

$$d_{58^{\circ}\text{C}} = 1,002 - 5,0536 \cdot 10^{-4}(58 - 20) = 0,9828$$

Donc la densité de la phase dispersée à la température du dessalage (58 °C) sera:

$$d_{58^{\circ}\text{C}} = 0,9828$$

Les résultats obtenus sont résumés dans le tableau ci-dessous:

**Tableau IV-4: Les valeurs des variables opératoires à la température du dessalage.**

Variables opératoires	Valeurs
Diamètre de la gouttelette d'eau (m)	$8,5 \cdot 10^{-5}$
Viscosité de la phase continue (m <sup>2</sup> /s)	$1,82 \cdot 10^{-6}$
Accélération de la pesanteur (m/s <sup>2</sup> )	9,81
Densité de la phase continue	0,7743
Densité de la phase dispersée	0,9828

Après avoir déterminé les différentes variables opératoires. Donc, d'après l'équation numéro (IV-12) en peut calculer la vitesse de décantation.

$$V_d = \left[ \frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{(d_d - d_c)}{d_c} \cdot \frac{D^2}{\vartheta} \right]$$

AN:

$$V_d = \left[ \frac{1}{18} \cdot 9,81 \frac{(0,9828 - 0,7743)}{0,7743} \cdot \frac{(8,5 \cdot 10^{-5})^2}{1,82 \cdot 10^{-6}} \right] = 5,82 \cdot 10^{-4} \text{ m/s}$$

$$V_d = 5,82 \cdot 10^{-4} \text{ m/s}$$

#### IV-4-5- Vérification du régime d'écoulement:

Afin de vérifie notre supposition concernant le régime d'écoulement, d'abord nous avons calculé le nombre de Reynolds:

$$Re = \frac{V_d \cdot D}{\vartheta}$$

AN:

$$Re = \frac{5,82 \cdot 10^{-4} \cdot 8,5 \cdot 10^{-5}}{1,82 \cdot 10^{-6}} = 0,03$$

$$Re = 0,03$$

$Re < 0,2 \longrightarrow$  régime laminaire.

Donc, l'affirmation de notre supposition concernant le mode du régime d'écoulement pour calculer la vitesse de décantation est juste.

## IV-5- Calcul des caractéristiques électriques du dessaleur:

## IV-5-1- Calcul du champ électrique entre deux électrodes:

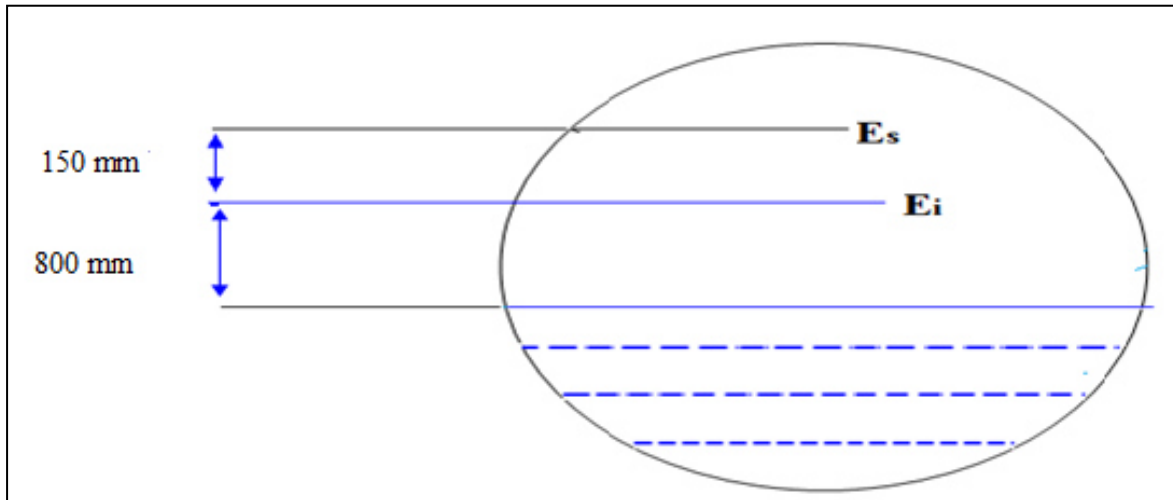


Figure IV-3: La distance entre les électrodes et le niveau d'interface d'eau dans le dessaleur.

Où:

- ✓  $E_s$ : l'électrode supérieure.
- ✓  $E_i$ : l'électrode inférieure.

Le champ électrique entre les deux électrodes est donné par la formule suivante [13]:

$$E = \frac{U}{L} \quad (IV - 17)$$

Où:

- ✓  $E$ : champ électrique entre les deux électrodes (volts/cm).
- ✓  $U$ : tension du courant ( $U = 20\,000$  volts).
- ✓  $L$ : distance entre les électrodes ( $L = 15$  cm).

AN:

$$E = \frac{20000}{15} = 1333,33 \text{ volts/cm}$$

$$E = 1333,33 \text{ volts/cm}$$

**IV-5-2- Calcul du champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure:**

$$E_1 = \frac{U}{L_1} \quad (IV - 18)$$

Où:

- ✓  $E_1$ : champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure (volts/cm).
- ✓  $U$ : tension du courant ( $U=20\ 000$  volts).
- ✓  $L_1$ : distance entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure ( $L_1=80$  cm).

AN:

$$E_1 = \frac{20000}{80} = 250 \text{ volts/cm}$$

$$E_1 = 250 \text{ volts/cm}$$

Pour un bon fonctionnement du dessaleur, il faut que le champ électrique entre les électrodes ( $E$ ), soit inférieur au champ critique ( $E_c$ ):

$$E < E_c$$

**IV-5-3- Calcul du champ critique [13]:**

$$E_c = A \sqrt{\frac{2 \cdot \delta}{\varepsilon \cdot D}} \quad (IV - 19)$$

Où:

- ✓  $E_c$ : champ critique (volts/cm).
- ✓  $A$ : coefficient de proportionnalité.
- ✓  $\delta$ : tension superficielle entre l'eau et le brut ( $\delta= 15$  g/cm<sup>2</sup>).
- ✓  $\varepsilon$ : coefficient diélectrique ( $\varepsilon= 16$ ).
- ✓  $D$ : diamètre de la gouttelette d'eau ( $D= 8,5 \cdot 10^{-3}$  cm).

D'après le tableau (IV-5), on trace la courbe  $A= f(X)$ , et on tire la valeur du coefficient de proportionnalité ( $A$ ).

Tableau IV-5: Coefficient de proportionnalité (A) en fonction du taux de lavage (X) [13].

X (% volumique)	1	5	10	20
A	376	382	391	403

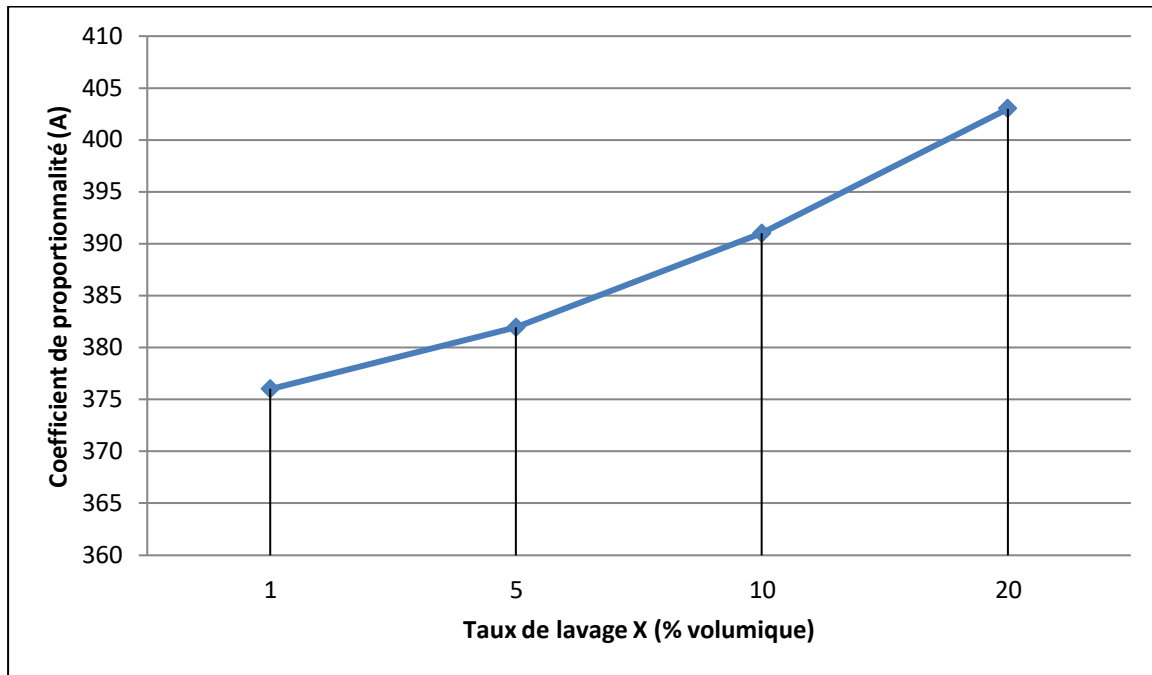


Figure IV-4: Variation du coefficient de proportionnalité en fonction du taux de lavage.

Pour X= 3,5 %, on trouve que d'après la courbe (figure IV-4) la valeur du coefficient de proportionnalité (A).

$$A = 380$$

AN:

$$E_c = 380 \sqrt{\frac{2.15}{16.8,5 \cdot 10^{-3}}} = 5643,84 \text{ volts/cm}$$

$$E_c = 5643,84 \text{ volts/cm}$$

On remarque que le champ électrique entre les électrodes (E), est inférieur au champ critique ( $E_c$ ): 1333.33 volts/cm < 5643.84 volts/cm. Donc, notre dessaleur a un fonctionnement normal d'un point de vue électrique.

#### IV-6- Caractéristiques géométriques du dessaleur électrostatique du GBRS:

Le dessaleur électrostatique (03V-1115), du groupement Bir Seba a les caractéristiques suivantes:

- ✓ Diamètre:  $D= 2,4$  m.
- ✓ Longueur:  $L= 9,1$  m.
- ✓ Volume:  $V= 89,6$  m<sup>3</sup>.

Pour éviter l'entraînement de l'eau séparée avec le brut dessalé, il faut que le temps de décantation soit inférieur au temps de séjour.

#### IV-7- Calcul du temps de séjour:

Le temps de séjour dans le dessaleur est donné par la formule suivante [14]:

$$T_s = \frac{V}{Q} \quad (IV - 20)$$

Où:

- ✓  $T_s$ : temps de séjour (h).
- ✓  $V$ : volume du dessaleur (m<sup>3</sup>).
- ✓  $Q$ : débit volumique de la charge (m<sup>3</sup>/h).

$$Q = Q_b + Q_w \quad (IV - 21)$$

- ✓  $Q_b$ : débit volumique du brut à dessalé:  $Q_b = 115$  m<sup>3</sup>/h
- ✓  $Q_w$ : débit de l'eau de lavage:  $Q_w = 4,025$  m<sup>3</sup>/h

AN:

$$Q = 115 + 4,025 = 119,025 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q = 119,025 \text{ m}^3/\text{h}$$

AN:

$$T_s = \frac{89,6}{119,025} = 0,75 \text{ h} = 45 \text{ min} = 2700 \text{ s}$$

$$T_s = 0,75 \text{ h} = 45 \text{ min} = 2700 \text{ s}$$

#### IV-8- Calcul du temps de décantation:

Le temps de décantation est calculé par la formule suivante [14]:

$$T_d = \frac{L_1}{V_d} \quad (IV - 22)$$

Où:

- ✓  $T_d$ : temps de décantation (s).
- ✓  $L_1$ : distance entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau ( $L_1 = 0,8 \text{ m}$ ).
- ✓  $V_d$ : vitesse de décantation ( $V_d = 5,82 \cdot 10^{-4} \text{ m/s}$ ).

AN:

$$T_d = \frac{0,8}{5,82 \cdot 10^{-4}} = 1374,57 \text{ s}$$

$$T_d = 1374,57 \text{ s}$$

D'après les calculs nous avons conclu que:  $T_d < T_s$ . Donc dans ce cas on peut dire d'après les résultats qu'il n'y a pas l'entraînement de l'eau séparée avec le brut dessalé.

#### IV-9- Calcul du distributeur:

Le calcul de distribution a pour but de connaître la vitesse de décantation et la vitesse admissible du brut, à travers les trous du distributeur, l'augmentation de la vitesse améliore le

degré de distribution de pétrole sur la longueur du dessaleur, mais les grandes vitesses donnent lieu à une haute turbulence à l'émulsion.

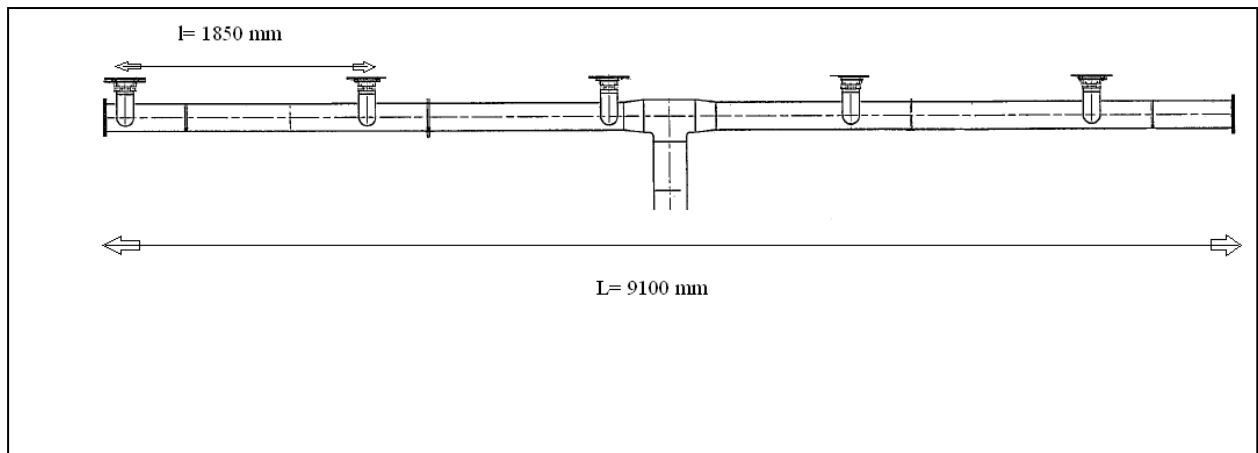


Figure IV-5: Représentation du distributeur du dessaleur [18].

#### IV-9-1- Calcul du nombre de rampe de la distribution:

Le nombre des rampes du distributeur est donné par la formule suivante [18]:

$$n = \frac{L}{l} + 1 \quad (IV - 23)$$

Où:

- ✓ L: la distance séparant les deux trous extrêmes (L= 9100 mm).
- ✓ l: la distance séparant les deux rampes (l= 1850 mm).
- ✓ (+1): correspond aux deux moitiés des trous à l'extrémité.

AN:

$$n = \frac{9100}{1850} + 1 = 6 \text{ rampes}$$

$$n = 6 \text{ rampes}$$

Dans chaque rampe de distribution, il y a deux trous. Donc le nombre total des trous sera égal à 12.

**IV-10- Calcul des efficacités du dessaleur et de dessalage:**

L'efficacité du dessaleur et celle du dessalage sont les paramètres qui conditionnent le rendement optimal du dessaleur.

**IV-10-1- Calcul de la teneur en sel théorique optimale du brut dessalé [19]:**

$$A = \frac{Z \left( S_e + \frac{X \cdot S_w}{100} \right)}{Y + X} \quad (IV - 24)$$

Où:

- ✓ A: teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur (mg/l).
- ✓ Z: teneur en eau du brut à la sortie du dessaleur (Z= 0,1 %).
- ✓  $S_e$ : teneur en sel du brut à dessalé ( $S_e = 325 \text{ mg/l}$ ).
- ✓ X: teneur en eau injectée par rapport au brut à dessalé (X=3,5%).
- ✓  $S_w$ : teneur en sel de l'eau injectée ( $S_w = 20 \text{ mg/l}$ ).
- ✓ Y: teneur en eau du brut à dessalé (Y= 0,09 %).

AN:

$$A = \frac{0,1 \left( 325 + \frac{3,5 \cdot 20}{100} \right)}{0,09 + 3,5} = 9,06 \text{ mg/l}$$

$$A = 9,06 \text{ mg/l}$$

**IV-10-2- Calcul de l'efficacité du dessaleur:**

L'efficacité du dessaleur est exprimée par la formule suivante [19]:

$$E = 100 \left( \frac{S_e - S_s}{S_e} \right) \quad (IV - 25)$$

Où:

- ✓ E: efficacité du dessaleur (%).

AN:

$$E = 100 \left( \frac{325 - 9}{325} \right) = 97,23 \%$$

$$E = 97,23 \%$$

#### IV-10-3- Calcul de l'efficacité de dessalage:

L'efficacité de dessalage est donnée par la formule suivante [19]:

$$E_d = 100 \left( \frac{S_e - S_s}{S_e - A} \right) \quad (IV - 26)$$

AN:

$$E_d = 100 \left( \frac{325 - 9}{325 - 9,06} \right) = 100\%$$

$$E_d = 100 \%$$

Donc, nous avons remarqué que la valeur de l'efficacité expérimentale du dessaleur est près de celle de dessalage (estimé théoriquement). Enfin on peut dire que notre dessaleur a un bon fonctionnement d'un point de vue d'efficacité.

## IV-11- Comparaison des paramètres du design et de l'actuel:

Tableau IV-6: Comparaison des paramètres du design et de l'actuel du dessaleur.

Grandeurs	Design		Actuel
	Minimum	Maximum	
<b>Pétrole brut:</b>			
➤ Densité	0,7627	0,7679	0,7743
➤ Teneur en sel d'entrée (mg/l)		489	325
➤ Teneur en sel de sortie (mg/l)		40	9
➤ Débit d'alimentation (m <sup>3</sup> /h)		147	115
<b>Eau et produit chimique:</b>			
➤ Taux de l'eau de lavage (% volumique)	7	10	3,5
➤ Quantité du désémulsifiant (ppm)	3	10	1,6
<b>Dessaleur:</b>			
➤ Pression de service (bar)	6	7,4	8,5
➤ Température de service (°C)	59	71	58
➤ Efficacité (%)		99	97,23

Donc, d'après la valeur de l'efficacité actuelle nous avons remarqué que notre dessaleur a une bonne efficacité (E=97,23 %), elle est légèrement inférieure à celle du design (E= 99 %). On peut dire cette diminution est provoquée par la variation des paramètres opératoires du dessaleur.

## **Conclusion générale**

## Conclusion générale

---

### Conclusion générale:

Durant la période de 15 jours du stage pratique au groupement Bir Seba nous a permis d'approfondir nos connaissances et d'exploiter les différentes théories que nous avons acquises durant notre cursus universitaire et de les appliquer sur le terrain. Cela nous a permis aussi de voir de plus près les différents équipements et machines constituant le procédé de traitement du pétrole à savoir: le manifold, les séparateurs, les échangeurs, le déshydrateur, le dessaleur, les pompes et les compresseurs.

La vérification du calcul a montré que le dessaleur (03V-1115) du GBRS a une bonne efficacité. Donc, d'après les calculs effectués sur le dessaleur électrostatique, on a constaté une diminution d'efficacité de ce dernier (97,23 % au lieu de 99 % cas design). Ceci permet de conclure que le changement de la valeur des variables opératoires (taux de l'eau de lavage et le désémulsifiant) provoque la baisse d'efficacité du dessaleur.

D'autre part, cette baisse d'efficacité a un impacte direct sur les bacs de stockage et les canalisations d'expédition du brut, en provoquant l'attaque du métal par la corrosion.

Si on augmente le taux de l'eau de lavage, on constate une augmentation de la vitesse de décantation et cela à cause de:

- ✓ La diminution de la viscosité du brut.
- ✓ L'augmentation de la taille des gouttelettes d'eau.

Par ailleurs, l'élévation de la vitesse de décantation diminue l'entraînement des sels dissous dans l'eau avec le brut dessalé et par conséquent l'augmentation de l'efficacité de dessalage.

Alors nous recommandons l'optimisation de deux procédés de base, à savoir le mélange d'eau et d'huile suivi de la séparation eau-huile. Les performances avec changement de chaque variable sont testées par la mesure des teneurs en sels et en BSW d'entrée et de sortie du dessaleur. L'optimisation de procédé consiste à:

- ✓ Optimisation du champ électrique.
- ✓ Optimisation du robinet mélangeur.
- ✓ Optimisation du taux de l'eau de lavage.
- ✓ Optimisation du désémulsifiant.

## **Références bibliographique**

## Références bibliographique:

- [1] Jean Pierre WAUQUIER, Le raffinage du pétrole, Tome 2, Procédés de séparations, Éditions TECHNIP 1998, Paris, p 240-253.
- [2] Youcef BELLITA, Description générale du GBRS, Rapport de fin de stage MSP formation avant recrutement, IAP Arzew (Oran), 2018, p 1-24.
- [3] Document de Sonatrach, Manuel d'exploitation pour le CPF (procédé), 2014, p 8-61.
- [4] Gharib GHEDIRI, Description générale sur le champ BRS, Rapport de fin de stage MSP formation avant recrutement, IAP Skikda, 2018, p 2-4.
- [5] Document de Sonatrach, Projet de développement de Bir Seba (BRS), 2014, p 1-7.
- [6] Ryma Imene MOKHTARI, Étude comparative desemulsionnants (optimisation de dessalage des huiles de GBRS par utilisation des desemulsifiants), Rapport de fin de stage projet MSP formation avant recrutement, IAP Arzew (Oran), 2017, p 7-8.
- [7] Support de cours, Environnement de la pétrochimie, Université de Skikda, p 1-2.
- [8] Alain DUPUY, Formation professionnalisante ingénieurs procédés en raffinage et pétrochimie hydrocarbures et produits pétroliers, Hassi Messaoud, 2015, p 7.
- [9] Document de référence sur les meilleurs techniques disponibles, Raffinerie de pétrole et de gaz, Commission Européenne, 2003, p 20.
- [10] Document de Total, Manuel de formation exploitation et production, les équipements, les dessaleurs, 2007, p 8-17-15-18-25-27-40.
- [11] Nabil BELKHIR, Mohammed TORCHE, Vérification du calcul d'une unité de dessalage du pétrole brut, Mémoire d'ingénieur, Université de Boumerdès, 2007, p 23.
- [12] 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.
- [13] Afaf LAOUAR STAIHI, Étude et analyse de la performance du dessaleur électrostatique de l'unité (Topping) raffinerie de Skikda, Mémoire de Master, Université de Annaba, 2018, p 14.

- [14] 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.
- [15] Document de Sonatrach, Manuel d'exploitation pour le site du puits et les stations de collecte, 2014, p 21-22-23.
- [16] Bachir AD, Bachir AMOR, Optimisation des paramètres de fonctionnement d'un procédé de dessalage de l'UTBS à HMD, Mémoire de Master, Université de Biskra, 2013, p 44.
- [17] Nabila HAMIDOUCHE, Thiziri TAZARART, Étude d'élimination des sels dans le pétrole brut d'Ourhoud (HMD), Mémoire de Master, Université de Bejaia, 2013, p 69.
- [18] Mounir TEMMAR, Ridha NAAM, Le dessalage du pétrole redimensionnement et paramètres clés (UTBS/HMD), Mémoire de Master, Université d'Ouargla, 2013, p 39-40.
- [19] Abdelhakim FERRAGI, Ferial SAIGHI, Amélioration de l'efficacité du dessaleur de l'unité de topping, cas de la raffinerie de Skikda, Mémoire de Master, Université de Tébessa, 2017 p 81.

## **Annexes**

## Annexes

### Annexe 1: Compositions des fluides de puits:

*Tableau A-1: Compositions des fluides d'alimentation du CPF à BRS.*

Composant	% molaire	Composant	% molaire
H <sub>2</sub> O	0	C14	1.53
N <sub>2</sub>	2.75	C15	1.4
CO <sub>2</sub>	0.74	C16	1.14
C1	24.38	C17	0.89
C2	11.61	C18	0.88
C3	9.84	C19	0.79
i-C4	1.45	C20	0.65
n-C4	5.46	C21	0.58
i-C5	1.57	C22	0.52
n-C5	2.98	C23	0.44
C6	3.6	C24	0.39
Mcyclopentane	0.22	C25	0.35
Benzène	0.31	C26	0.28
Cyclohexane	0.21	C27	0.29
C7	3.88	C28	0.26
Mcyclohexane	0.4	C29	0.24
Toluène	0.14	C30+	2.25
C8	4.04	C31	-
E-benzène	0.08	C32	-
m-xylène	0.17	C33	-
o-xylène	0.08	C34	-
C9	3.32	C35	-
C10	3.33	C36+	-
C11	2.55	H <sub>2</sub> S	0.00
C12	2.10		
C13	1.87		

## Annexes

### Annexe 2: Spécifications de l'huile.

*Tableau A-2: Les propriétés physico-chimiques de l'huile du GBRS.*

Propriétés	Résultats
<b>1- Propriétés physiques:</b>	
✓ Point d'aniline (°C)	71
✓ Point d'éclair (°C)	150
✓ Tension interfaciale à 25 °C (dynes/cm)	50
✓ Point d'écoulement (°C)	-54
✓ Densité à 15 °C	0.894
✓ Viscosité (cst) à:	
❖ 0 °C	61.9
❖ 40 °C	9.54
❖ 100 °C	2.34
✓ Apparence visuelle	Claire et brillante
<b>2- Propriétés chimiques:</b>	
✓ Boues en masse (%)	< 0.001
✓ Indice d'acidité (mg KOH/g)	< 0.001
✓ Bombe tournante (min)	350
✓ Inhibiteur d'oxydation (% en masse)	0.25
✓ Eau (ppm)	12
✓ Indice de neutralisation (mg KOH/g)	< 0.01
✓ Soufre corrosif	Non corrosif
✓ Teneur en polychlorobiphényle (ppm)	Non détecté

## Annexes

### Annexe 3: Les propriétés de la charge d'alimentation du dessaleur.

*Tableau A-3: Les propriétés de l'huile à l'entrée du dessaleur.*

Les propriétés	Minimum	Maximum
Masse volumique de l'huile (kg/cm <sup>3</sup> )	762.7	767.9
Viscosité de l'huile à la pression et la température de service (cP)	1.03	1.45
Poids moléculaire (kg/kmol)	163.4	186.2
Teneur en CO <sub>2</sub> (% molaire)		0.5
Teneur en sels de l'huile (mg/l)		489
BSW (eau et sédiments % volumique)		0.5

*Tableau A-4: Les propriétés de l'eau de lavage.*

Les propriétés	Valeurs
Qualité	Eau de service
pH	6.5 à 8
Salinité (ppm massique)	< 100 sous forme de NaCl
Teneur en eau de lavage (% volumique)	7 à 10
Densité	0.9541

*Tableau A-5: Type et consommation de produit chimique.*

Type	Désémulsifiant
Fournisseur	Déterminé par l'essai de laboratoire
Taux d'injection (ppm massique)	3 à 10 (dépend de la stabilité de l'émulsion)

# Annexes

## Annexe 4: Vue extérieure et intérieure du dessaleur.



Figure A-1: Vue extérieure du dessaleur (03V-1115) du GBRs.

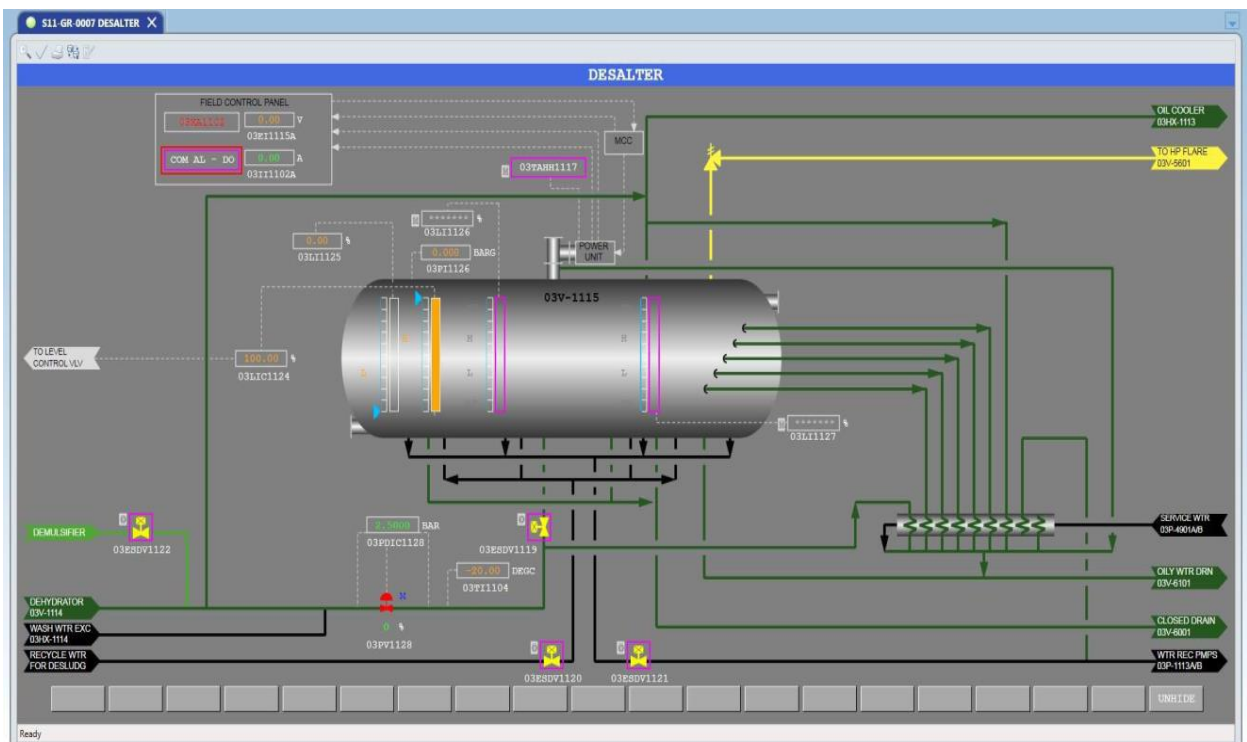


Figure A-2: Vue intérieure du dessaleur (03V-1115) du GBRs.

## Annexes

### Annexe 5: La salinité du brut à la sortie du dessaleur.

Tableau A-6: La variation de la salinité en fonction des jours.

Jours	Salinité (ppm)	Jours	Salinité (ppm)
01-02-2019	10	10-02-2019	17
02-02-2019	12	11-02-2019	14
03-02-2019	14	12-02-2019	10
04-02-2019	21	13-02-2019	09
05-02-2019	18	14-02-2019	11
06-02-2019	11	15-02-2019	12
07-02-2019	17	16-02-2019	16
08-02-2019	19	17-02-2019	13
09-02-2019	18	18-02-2019	11

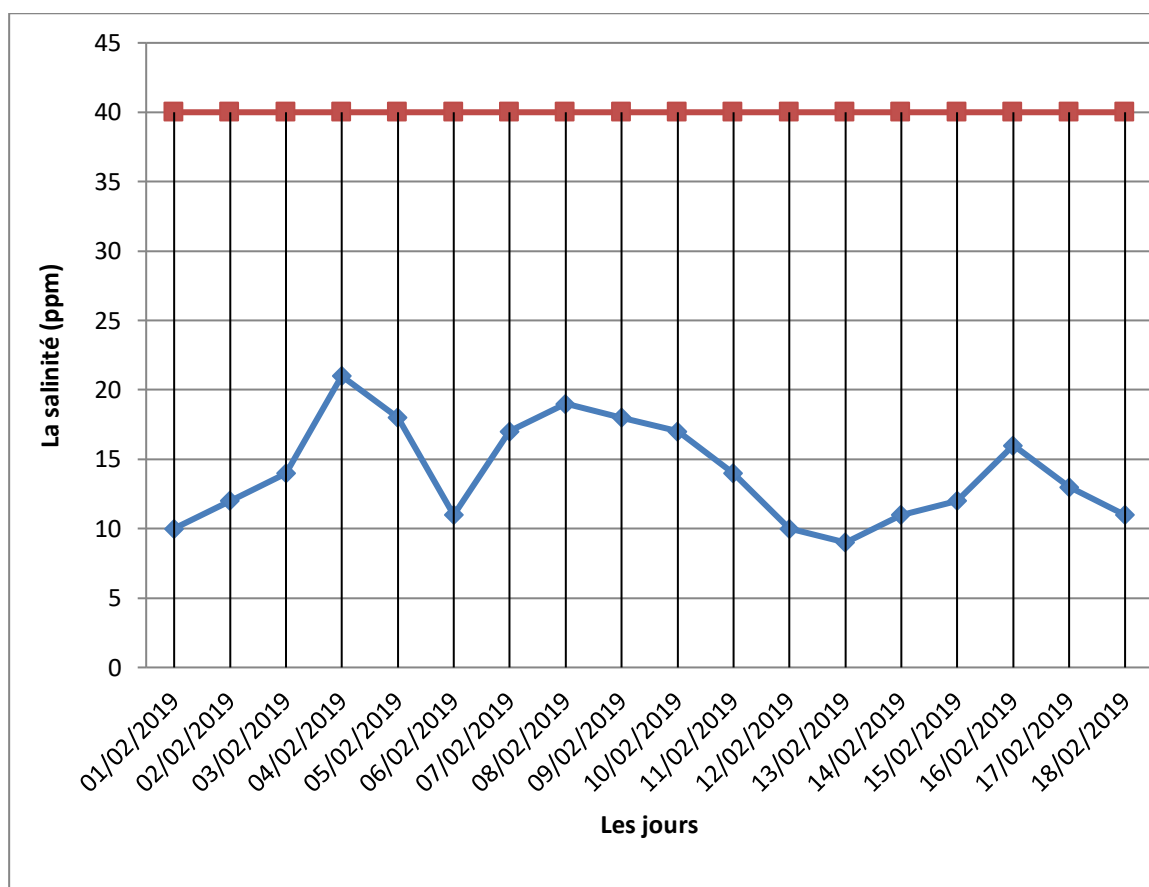


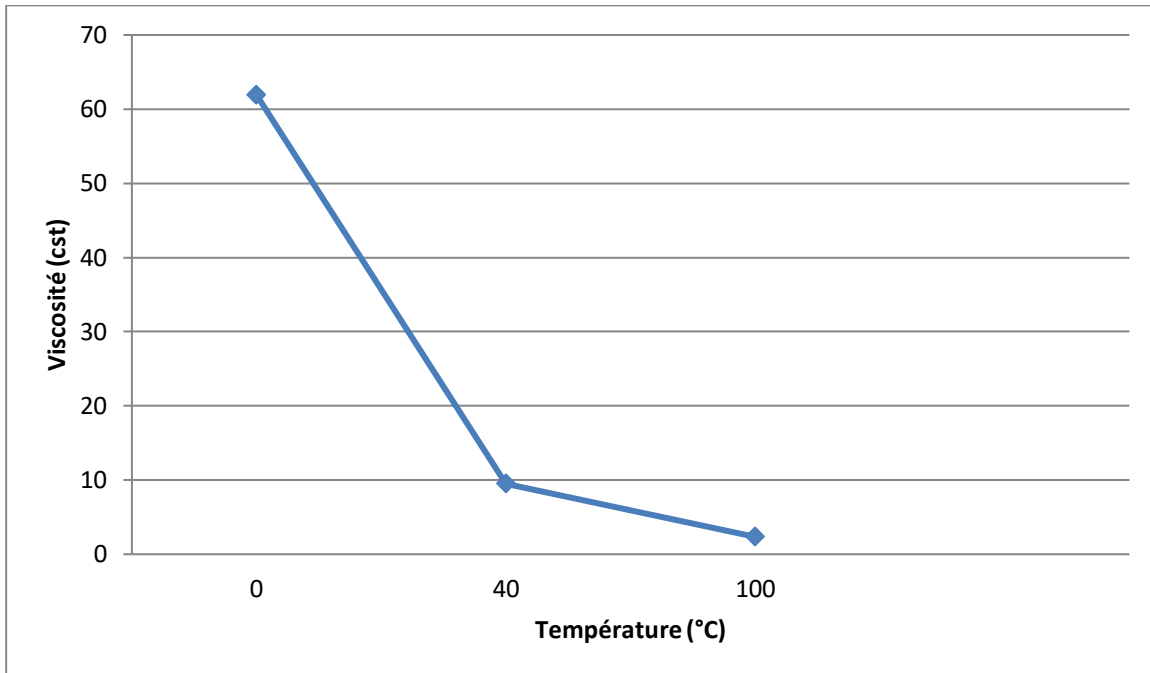
Figure A-3: La variation de la salinité par rapport à la norme en fonction des jours.

## Annexes

### Annexe 6: Résultats d'analyses de la viscosité de l'huile.

*Tableau A-7: La variation de la viscosité en fonction de la température du pétrole brut.*

Température (°C)	Viscosité (cst)
0	61.9
40	9.54
100	2.34



*Figure A-4: La variation de la viscosité en fonction de la température.*

## RÉSUMÉ:

Le pétrole brut doit subir des procédés de traitement convenable capable de fournir un brut qui répond aux spécifications exigées. La présence de l'émulsion de l'eau salée dans le pétrole brut a des conséquences négatives sur l'équipement de traitement, et pendant l'expédition du brut due au phénomène de corrosion. Pour ces raisons, le système de séparation et stabilisation d'huile comporte un dessaleur électrostatique.

Notre objectif est de vérifier les calculs de la section de dessalage du pétrole brut et étudier l'influence des variables opératoires de dessalage sur l'efficacité du dessaleur.

**MOT-CLÉS:** pétrole brut; dessalage; émulsion; corrosion; dessaleur.

## ABSTRACT:

Crude oil must undergo suitable treatment processes capable of providing crude that meets the required specifications. The presence of salt water emulsion in crude oil has a negative impact on the processing equipment, and during crude shipping due to corrosion. For these reasons, the oil separation and stabilization system includes the electrostatic desalter.

Our objective is to verify the calculations of the desalting section of crude oil and to study the influence of desalting operating variables on the efficiency of the desalter.

**KEYWORDS:** crude oil; desalting; emulsion; corrosion; desalter.

## ملخص:

يجب أن يخضع النفط الخام لعمليات معالجة مناسبة قادرة على توفير النفط الذي يفي بالمواصفات المطلوبة. وجود مستحلب الماء المالح في البترول له تأثير سلبي على معدات المعالجة وأثناء ضخ البترول في الأنابيب وذلك بسبب التآكل. لهذه الأسباب يشمل نظام فصل النفط واستخلاص الغازات منه على جهاز إزالة الأملاح بالكهرباء الساكنة.

هدفنا هو التحقق من حسابات جهاز إزالة الملوحة ودراسة تأثير المتغيرات العملية على كفاءة هذا الجهاز.

**الكلمات المفتاحية:** النفط الخام؛ تحلية؛ مستحلب؛ تآكل؛ جهاز إزالة الملوحة.