

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE  
SCIENTIFIQUE**



**UNIVERSITE M'HAMED BOUGUERRA DE BOUMERDES**

**FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE**



**DEPARTEMENT** : *Génie des procédés chimiques et pharmaceutiques*

**OPTION** : *Technologie de la pétrochimie*

**Mémoire de fin d'études**

**En vue de l'obtention du diplôme de master**

**THEME**

**Calcul de vérification d'un dessaleur  
électrostatique FA2609A de l'unité de  
traitement nord CINA de Hassi-Messaoud**

**Réalisé par:**

*Mlle MIZI ALLAOUA Lydia*

**Encadré par :**

*Mme A.BENHATHAT*

**Promotion : 2016**

# **REMERCIEMENTS**

*Je tiens d'abord à remercier Dieu le tout puissant de m'avoir permis de mener à terme ce travail. Ensuite à exprimer ma profonde gratitude à mon encadreur, chef de service traitement CINA, Mr B.GHERBI pour son orientation qui a toujours été utile, ainsi que tous les techniciens et ingénieurs du service, pour la moindre information procurée.*

*Je n'oublierai pas également de remercier profondément tous mes enseignants ayant contribué à ma formation. Particulièrement ma promotrice, Mme BENHATHAT, pour sa gentillesse et ses précieux conseils et instructions.*

*Je remercie mes ami(e)s, mes sœurs, mes cousins et cousines qui m'ont aidé de près ou de loin, et toute ma famille, mon père et ma mère qui ont toujours été un grand soutien pour moi.*

## **DEDICACES**

*Je dédie ce modeste travail à :*

- *La mémoire de mon petit frère **IBRAHIM**.*
- *Mon petit frère **ADAM**.*
- *Mes chers parents.*
- *Mes sœurs.*
- *Toute ma famille et mes ami(e)s.*
- *Tous ceux qui m'ont encouragé et soutenu.*

# **SOMMAIRE**

REMERCIEMENTS

DEDICACES

SOMMAIRE

Introduction générale.....1

## **CHAPITRE I**

### ***Présentation de la direction d'exploitation DP-HMD***

1. Introduction.....	2
2. Historique.....	2
3. Gisement.....	3
4. La direction d'exploitation.....	3
4.1. Direction d'exploitation CINA.....	3
4.1.1. Département traitement.....	3
4.1.2. Département injection.....	4
4.2. Direction d'exploitation CIS.....	5

## **CHAPITRE II**

### ***Présentation du service TRT-CINA***

1. Introduction.....	6
2. Objectif du traitement de brut.....	6
3. Historique.....	6
4. Unités du service traitement CINA.....	7
4.1. Unité de séparation UP1.....	7
4.1.1. Schéma simplifié de l'UP1.....	7
4.1.2. Capacité de séparation de l'UP1.....	8
4.2. Unité de stripping et stabilisation USS1.....	8
4.2.1. Equipements principaux de l'unité stripping.....	9
4.2.2. Equipements principaux des unités stabilisation et absorption.....	9
4.2.3. Schéma simplifié de l'USS1.....	9
4.3. Unité de Boosting 3/4 <sup>ème</sup> étage (A).....	10
4.3.1. Equipements principaux de l'unité de Boosting 3/4 <sup>ème</sup> étage (A).....	10
4.3.2. Schéma simplifié de l'unité 3/4 <sup>ème</sup> étage (A).....	10
4.4. Unité de Boosting 3/4 <sup>ème</sup> étage (B).....	11
4.4.1. Equipements principaux de l'unité de Boosting 3/4 <sup>ème</sup> étage (B).....	11
4.4.2. Schéma simplifié de l'unité 3/4 <sup>ème</sup> étage (B).....	11
4.5. Parc de stockage.....	12
4.6. Pomperie d'expédition de brut stabilisé vers HEH.....	12
4.7. Unité de traitement des eaux huileuses API.....	12
4.8. Réseau de torche.....	13

## **CHAPITRE III**

### **Sécurité du service TRT-CINA**

1. Sécurité générale.....	14
1.1. Service de prévention.....	14
1.2. Service d'intervention.....	14
2. Sécurité contre incendie.....	14
2.1. Moyens utilisés dans les bâtiments et les sous-stations électriques.....	14
2.2. Moyens utilisés dans les unités de production.....	15
2.3. Moyens utilisés dans l'unité de stockage et expédition.....	15
2.4. Moyens utilisés dans les postes de chargement.....	15
2.5. Distributeurs de mousse.....	15
2.6. Alarmes incendie.....	15
3. Opérations à effectuer en cas d'incendie.....	16
3.1. Opérations communes.....	16
3.2. Incendie sur le manifold et l'unité de production.....	16
3.3. Incendie sur le bac de stockage.....	16
3.4. Incendie à la pomperie d'expédition.....	16
4. Instructions d'urgence.....	17
4.1. En cas d'incident sur un séparateur (unité UP1).....	17
4.2. En cas de chute de pression à l'unité 3/4 <sup>ème</sup> étage.....	17
4.3. Mise en sécurité de l'unité USS1.....	17

## **CHAPITRE IV**

### **Généralités sur le pétrole**

1. Introduction.....	18
2. Composition des pétroles bruts.....	18
2.1. Constituants purs.....	18
2.1.1. Hydrocarbures.....	18
2.1.2. Composés autres que les hydrocarbures.....	19
2.2. Composés chimiques mal-définis.....	20
2.2.1. Asphaltènes.....	20
2.2.2. Résines.....	20
3. Propriétés physico-chimiques des pétroles bruts.....	20
3.1. Densité.....	20
3.2. Point d'écoulement.....	21
3.3. Viscosité.....	22
3.4. Tension de vapeur et point d'éclair.....	22
3.5. Teneur en soufre.....	23
3.6. Teneur en azote.....	23
3.7. Teneur en eau.....	24
3.8. Teneur en sels.....	24
3.9. Teneur en sédiments.....	24

## **CHAPITRE V**

### **Partie théorique**

1. Théorie sur les sels.....	26
1.1. Caractéristiques des sels.....	26
1.2. Inconvénients des sels.....	26
2. Théorie sur les émulsions.....	27
2.1. Généralités.....	27
2.2. Formation d'une émulsion.....	27
2.3. Stabilité d'une émulsion.....	28
2.4. Rupture des émulsions.....	28
2.4.1. Principe.....	28
2.4.2. Action des agents chimiques.....	28
2.4.3. Action de la chaleur.....	28
2.4.4. Action électrique.....	29
3. Théorie sur les désémulsifiants.....	29
3.1. Généralités.....	29
3.2. Types de désémulsifiants.....	30
3.2.1. Produits ioniques.....	30
3.2.2. Produits non ioniques.....	31
3.3. Utilisation.....	31
4. Théorie sur le dessalage électrostatique.....	31
4.1. Mécanisme de dessalage.....	31
4.1.1. Diffusion des sels.....	31
4.1.2. Coalescence.....	32
4.1.3. Décantation.....	32
4.2. Paramètres de réglage d'un dessaleur électrostatique.....	32
4.2.1. Niveau d'interface eau-brut.....	33
4.2.2. Température de dessalage.....	33
4.2.3. Taux d'eau de lavage.....	33
4.2.4. Point d'injection de l'eau de lavage.....	34
4.2.5. Nature de l'eau de lavage.....	34
4.2.6. Perte de charge dans la vanne de mélange.....	34
4.2.7. Nature et taux de désémulsifiant.....	34
4.3. Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique.....	35
4.4. Description générale d'un dessaleur électrostatique.....	36
4.4.1. Diffuseur d'entrée.....	36
4.4.2. Distributeur.....	36
4.4.3. Electrodes.....	36
4.4.4. Casseur de Vortex.....	37
4.4.5. Collecteur multiorifices.....	37
4.4.6. Accessoires.....	37

## **CHAPITRE VI**

### **Partie pratique**

1. Problématique.....	39
2. Données.....	39
3. Comparaison entre le design et l'actuel.....	40
4. Influence de la température sur l'efficacité du dessaleur.....	40
5. Influence du taux d'eau de lavage sur l'efficacité du dessaleur .....	41
6. Calcul du dessaleur.....	42
6.1. Détermination de la teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur.....	42
6.2. Bilan matière.....	43
6.3. Calcul de la vitesse de décantation.....	45
6.4. Détermination de la nature du régime d'écoulement.....	49
6.5. Calcul des dimensions du dessaleur.....	49
6.6. Calcul des caractéristiques électriques du dessaleur.....	52
6.7. Calcul du temps de séjour et temps de décantation.....	55
6.8. Calcul du distributeur.....	56
6.9. Calcul des efficacités du dessaleur et de dessalage.....	58
6.10. Synthèse des résultats obtenus.....	59
6.11. Commentaires.....	60
7. Choix des paramètres convenables au dessalage.....	60
8. Conclusion et recommandations.....	61
Conclusion générale.....	62

ABREVIATIONS

NOMENCLATURE

LISTES DES TABLEAUX ET FIGURES

BIBLIOGRAPHIE

# **LISTES DES TABLEAUX ET FIGURES**

Tableau	Titre	Page
II.1	Normes contractuelles de commercialisation du brut	6
II.2	Capacité de séparation de l'unité de séparation	8
IV.1	Densité de quelques pétroles bruts	21
IV.2	Points d'écoulement de quelques bruts	22
IV.3	Viscosité de quelques pétroles bruts à 20°C	22
IV.4	Tension de vapeur Reid et point d'éclair de quelques bruts	23
IV.5	Teneur en soufre de quelques pétroles bruts	23
IV.6	Teneur en azote de quelques bruts	23
IV.7	Teneur en eau de quelques bruts	24
IV.8	Teneur en sels de quelques bruts	24
IV.9	Teneur en eau et sédiments de quelques bruts	25
V.1	Variation de la température de dessalage en fonction du brut, à critère de décantation constant	33
V.2	Conditions moyennes de dessalage	34
VI.1	Données de dessalage	39
VI.2	Comparaison entre le design et l'actuel	40
VI.3	Comparaison entre le cas été et le cas hivers	40
VI.4	Variation de la salinité du brut dessalé et de l'efficacité du dessaleur en fonction du taux d'eau de lavage	41
VI.5	Diamètre de la goutte d'eau en fonction du taux d'eau de lavage	45
VI.6	Nature du régime d'écoulement	49
VI.7	Comparaison entre les dimensions calculées et réelles	52
VI.8	Coefficient de proportionnalité A en fonction du taux d'eau de lavage	53
VI.9	Résultats obtenus	59
VI.10	Résultats obtenus après changement de paramètres	60

Figure	Titre	Page
II.1	Schéma de l'unité de séparation	7
II.2	Schéma de l'unité de stripping et stabilisation	9
II.3	Schéma de l'unité de Boosting 3/4 <sup>ème</sup> étage (A)	10
II.4	Schéma de l'unité de Boosting 3/4 <sup>ème</sup> étage (B)	11
V.1	Emulsion eau/brut	27
V.2	Vue éclatée d'un dessaleur électrostatique	36
VI.1	$S_s \text{ (mg/l)} = f(X\%)$	42
VI.2	$E(\%) = f(X\%)$	42
VI.3	$D_e \text{ (10}^{-5} \text{ m)} = f(X\%)$	46
VI.4	Variation de la viscosité cinématique du brut en fonction de la température	47
VI.5	$K = f(\alpha^\circ)$	50
VI.6	$A = f(X\%)$	54



# **ABREVIATIONS**

- **API** : Algerian Petroleum Institute.
- **BP** : Basse Pression.
- **BSW** : Basic Sediment and Water.
- **CINA** : Complexe Industriel Naili Abdelhalim..
- **CIS** : Complexe Industriel Sud.
- **DGF** : Dissolved Gas Flottation.
- **DP** : Division Production.
- **HEH** : Haoud El Hamra.
- **HMD** : Hassi-Messaoud.
- **HP** : Haute Pression.
- **IGF** : Induced Gas Flottation.
- **LDBP** : Ligne Directe Basse Pression.
- **LDHP** : Ligne Directe Haute Pression.
- **LDMP** : Ligne Directe Moyenne Pression.
- **MES** : Matières En Suspension.
- **MP** : Moyenne Pression.
- **RHM** : Raffinerie Hassi-Messaoud.
- **TRT** : Traitement.
- **TVR** : Tension de Vapeur Reid.
- **UP** : Unité de Production.
- **USS** : Unité de Stripping et Stabilisation.
- **Z-CINA** : nouvelle Zone Complexe Industriel Naili Abdelhalim.

# **NOMENCLATURE**

Symbole	Désignation	Unité
A	Coefficient de proportionnalité	/
$\alpha$	Coefficient caractérisant la variation de la masse volumique en fonction de la température	/
$\beta$	Facteur relatif au diamètre du dessaleur	/
D	Diamètre du dessaleur	mm
$D_e$	Diamètre de la goutte d'eau	m
$D_f$	Diamètre extérieur d'un trou	m
d	Distance entre la section supérieure et la section inférieure d'un trou	m
$d_f$	Diamètre intérieur d'un trou	m
E	Champ électrique entre les deux électrodes	Volts/cm
E'	Champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure	Volts/cm
E%	Efficacité du dessaleur	%
E'%	Efficacité de dessalage	%
$E_c$	Champ critique	Volts/cm
$\epsilon$	Coefficient diélectrique	/
F	Facteur relatif au brut	/
f	Surface de passage d'un trou	m <sup>2</sup>
g	Accélération de la pesanteur	m/s <sup>2</sup>
K	Constante	/
L	Longueur du dessaleur	mm
L'	Distance entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau	cm
$L_{si}$	Distance entre deux électrodes	cm
$\mu_b$	Viscosité dynamique du brut	Pa.s
$n_r$	Nombre de rampes de distribution	/
$n_t$	Nombre de trous	/
Q	Quantité totale	m <sup>3</sup> /h
$Q_b$	Quantité du brut à dessaler	m <sup>3</sup> /h
$Q_d$	Quantité du brut dessalé	m <sup>3</sup> /h
$Q_w$	Quantité d'eau de lavage	m <sup>3</sup> /h
$Q'_w$	Quantité d'eau de purge	m <sup>3</sup> /h
$Q_{wb}$	Quantité d'eau dans le brut à dessaler	m <sup>3</sup> /h
$Q_{wd}$	Quantité d'eau dans le brut dessalé	m <sup>3</sup> /h
R	Coefficient de la formule de GOSS	/
Re	Nombre de Reynolds	/
$R_{L/D}$	Rapport de la longueur sur le diamètre du dessaleur	/
r	Rayon de la goutte d'eau	/
$\rho_b$	Masse volumique du brut	Kg/m <sup>3</sup>
$\rho_e$	Masse volumique de l'eau	Kg/m <sup>3</sup>
$S_e$	Salinité du brut à l'entrée du dessaleur	mg/l
$S_o$	Salinité théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur	mg/l
$S_s$	Salinité du brut à la sortie du dessaleur	mg/l

$S_w$	Salinité de l'eau injectée	mg/l
$T_d$	Temps de décantation	min
$T_s$	Temps de séjour	min
$U$	Tension du courant	volts
$V$	Volume de capacité	$m^3$
$V_1$	Volume de la partie cylindrique du dessaleur	$m^3$
$V_2$	Volume des deux hémisphères du dessaleur	$m^3$
$V_d$	Vitesse de décantation	m/s
$W$	Vitesse d'écoulement	m/s
$X$	Taux d'eau de lavage	%
$Y$	Teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur	%
$Z$	Teneur en eau du brut à la sortie du dessaleur	%
$\vartheta_b$	Viscosité cinématique du brut	$m^2/s$
$\delta$	Tension superficielle entre l'eau et le brut	$g/cm^2$

## **INTRODUCTION :**

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

Les valeurs les plus courantes sont de 40 à 60 mg/l pour la teneur en sels, et de l'ordre de 1% pour l'eau.

A la sortie des puits, la teneur en sels peut être notablement plus élevée, les valeurs les plus fortes correspondant à des productions importantes d'eau de gisement salée. La séparation de la plus grande partie possible d'eau, dont le transport est inutile, voir nocif, conduit à des teneurs plus faibles qui peuvent cependant être supérieures à la limite de 40 ou 60 mg/l, imposée au producteur par le raffineur. Un traitement supplémentaire est donc nécessaire afin d'atteindre cette valeur. [2]

Dans l'unité de traitement nord de Hassi-Messaoud CINA est installée toute une unité de dessalage pour l'élimination de ces sels. C'est une unité utilisant des dessaleurs électrostatiques qui, sous l'influence d'un voltage important, permettent de briser l'émulsion eau/brut et de libérer la molécule d'eau de celle de l'huile, ensuite ces gouttelettes d'eau se rassemblent en donnant de grosses gouttelettes qui, par gravité, décantent au fond du dessaleur.

Dans ce travail, on effectue un calcul de vérification du dessaleur électrostatique FA2609A, et on propose des recommandations nécessaires à l'amélioration de l'efficacité de ce dernier.

Ce travail est réparti en plusieurs chapitres :

- Chapitre I : présentation de la direction d'exploitation DP-HMD.
- Chapitre II : présentation du service TRT-CINA.
- Chapitre III : sécurité du service TRT-CINA.
- Chapitre IV : Généralités sur le pétrole.
- Chapitre V : Partie théorique.
- Chapitre VI : Partie pratique.

Et on clôture par une conclusion et une recommandation.

## **INTRODUCTION :**

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

Les valeurs les plus courantes sont de 40 à 60 mg/l pour la teneur en sels, et de l'ordre de 1% pour l'eau.

A la sortie des puits, la teneur en sels peut être notablement plus élevée, les valeurs les plus fortes correspondant à des productions importantes d'eau de gisement salée. La séparation de la plus grande partie possible d'eau, dont le transport est inutile, voir nocif, conduit à des teneurs plus faibles qui peuvent cependant être supérieures à la limite de 40 ou 60 mg/l, imposée au producteur par le raffineur. Un traitement supplémentaire est donc nécessaire afin d'atteindre cette valeur. [2]

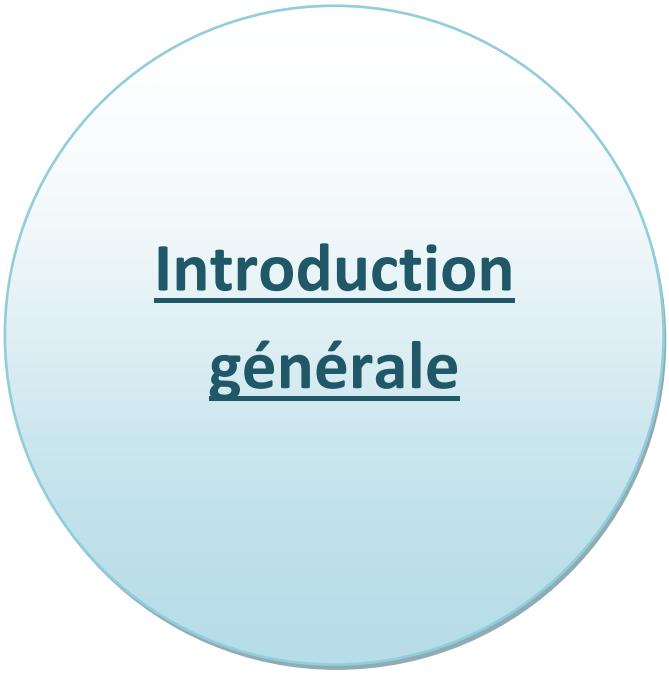
Dans l'unité de traitement nord de Hassi-Messaoud CINA est installée toute une unité de dessalage pour l'élimination de ces sels. C'est une unité utilisant des dessaleurs électrostatiques qui, sous l'influence d'un voltage important, permettent de briser l'émulsion eau/brut et de libérer la molécule d'eau de celle de l'huile, ensuite ces gouttelettes d'eau se rassemblent en donnant de grosses gouttelettes qui, par gravité, décantent au fond du dessaleur.

Dans ce travail, on effectue un calcul de vérification du dessaleur électrostatique FA2609A, et on propose des recommandations nécessaires à l'amélioration de l'efficacité de ce dernier.

Ce travail est réparti en plusieurs chapitres :

- Chapitre I : présentation de la direction d'exploitation DP-HMD.
- Chapitre II : présentation du service TRT-CINA.
- Chapitre III : sécurité du service TRT-CINA.
- Chapitre IV : Généralités sur le pétrole.
- Chapitre V : Partie théorique.
- Chapitre VI : Partie pratique.

Et on clôture par une conclusion et une recommandation.



**Introduction**  
**générale**

## **1. Introduction :**

Le groupe SONATRACH, dont la mission est la transformation et la commercialisation des hydrocarbures, a été créé en 1963. Sa tâche a été ensuite modifiée pour devenir recherche, transformation, production, transport, et commercialisation des hydrocarbures. Après la nationalisation, son champ d'action est devenu plus large, car elle a pris en charge toutes les activités citées au dessus.

SONATRACH était, dès 1964, la première au monde à produire du gaz naturel liquéfié et reste, depuis, à la pointe du secteur, une entreprise dynamique. Elle est un véritable moteur de l'économie algérienne, car elle est considérée comme une source vitale de revenus fiscaux, d'exportation et de création d'emploi et de formation.

## **2. Historique :**

- **15 janvier 1956** : réalisation du premier forage pétrolier (MD1) sur le champ de Hassi-Messaoud.
- **16 mai 1957** : forage d'un deuxième puits à 7 Km de MD1 sur la partie nord du champ.
- **De 1957 à 1958** : forage de vingt puits et réalisation d'unités de séparation.
- **Mai 1959** : mise en exploitation du premier oléoduc 24" reliant le centre principal de stockage de Hassi-Messaoud (HEH) au port pétrolier de Bejaïa.
- **De 1959 à 1964** : mise en exploitation de 153 puits. Parallèlement, sept puits injecteurs de gaz ont été équipés afin de permettre le démarrage de la première phase de récupération secondaire à travers la mise en service des deux premières stations de réinjection de gaz haute pression (UC1 et SC1).
- **De 1964 à 1968** : le développement du champ a ralenti.
- **De 1972 à 1977** : - Réalisation de cinq stations de réinjection de gaz.
  - Réalisation de six centres satellites pour la séparation et la compression du gaz sur champ.
  - Réalisation de deux unités de récupération de GPL.
  - Réalisation de onze turbopompes d'injection d'eau.
- **De 1978 à 1984** : - Développement des forages continus.
  - Réalisation d'une unité de fractionnement des condensats (UFC).
  - Réalisation de la nouvelle raffinerie.
- **De 1984 à 1987** : - Réalisation et mise en exploitation de deux nouvelles stations de réinjection de gaz (SC5 et SC6).
  - Réalisation d'une station de compression R4/R5.
- **De 1987 à 1993** : - Réalisation de deux stations de réinjection de gaz haute pression (SC7 et SC8).
  - Réalisation d'une unité satellite pour la séparation et la compression du gaz sur champ (W1C).
  - Réalisation d'une unité de récupération des gaz torchés (LDBP2).

### **3. Gisement :**

Mis en évidence en 1956, le gisement de Hassi-Messaoud fait partie des plus grands champs pétroliers du monde. A l'origine, le gisement était partagé en deux concessions distinctes :

- Hassi-Messaoud nord.
- Hassi-Messaoud sud.

Le champ est réparti dans le sens est-ouest en deux parties sensiblement égales.

Les grès de Hassi-Messaoud constituent un réservoir très hétérogène dont la porosité varie entre 5 et 10% et la perméabilité très variable, le plus souvent faible.

Les caractéristiques initiales du gisement étaient les suivantes :

- Pression de gisement initiale : 420 Kg/cm<sup>2</sup> à -3200m.
- Pression de bulle variant entre 145 et 200 Kg/cm<sup>2</sup>.

L'évolution des pressions de puits en fonction de la production a permis d'identifier dans le gisement des zones productrices, relativement indépendantes.

Actuellement, le gisement est subdivisé en 25 zones de production à l'intérieur desquelles le réservoir présente une certaine continuité. Cette subdivision est liée à la présence de failles qui compartimentent et cloisonnent le réservoir en zones bien distinctes.

La température de fond est de 115°C.

### **4. La direction d'exploitation :**

La mission principale de cette direction est d'exploiter le brut de son lieu de production (puits) jusqu'aux stations de traitement et de stockage. Il faudra signaler en premier lieu, que le brut à l'état naturel, n'est pas directement exploitable mais il doit subir certaines transformations. Une fois que cette phase est achevée, il sera acheminé vers HEH pour un éventuel dispatching vers les régions du nord (Arzew, Alger, Skikda).

#### **4.1. Direction d'exploitation CINA :**

Centrée autour de deux départements principaux :

- Département traitement.
- Département injection.

##### **4.1.1. Département traitement :**

Il comprend deux services :

###### **a. Service traitement :**

Dans ce service on effectue la séparation gaz/brut/eau, le dessalage du brut et sa stabilisation, Boosting, pomperie et expédition.



b. Service GPL :

L'unité GPL a pour mission de traiter les gaz associés.

Le principe de production du GPL est simple :

- Prétraitement (déshydratation).
- Liquéfaction (compression, refroidissement, détente).
- Fractionnement (distillation).

**4.1.2. Département injection :**

Ce département comprend deux services :

a. Service satellite :

Les unités satellites représentent l'ensemble des puits isolés et éloignés des centres industriels. Les puits produisent le brut qui sera acheminé vers ces unités de séparation primaire.

Les centres industriels CIS et CINA reçoivent du brut des unités satellites, des manifolds, ou directement des puits producteurs.

b. Service compression :

Ces unités permettent de comprimer le gaz à haute pression afin de le réinjecter dans les puits.

La compression se fait par étages :

- Premier étage basse pression 28-50 bars.
- Deuxième étage moyenne pression 50-110 bars.
- Troisième étage haute pression 110-420 bars. [4]

Les unités de compression sont quatre :

- Unité de réinjection UC2 :

L'UC2 est une unité de compression prototype peu répandue dans le monde. Elle est composée de trois compresseurs centrifuges en série.

L'unité est alimentée par le retour absorption à 14 bars qu'elle comprime jusqu'à une pression de réinjection de 420 bars.

- Unité de réinjection UC3 :

L'UC3 a été réalisée en 1976 par NOUVO-PIGNON pour comprimer le gaz provenant de Gassi-Touil et des R5 d'une pression de 28 à 420 bars.

Cette unité comprend deux groupes :

- Le premier groupe est constitué d'un compresseur centrifuge basse pression à deux étages avec six roues, entraîné par une turbine à gaz. Les pressions d'aspiration et de refoulement sont respectivement 28 bars et 112 bars.

- Le deuxième groupe est composé de deux compresseurs en série, moyenne et haute pression, avec quatre roues et entraînés en même temps par une seule turbine à gaz. Les pressions d'aspiration et de refoulement sont respectivement 110 bars et 230 bars pour le compresseur à moyenne pression, et 228 bars et 420 bars pour celui à haute pression.

- Unité Boosting R3 :

Elle a été réalisée en 1974 pour comprimer le gaz provenant des séparateurs sur champ d'une pression de 3,8 bars à 16 bars afin d'alimenter les unités d'absorption, UC2 et GPL.

Cette unité est constituée d'un compresseur centrifuge de marque CLARCK, à six roues, entraîné par un générateur à gaz.

- Unité Boosting R4/R5 :

Les premières unités de Boosting R4A/B/C et R5A/B ont été réalisées en 1986. Les nouvelles unités de l'extension R4D/E/F et R5C/D/E ont été mises en exploitation en 1979, et celles du doublement R4G/H/I et R5F/G/H en 1998. Le but de ces unités est de comprimer le gaz provenant des séparateurs sur champs, des séparateurs MP/HP (UP1), et celui du 3/4<sup>ème</sup> étage afin d'alimenter les unités de traitement (USS1 et GPL) et les unités de réinjection (UC2, UC3, CIS).

Il existe au total 17 unités dont 09 R4 et 08 R5. Chaque ligne de compression est composée d'un compresseur centrifuge à cinq roues entraîné par un moteur électrique. [3]

#### **4.2. Direction d'exploitation CIS :**

On remarque que le CIS a la même organisation que CINA auquel on a ajouté les services raffinerie et contrôle ; tous les autres départements accomplissent les mêmes tâches que ceux du CINA.

a. Service raffinerie :

A partir des années 70, l'ancienne raffinerie (RHM1 : 250 000 T/an) n'avait plus satisfait la demande en carburants de la région sud, pour cela il a été conçue la nouvelle raffinerie (RHM2 : 1 070 000 T/an), sa capacité de production est :

- Reformat : 100 000 T/an.
- Gasoil : 412 000 T/an.
- Gazoline : 405 000 T/an.

b. Service contrôle :

Son rôle principal est de faire l'analyse des produits finis pour répondre aux besoins et aux normes spécifiques de commercialisation.

Parmi les tests effectués on peut citer : dosage du sel, test de corrosion, test de séparation de l'eau et du kérosène, la viscosité, etc. [4]

# **CHAPITRE I**

*Présentation de la  
direction d'exploitation  
DP-HMD*

## **1. Introduction :**

Le groupe SONATRACH, dont la mission est la transformation et la commercialisation des hydrocarbures, a été créé en 1963. Sa tâche a été ensuite modifiée pour devenir recherche, transformation, production, transport, et commercialisation des hydrocarbures. Après la nationalisation, son champ d'action est devenu plus large, car elle a pris en charge toutes les activités citées au dessus.

SONATRACH était, dès 1964, la première au monde à produire du gaz naturel liquéfié et reste, depuis, à la pointe du secteur, une entreprise dynamique. Elle est un véritable moteur de l'économie algérienne, car elle est considérée comme une source vitale de revenus fiscaux, d'exportation et de création d'emploi et de formation.

## **2. Historique :**

- **15 janvier 1956** : réalisation du premier forage pétrolier (MD1) sur le champ de Hassi-Messaoud.
- **16 mai 1957** : forage d'un deuxième puits à 7 Km de MD1 sur la partie nord du champ.
- **De 1957 à 1958** : forage de vingt puits et réalisation d'unités de séparation.
- **Mai 1959** : mise en exploitation du premier oléoduc 24" reliant le centre principal de stockage de Hassi-Messaoud (HEH) au port pétrolier de Bejaïa.
- **De 1959 à 1964** : mise en exploitation de 153 puits. Parallèlement, sept puits injecteurs de gaz ont été équipés afin de permettre le démarrage de la première phase de récupération secondaire à travers la mise en service des deux premières stations de réinjection de gaz haute pression (UC1 et SC1).
- **De 1964 à 1968** : le développement du champ a ralenti.
- **De 1972 à 1977** : - Réalisation de cinq stations de réinjection de gaz.
  - Réalisation de six centres satellites pour la séparation et la compression du gaz sur champ.
  - Réalisation de deux unités de récupération de GPL.
  - Réalisation de onze turbopompes d'injection d'eau.
- **De 1978 à 1984** : - Développement des forages continus.
  - Réalisation d'une unité de fractionnement des condensats (UFC).
  - Réalisation de la nouvelle raffinerie.
- **De 1984 à 1987** : - Réalisation et mise en exploitation de deux nouvelles stations de réinjection de gaz (SC5 et SC6).
  - Réalisation d'une station de compression R4/R5.
- **De 1987 à 1993** : - Réalisation de deux stations de réinjection de gaz haute pression (SC7 et SC8).
  - Réalisation d'une unité satellite pour la séparation et la compression du gaz sur champ (W1C).
  - Réalisation d'une unité de récupération des gaz torchés (LDBP2).

### **3. Gisement :**

Mis en évidence en 1956, le gisement de Hassi-Messaoud fait partie des plus grands champs pétroliers du monde. A l'origine, le gisement était partagé en deux concessions distinctes :

- Hassi-Messaoud nord.
- Hassi-Messaoud sud.

Le champ est réparti dans le sens est-ouest en deux parties sensiblement égales.

Les grès de Hassi-Messaoud constituent un réservoir très hétérogène dont la porosité varie entre 5 et 10% et la perméabilité très variable, le plus souvent faible.

Les caractéristiques initiales du gisement étaient les suivantes :

- Pression de gisement initiale : 420 Kg/cm<sup>2</sup> à -3200m.
- Pression de bulle variant entre 145 et 200 Kg/cm<sup>2</sup>.

L'évolution des pressions de puits en fonction de la production a permis d'identifier dans le gisement des zones productrices, relativement indépendantes.

Actuellement, le gisement est subdivisé en 25 zones de production à l'intérieur desquelles le réservoir présente une certaine continuité. Cette subdivision est liée à la présence de failles qui compartimentent et cloisonnent le réservoir en zones bien distinctes.

La température de fond est de 115°C.

### **4. La direction d'exploitation :**

La mission principale de cette direction est d'exploiter le brut de son lieu de production (puits) jusqu'aux stations de traitement et de stockage. Il faudra signaler en premier lieu, que le brut à l'état naturel, n'est pas directement exploitable mais il doit subir certaines transformations. Une fois que cette phase est achevée, il sera acheminé vers HEH pour un éventuel dispatching vers les régions du nord (Arzew, Alger, Skikda).

#### **4.1. Direction d'exploitation CINA :**

Centrée autour de deux départements principaux :

- Département traitement.
- Département injection.

##### **4.1.1. Département traitement :**

Il comprend deux services :

###### **a. Service traitement :**

Dans ce service on effectue la séparation gaz/brut/eau, le dessalage du brut et sa stabilisation, Boosting, pomperie et expédition.

b. Service GPL :

L'unité GPL a pour mission de traiter les gaz associés.

Le principe de production du GPL est simple :

- Prétraitement (déshydratation).
- Liquéfaction (compression, refroidissement, détente).
- Fractionnement (distillation).

**4.1.2. Département injection :**

Ce département comprend deux services :

a. Service satellite :

Les unités satellites représentent l'ensemble des puits isolés et éloignés des centres industriels. Les puits produisent le brut qui sera acheminé vers ces unités de séparation primaire.

Les centres industriels CIS et CINA reçoivent du brut des unités satellites, des manifolds, ou directement des puits producteurs.

b. Service compression :

Ces unités permettent de comprimer le gaz à haute pression afin de le réinjecter dans les puits.

La compression se fait par étages :

- Premier étage basse pression 28-50 bars.
- Deuxième étage moyenne pression 50-110 bars.
- Troisième étage haute pression 110-420 bars. **[4]**

Les unités de compression sont quatre :

- Unité de réinjection UC2 :

L'UC2 est une unité de compression prototype peu répandue dans le monde. Elle est composée de trois compresseurs centrifuges en série.

L'unité est alimentée par le retour absorption à 14 bars qu'elle comprime jusqu'à une pression de réinjection de 420 bars.

- Unité de réinjection UC3 :

L'UC3 a été réalisée en 1976 par NOUVO-PIGNON pour comprimer le gaz provenant de Gassi-Touil et des R5 d'une pression de 28 à 420 bars.

Cette unité comprend deux groupes :

- Le premier groupe est constitué d'un compresseur centrifuge basse pression à deux étages avec six roues, entraîné par une turbine à gaz. Les pressions d'aspiration et de refoulement sont respectivement 28 bars et 112 bars.

- Le deuxième groupe est composé de deux compresseurs en série, moyenne et haute pression, avec quatre roues et entraînés en même temps par une seule turbine à gaz. Les pressions d'aspiration et de refoulement sont respectivement 110 bars et 230 bars pour le compresseur à moyenne pression, et 228 bars et 420 bars pour celui à haute pression.

- Unité Boosting R3 :

Elle a été réalisée en 1974 pour comprimer le gaz provenant des séparateurs sur champ d'une pression de 3,8 bars à 16 bars afin d'alimenter les unités d'absorption, UC2 et GPL.

Cette unité est constituée d'un compresseur centrifuge de marque CLARCK, à six roues, entraîné par un générateur à gaz.

- Unité Boosting R4/R5 :

Les premières unités de Boosting R4A/B/C et R5A/B ont été réalisées en 1986. Les nouvelles unités de l'extension R4D/E/F et R5C/D/E ont été mises en exploitation en 1979, et celles du doublement R4G/H/I et R5F/G/H en 1998. Le but de ces unités est de comprimer le gaz provenant des séparateurs sur champs, des séparateurs MP/HP (UP1), et celui du 3/4<sup>ème</sup> étage afin d'alimenter les unités de traitement (USS1 et GPL) et les unités de réinjection (UC2, UC3, CIS).

Il existe au total 17 unités dont 09 R4 et 08 R5. Chaque ligne de compression est composée d'un compresseur centrifuge à cinq roues entraîné par un moteur électrique. [3]

#### **4.2. Direction d'exploitation CIS :**

On remarque que le CIS a la même organisation que CINA auquel on a ajouté les services raffinerie et contrôle ; tous les autres départements accomplissent les mêmes tâches que ceux du CINA.

a. Service raffinerie :

A partir des années 70, l'ancienne raffinerie (RHM1 : 250 000 T/an) n'avait plus satisfait la demande en carburants de la région sud, pour cela il a été conçue la nouvelle raffinerie (RHM2 : 1 070 000 T/an), sa capacité de production est :

- Reformat : 100 000 T/an.
- Gasoil : 412 000 T/an.
- Gazoline : 405 000 T/an.

b. Service contrôle :

Son rôle principal est de faire l'analyse des produits finis pour répondre aux besoins et aux normes spécifiques de commercialisation.

Parmi les tests effectués on peut citer : dosage du sel, test de corrosion, test de séparation de l'eau et du kérosène, la viscosité, etc. [4]

## **CHAPITRE II**

*Présentation du service  
TRT-CINA*



## 1. Introduction :

Le service traitement CINA a été créé entre 1957 et 1959, et traite la totalité des affluents liquides en provenance des satellites (OMP53, OMN77), des puits et des séparateurs sur champs.

Il comprend :

- Un manifold de production.
- Une unité de séparation du brut à étages successifs.
- Une unité de stabilisation du brut.
- Un parc de stockage de brut stabilisé.
- Une pompe d'expédition de brut stabilisé vers HEH.
- Un réseau de torche.

## 2. Objectif du traitement de brut :

La mission principale du service traitement CINA est de produire une huile stabilisée possédant des spécifications conformes aux normes contractuelles de commercialisation, à savoir :

<u>Grandeur</u>	<u>Valeur</u>
Densité	0,7949 – 0,8082
TVR (bars)	< 0,800
Salinité (mg/l)	< 60
BSW (%)	< 0,5

**Tableau II.1 : Normes contractuelles de commercialisation du brut**

## 3. Historique :

- **1960** : Mise en service de la pomperie d'expédition du brut vers HEH (ligne 20") d'une capacité globale de 22 000 T/J (avant cette date, l'expédition était assurée par citérnage vers Touggourt).
- **1963** : Réalisation d'une unité de stabilisation du brut de 15 600 m<sup>3</sup>/J.
- **1970** : Réalisation d'un bac de stockage M1E de 16 000 m<sup>3</sup> à toit fixe dans le cadre du projet PAAL.
- **1970** : Réalisation d'une deuxième pomperie de brut de 36 000 T/J.
- **1982** : - Réalisation d'une unité d'optimisation USS1 d'une capacité de 36 000 T/J par le constructeur LUMUS.  
- Réalisation d'une unité de compression des gaz (Boosting) 3/4<sup>ème</sup> étage (A) d'une capacité de 750 000 Sm<sup>3</sup>/J, par le constructeur JSW.
- **1987** : Réalisation de deux bacs de stockage de brut à toit fixe M1F/G d'une capacité de 16 000 m<sup>3</sup> chacun.
- **2000** : Réalisation d'une deuxième unité de compression des gaz (Boosting) 3/4<sup>ème</sup> étage (B) d'une capacité de 850 000 Sm<sup>3</sup>/J.
- **2001** : Mise en service d'une unité de traitement des eaux huileuses (API).
- **2003** : Réalisation de quatre bacs de stockage de brut à toit flottant M1A/B/C/D de 8000 m<sup>3</sup> chacun à la place des anciens à toit fixe.
- **2005** : Raccordement de la ligne 24"/20" d'huile (CIS/CINA) vers HEH.
- **2008** : Réalisation d'un nouveau réseau de torche.
- **2012** : Réalisation d'une nouvelle rampe de chargement de brut.

- **2013** : - Réalisation d'une ligne 18" brut LDHP Z-CINA vers collecteur 16" LDHP/UP1.  
- Réalisation d'une ligne 6" pour l'acheminement des eaux de purge Z-CINA vers l'unité de traitement des eaux API-CINA.

#### 4. Unités du service traitement CINA :

##### 4.1. Unité de séparation UP1 :

L'unité est conçue pour séparer les effluents issus des puits. Cette séparation est basée essentiellement sur la différence de densité des phases.

Ce traitement est réalisé dans des batteries de séparateurs, réparties en quatre étages de séparation.

Trois sortes d'arrivées de puits débouchent au CINA, et sont récupérées comme suit :

- Ligne directe haute pression (LDHP) regroupant tous les puits ayant leur premier étage de séparation au centre à une pression de 15 bars. Cet étage de séparation est constitué de quatre séparateurs (1G, 1D, 1H, 1A).
- Ligne directe moyenne pression (LDMP) regroupant tous les puits ayant une pression assez basse pour supporter un premier étage de séparation, ils sont donc traités au deuxième étage à une pression de 5 bars.
- Séparation sur champs, regroupant tous les puits ayant subi un premier étage de séparation dans les séparateurs sur champs qui rejoignent les séparateurs du deuxième étage qui sont au nombre de sept (2C, 2D, 2H, 2K, 2J, 2B, 2A).

Le soutirage des sept séparateurs du deuxième étage alimente l'unité de stabilisation USS1. En cas d'arrêt de cette unité, l'huile suivra son chemin de traitement vers le troisième étage de séparation qui est constitué de deux séparateurs biphasiques (G4A/B).

Avant d'être stockée, l'huile transitera par les séparateurs surélevés du quatrième étage pour être complètement dégazée. La position surélevée de ces séparateurs permettra de desservir par gravité les bacs de stockage de brut stabilisé. Cet étage est constitué de cinq séparateurs (G3A/B/D/E/H) à une basse pression 0,250 bars.

Le gaz des séparateurs HP ayant un poids moléculaire faible alimente directement les unités de réinjection UC2/R5, et les gaz des séparateurs MP sont repris par les boosters R3/R5.

##### 4.1.1. Schéma simplifié de l'UP1 :

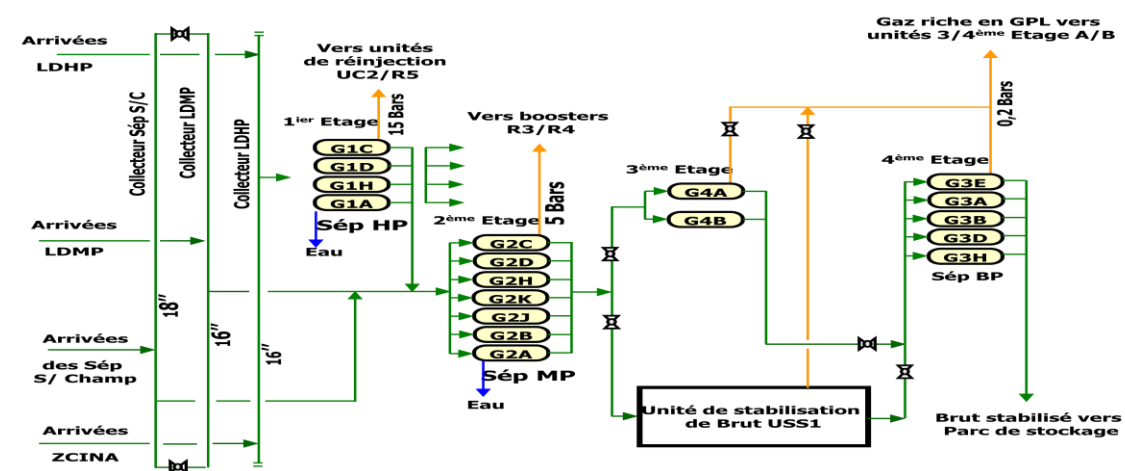


Figure II.1 : schéma de l'unité de séparation

**4.1.2. Capacité de séparation de l'UP1:**

Etage de séparation	Nombre séparateur	Pression bars	Brut sortie unité m <sup>3</sup> /J		Gaz sortie unité Sm <sup>3</sup> /J	
			Capacité	Débit	Capacité	Débit
			Design	Actuel	Design	Actuel
Séparation 1 <sup>er</sup> Etage (HP)	04	15	18 816	1000	3 375 000	1 700 000
Séparation 2 <sup>ème</sup> Etage (MP)	07	05	45 120	30 000	2 375 000	3 900 000
Séparation 3 <sup>ème</sup> Etage (BP)	05	0,200	35 088	30 000	1 100 000	200 000

**Tableau II.2 : Capacité de séparation de l'unité de séparation****4.2. Unité de stripping et stabilisation USS1 :**

Cette unité joue deux rôles essentiels qui sont : la stabilisation du brut et la récupération du maximum de C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub>, C<sub>5+</sub> contenus dans le gaz des champs et des compresseurs R4.

Le brut venant des séparateurs deuxième étage alimente la colonne de stripping DA01 et s'écoule vers la partie centrale de la colonne (sous forme de bouteille). A la sortie de celle-ci, une partie du brut stabilisé passe par les dessaleurs FA09A/B puis se préchauffe dans les échangeurs EA01 et EA02 puis dans le four de stripping BA01 avant d'être réintroduite dans la partie périphérique de la colonne DA01. L'autre partie du brut stabilisé passe par les aéroréfrigérants EC05 et se dirige vers les séparateurs BP (quatrième étage).

Le brut stabilisé et chaud sortant du côté périphérique de DA01 cède ses calories dans les échangeurs EA02 et EC04 avant d'alimenter les ballons tampons FA12A/B/C/D desquels il est soutiré et pompé par les pompes GA04 à travers les échangeurs EA07 et EA08 et alimente par la suite la colonne d'absorption DA03 en contre courant avec le gaz des champs et des R4 préalablement refroidis dans l'échangeur EA06 grâce à la boucle de propane.

Le gaz ainsi dépourvu des C<sub>3</sub> et C<sub>4</sub> passe par l'échangeur EA08 pour refroidir la charge d'absorption puis se dirige vers les stations de compression.

Le brut enrichi en C<sub>3</sub> et C<sub>4</sub> sortant du fond de la colonne d'absorption DA03 passe par le ballon de garde FA02 d'où il est aspiré par les pompes GA05 et refoulé vers le haut de la colonne de stabilisation DA02 munie de trois pompes et d'un four de stabilisation BA02 pour le rebouillage du fond. Le gaz récupéré en tête riche en C<sub>3</sub> et C<sub>4</sub> est envoyé vers GPL.

Le brut soutiré du fond de la colonne DA02 est envoyé dans un ballon de flash FA01, duquel le gaz est réintroduit dans la colonne de stripping DA01, et le brut stabilisé cède ses calories dans les échangeurs de chaleur EA01 et EC02 avant de rejoindre le brut sortant de DA01 et allant vers les aéroréfrigérants EC05 puis vers les séparateurs BP (quatrième étage).

#### 4.1.2. Equipements principaux de l'unité stripping :

- 01 colonne de stripping à 16 plateaux avec un fond à double compartiment.
- 01 train de préchauffe de 14 échangeurs.
- 01 ballon de flash pour la production supplémentaire de gaz pour le stripping.
- 02 ballons décanteurs pour la récupération de l'eau contenue dans la charge.
- 01 batterie d'aéroréfrigérants à air humidifié pour refroidir le brut stabilisé sortant de l'unité.
- 01 batterie d'aéroréfrigérants à air humidifié pour refroidir le brut stabilisé sortant du ballon de flash.
- 03 pompes horizontales de type BYRON-JACKSON pour l'huile alimentation four.
- 02 pompes horizontales de type BYRON-JACKSON pour l'huile surstabilisée.
- 02 dessaleurs électriques pour la récupération des sels contenus dans le brut.
- 03 pompes d'injection d'eau de lavage pour les dessaleurs.
- 02 pompes doseuses pour l'injection des inhibiteurs de corrosion.
- 02 pompes doseuses pour l'injection d'anti-dépôts.
- 02 pompes doseuses pour l'injection de désémulsifiant pour les dessaleurs.

#### 4.2.2. Equipements principaux des unités stabilisation et absorption :

- 01 colonne de stabilisation à 17 plateaux.
- 01 four de type HEURTY pour le rebouillage.
- 01 batterie d'aéroréfrigérants pour refroidir le brut stabilisé.
- 03 pompes verticales de marque PACIFIC pour l'huile de rebouillage.
- 03 pompes verticales de marque PACIFIC pour l'huile surstabilisée alimentation colonne d'absorption.
- 06 pompes horizontales de recirculation d'eau pour la piscine.
- 01 colonne d'absorption à 11 plateaux.
- Un ballon de garde d'huile riche.
- 02 batteries d'évaporateurs au propane pour le refroidissement du gaz et d'huile.
- 01 turbine THOMASSEN de 7500KW (Général Electric).
- 01 compresseur ELLIOTH de puissance 6300 KW.
- 01 batterie d'aéroréfrigérants à air humidifié pour la condensation du propane.

#### 4.2.3. Schéma simplifié de l'USS1 :

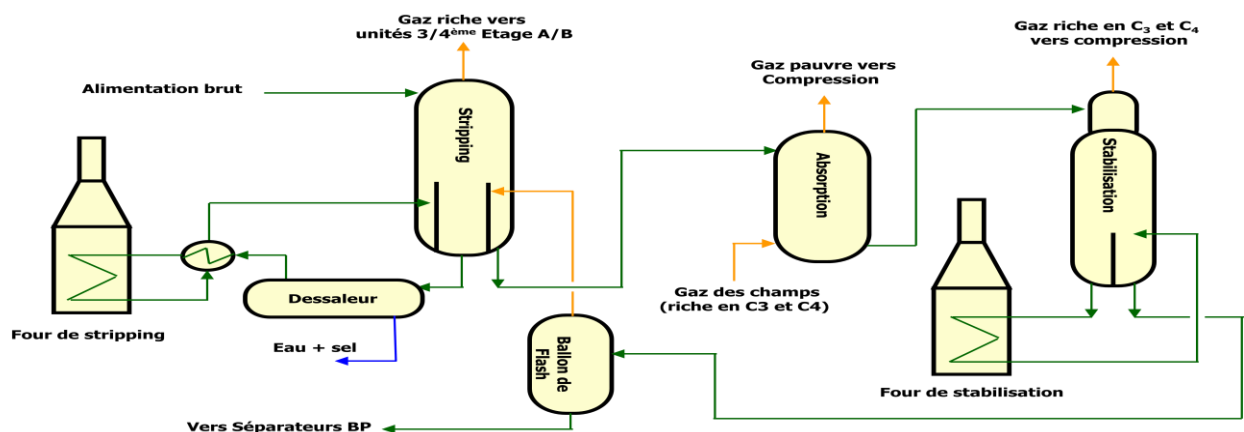


Figure II.2 : Schéma de l'unité de stripping et stabilisation

### 4.3. Unité de Boosting 3/4<sup>ème</sup> étage (A) :

Les gaz d'aspiration viennent de la tête de la colonne DA01 et des séparateurs BP et passent dans le ballon d'aspiration du compresseur à 0,2 bars.

Le compresseur NOUVO-PIGNON à entrainement électrique de 6 MW refoule le gaz à 14,5 bars vers les unités de compression R3 et R4 (cas actuel), et peut alimenter l'unité GPL à 16 bars.

Les condensats recueillis dans le ballon de refoulement sont envoyés vers les séparateurs BP.

#### 4.3.1. Equipements principaux de l'unité de Boosting 3/4<sup>ème</sup> étage (A) :

- 01 ballon d'eau pour le maintien de la pression.
- 01 ballon d'aspiration.
- 01 batterie d'aéroréfrigérants pour le gaz.
- 01 ballon de condensats.

#### 4.3.2. Schéma simplifié de l'unité 3/4<sup>ème</sup> étage (A) :

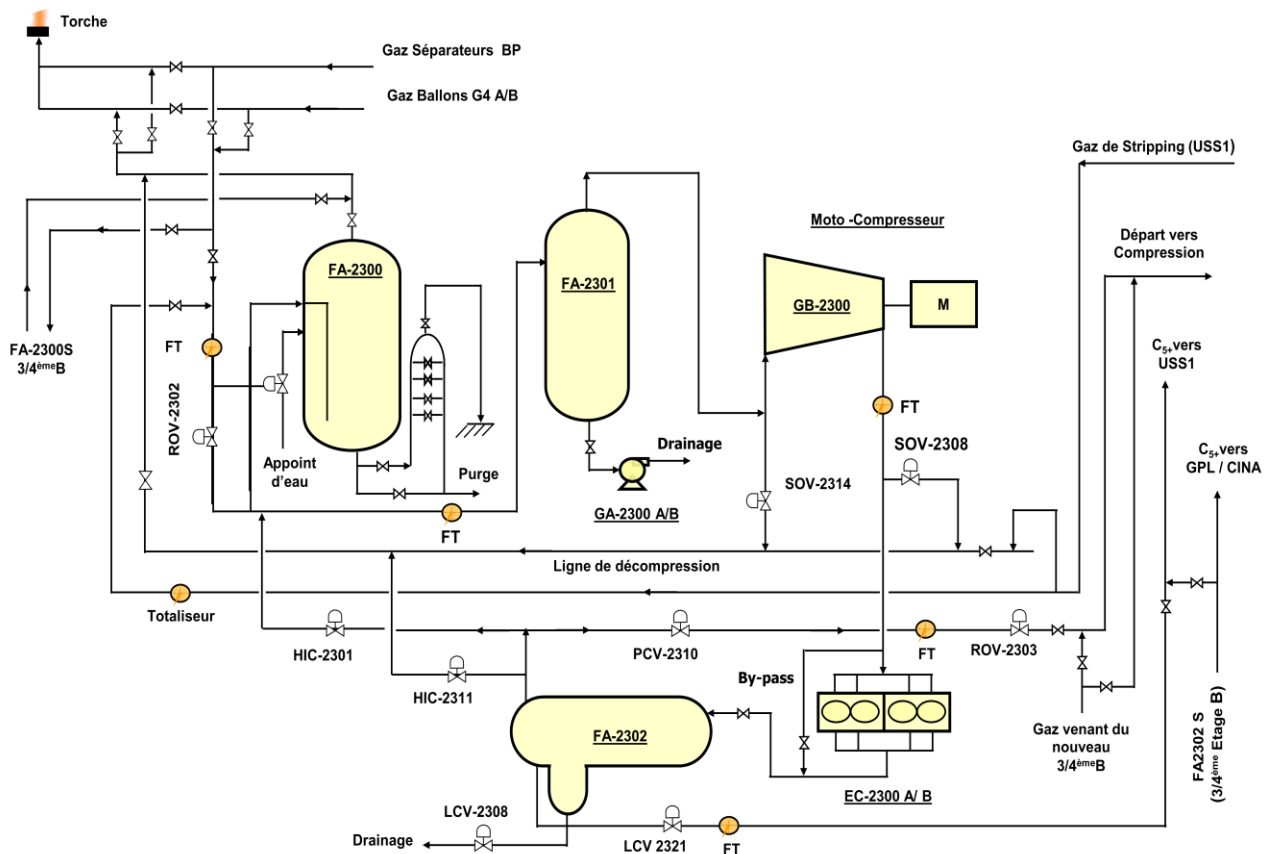


Figure II.3 : Schéma de l'unité de Boosting 3/4<sup>ème</sup> étage (A)

#### 4.4. Unité de Boosting 3/4<sup>ème</sup> étage (B) :

Unité de secours pour l'ancienne unité, qui comprime le gaz venant de la tête de colonne DA01 et des séparateurs BP d'une pression de 0,2 bars à 17 bars à travers un compresseur centrifuge de type THERMO-DYN RE6S d'une capacité de 850 000 Sm<sup>3</sup>/J entraîné par un moteur électrique (JEUMONT INDUSTRIES) d'une puissance de 6 MW.

Le refroidissement du gaz et la détente dans le ballon nous permet de récupérer du gaz qui sera envoyé vers l'unité GPL et une fraction de condensats envoyée par l'intermédiaire de deux pompes vers le ballon V105 de l'unité GPL.

##### 4.4.1. Equipements principaux de l'unité de Boosting 3/4<sup>ème</sup> étage (B) :

- 01 ballon d'eau pour le maintien de la pression.
- 01 ballon d'aspiration.
- 01 batterie d'aéroréfrigérants pour le gaz.
- 01 ballon de condensats.
- 02 pompes centrifuges de marque SHIN-NIPPON-MACHINERY pour le refoulement des condensats vers l'unité GPL.

##### 4.4.2. Schéma simplifié de l'unité 3/4<sup>ème</sup> étage (B) :

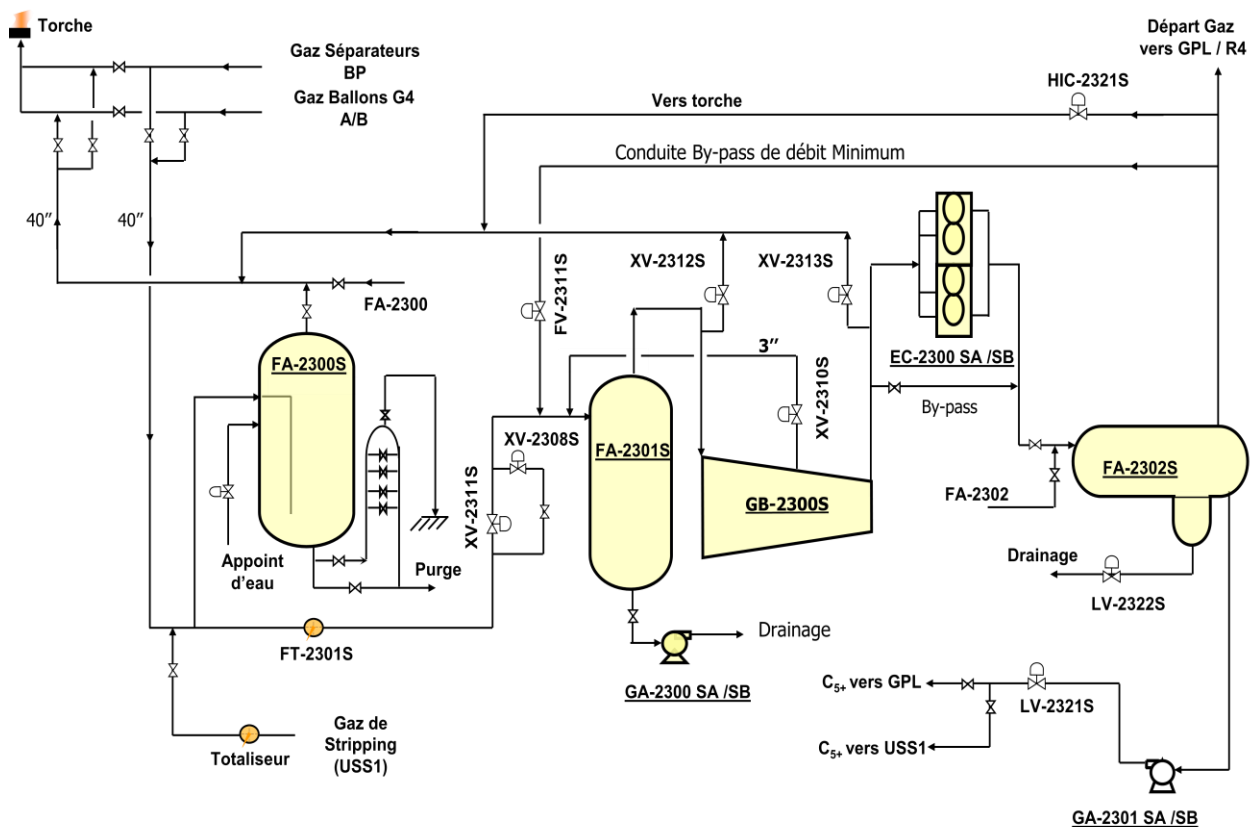


Figure II.4 : Schéma de l'unité de Boosting 3/4<sup>ème</sup> étage (B)

#### **4.5. Parc de stockage de brut stabilisé :**

Cette section est directement alimentée des séparateurs BP par gravité. Elle se compose de :

- 04 bacs de 800 m<sup>3</sup> à toit flottant.
- 02 bacs de 16 000 m<sup>3</sup> à toit fixe.
- 01 bac de 13 500 m<sup>3</sup> à toit fixe.
- 02 bacs de 800 m<sup>3</sup> à toit fixe pour le brut de snubbing.

#### **4.6. Pomperie d'expédition de brut stabilisé vers HEH :**

- Une ancienne pomperie d'une capacité de 22 000 T/J avec quatre groupes de motopompes horizontales en série.
- Une nouvelle pomperie de 36 000 T/J avec quatre groupes de motopompes verticales en parallèle permettant d'expédier la production vers HEH.

#### **4.7. Unité de traitement des eaux huileuses API :**

Unité mise en service le 19/02/2001 dans le but de traiter les eaux huileuses issues des neuf stations satellites du champ nord ainsi que des unités de production du complexe CINA, pour les stations de réinjection d'eau.

Les eaux huileuses, collectées de différentes sources (satellites et centre CINA) et qui arrivent à la station de déshuilage, sont accompagnées de gaz et hydrocarbures qui s'échappent dans l'atmosphère, quant à l'eau, elle passe directement vers le bassin API non-couvert.

L'effluent d'eau sortant de la station devra répondre aux spécifications suivantes :

- Matières en suspension (MES) :  $\leq 30$  mg/l
- Teneur en hydrocarbures :  $\leq 10$  mg/l

Les équipements principaux de l'unité de traitement des eaux huileuses API sont :

- 01 ballon IGF (flottation induite du gaz).
- Bassin de décantation avec deux compartiments.
- Puisard de transfert doté de quatre pompes.
- Puisard de récupération d'huile doté de deux pompes.
- 04 pompes d'expédition d'eau traitée vers OMP53.
- 06 pompes doseuses pour injection de produits chimiques (désémulsifiant, réducteur d'oxygène et biocide).

Après une certaine durée de fonctionnement, la rénovation et la maintenance de cette station de déshuilage s'est avérée nécessaire pour une bonne remise en marche et une garantie de la qualité des eaux en question.

Dans ce cadre de rénovation, de nouveaux équipements sont installés :

- Ballon triphasique qui reçoit toutes les eaux huileuses en amont du bassin afin de récupérer la majorité des hydrocarbures (huile et gaz).

- Séparateur DGF (dissolved gas flottation) redondant, pour une flexibilité d'exploitation.
- Système de filtration avec un bac de décantation en amont de la pomperie d'expédition d'eau traitée.
- 05 nouveaux SKIDS pour l'amélioration de l'injection des produits chimiques.

De plus, pour une meilleure amélioration de la qualité d'eau expédiée vers OMP53, une nouvelle chaîne de filtration (en phase de commissioning) a été installée en aval des pompes P212 d'expédition d'eau traitée.

Cette nouvelle chaîne de filtration est composée principalement de :

- 02 hydrocyclones de marque CAMRON.
- 02 filtres coalescers de marque CAMRON.
- 01 récupérateur de sable.

#### **4.8. Réseau de torche :**

Le réseau de torche comprend :

- Un pôle d'écrêtage (pôle nord).
- Un pôle de décompression (pôle sud).
- Un pôle de GPL.

Les équipements principaux de ce réseau sont :

- Torches :
  - Torche HP (F-3701).
  - Torche MP (F-3702).
  - Torche BP (F-3703).
  - Torche de réserve pour les autres, selon l'indisponibilité (F-3704).
- Ballons de récupération des condensats :
  - Ballon des condensats entraînés par la ligne HP (D-3701).
  - Ballon des condensats entraînés par la ligne MP (D-3702).
  - Ballon des condensats entraînés par la ligne BP (D-3703).
  - Ballon de réserve (D-3704).
- Pompes de transfert des condensats vers les séparateurs BP :
  - Pompes de transfert des condensats entraînés par la ligne HP (GA-3701A/B).
  - Pompes de transfert des condensats entraînés par la ligne MP (GA-3702A/B).
  - Pompes de transfert des condensats entraînés par la ligne BP (GA-3703A/B). [7]



## **CHAPITRE III**

*Sécurité du service TRT-  
CINA*

## **1. Sécurité générale :**

Vu l'importance de la sécurité dans les installations pétrolières, le complexe industriel CINA comprend toute une section de sécurité. Cette dernière comprend, à son tour, deux services :

- Service de prévention.
- Service d'intervention.

### **1.1. Service de prévention :**

C'est l'ensemble des équipements et personnel mis en œuvre pour éviter tout genre de risques qui pourrait avoir lieu, il s'occupe donc des permis de travaux, de feux... en prenant toutes les précautions nécessaires pour qu'un risque ne se produise pas.

- Inspection des unités :
  - Recensement des anomalies.
  - Recherche des remèdes.
  - Sensibilisation des gens, soit par meeting ou par affichage.
- Signature des autorisations de travail :
  - Avec ou sans feu.
  - Avec ou sans pénétration.
- Faire des enquêtes sur les accidents.
- Réaliser des statistiques et donner des recommandations.

### **1.2. Service d'intervention :**

C'est la stratégie et les moyens humains et matériels qui sont employés afin de circonscrire un sinistre et en venir à bout sans permettre sa propagation.

Le complexe industriel CINA comporte deux types de moyens de lutte contre incendie :

- Moyens fixes :
  - Un réseau d'eau contre incendie alimenté par une pomperie qui lui assure une pression de 14 Kg/cm<sup>2</sup>.
  - Des canons d'eau et de mousse installés partout dans le complexe.
  - Quatre bacs de stockage d'eau d'une capacité de 6000 m<sup>3</sup> chacun.
  - Un système d'extinction automatique (eau et CO<sub>2</sub>).
- Moyens mobiles :
  - Des engins-camions à double compartiment (de mousse et de poudre), ou à un seul compartiment (d'eau).
  - Des extincteurs.

## **2. Sécurité contre incendie :**

### **2.1. Moyens utilisés dans les bâtiments et les sous-stations électriques :**

Ils sont protégés par des moyens mobiles, à l'exception du laboratoire qui comporte, en plus, une lance à eau alimentée par le réseau incendie.

## **2.2. Moyens utilisés dans les unités de production :**

Les unités de production sont équipées à la fois de moyens mobiles et fixes (deux canons à eau situés sous le pipe-rack).

## **2.3. Moyens utilisés dans l'unité de stockage et expédition :**

Chaque bac de stockage est protégé contre incendie par :

- Un circuit d'eau.
- Un circuit de prémélange eau/émulseur.

Le circuit d'eau est alimenté directement à partir du réseau incendie et sert au refroidissement du bac. L'eau est envoyée sur la virole à l'aide de sprinklers. Et le circuit de prémélange eau/émulseur est alimenté à partir du camion incendie.

## **2.4. Moyens utilisés dans les postes de chargement :**

Les postes de chargement sont protégés contre incendie par :

- Un circuit d'eau.
- Un circuit de mousse.

Le circuit d'eau est alimenté à partir du réseau d'eau incendie.

Le circuit de mousse est alimenté à l'aide de proportionneurs locaux. On peut envoyer la mousse sur le poste choisi.

## **2.5. Distributeurs de mousse :**

La génération de mousse s'effectue par un moyen mobile ; le camion incendie, qui est équipé d'un réservoir de mousse de 6000 litres de liquide émulseur et d'un réservoir de 1500 litres d'eau.

L'émulseur est mis en œuvre à l'aide d'une pompe de débit maximal de 20 m<sup>3</sup>/h.

En outre, le camion est muni d'une pompe d'eau pouvant assurer un débit de 300 m<sup>3</sup>/h sous 10 bars de pression.

## **2.6. Alarmes incendie :**

Des alarmes incendie de type « Bris de glace » sont positionnées dans l'unité. Ces alarmes sont reliées au tableau d'alarme de la salle de contrôle et peuvent, de ce fait, permettre au personnel de situer le sinistre.

Elles sont au nombre de quatre et se trouvent :

- Au poste de douane.
- A la pomperie de transfert.
- Au laboratoire.
- Dans les unités de production.

### **3. Opérations à effectuer en cas d'incendie :**

#### **3.1. Opérations communes :**

- Démarrer la sirène d'alarme (si cela n'a pas été fait d'un autre point de l'unité).
- Appeler sur VHV ou par téléphone le poste de garde du complexe pour l'informer sur l'emplacement et la gravité du sinistre.
- Si la situation l'exige, demander la fermeture des puits.

#### **3.2. Incendie sur le manifold et l'unité de production :**

- Effectuer les opérations communes à tous les cas d'incendie.
- Demander la fermeture des puits.
- Décompresser les séparateurs par ouverture de la vanne 03 voies de décompression du circuit de gaz instrument (arrêt d'urgence UP1).
- Fermer les arrivées des puits.
- Arrêter en urgence l'USS1.
- Arrêter en urgence les autres unités.

#### **3.3. Incendie sur un bac de stockage :**

- Effectuer les manœuvres communes à tous les cas d'incendie.
- Faire un arrêt d'urgence UP1.
- Demander la fermeture des puits.
- Arrêter en urgence l'USS1.
- Avertir les autres unités de la gravité et l'emplacement du sinistre.
- Arrêter immédiatement les pompes d'expédition.
- Si le bac en feu est en remplissage, transférer la production sur le bac le plus éloigné.
- Fermer les lignes 6" d'arrivées des puits.
- S'assurer que les vannes PRCV4A et PCV51 sont bien ouvertes et ouvrir leur by-pass.
- Décompresser le manifold en ouvrant les vannes de mise en borbier.
- Fermer les vannes des manifolds des pieds de bac.

#### **3.4. Incendie à la pomperie d'expédition :**

- Effectuer les opérations communes à tous les cas d'incendie.
- Arrêter les pompes.
- Fermer les deux pieds de bac vers la pomperie et, si possible, les vannes d'alimentations des pompes.
- Fermer la vanne départ pipe.

## **4. Instructions d'urgence :**

### **4.1. En cas d'incident sur un séparateur (unité UP1) :**

- Ne jamais arrêter un séparateur MP sans arrêter toute les lignes HP et MP.
- En cas d'arrêt d'une batterie, vérifier la bonne marche des séparateurs en service.
- Soit arrêter la batterie ou mettre les régulateurs du séparateur en manuel pour rétablir une pression ou un niveau correct.
- Vérifier que la pression de sortie du contrôleur est correcte.
- Vérifier l'indicateur (niveau à glace bouché, manomètre dérégulé).
- Ne jamais s'approcher des torches lors d'un entrainement ou d'un engorgement.

### **4.2. En cas de chute de pression à l'unité 3/4<sup>ème</sup> étage :**

- Aviser SONELGAZ.
- Ouvrir la vanne 16" pour mettre le gaz de la colonne DA01 vers torche (vanne CAMERON).
- Ouvrir les vannes de sectionnement vers torche (gaz BP et gaz G4A/B).
- S'assurer de la fermeture des vannes ROV2302 et ROV2303.
- S'assurer de l'ouverture des vannes SOV2308 et SOV2314.
- Aviser les autres salles de contrôle de l'arrêt (R4 et GPL).
- Dès que les températures redeviennent normales, arrêter les aéroréfrigérants d'huile et de gaz.

### **4.3. Mise en sécurité de l'unité USS1 :**

- Fermer la vanne principale d'alimentation des deux dessaleurs.
- Fermer les vannes sorties dessaleurs FRCV2626/2627.
- Ouvrir la vanne LICV2612A/B/C/D (en salle de contrôle).
- Isolement de la section absorption.
- Fermeture des vannes principales d'huile.
- Fermer la vanne de la colonne stripping PICV2629.
- Fermer la vanne sortie ballon de flash.
- Isoler le circuit de fuel-gaz.
- Fermer les vannes de tous les bruleurs et pilotes.
- Isolement des ballons FA2612A/B/C/D par fermeture de la vanne sortie aéroréfrigérant EC2604.
- Fermer la vanne d'alimentation de la colonne de stabilisation.
- Fermer les vannes 24" entrée et sortie absorption. **[1]**

## **CHAPITRE IV**

### *Généralités sur le pétrole*

## **1. Introduction :**

Les pétroles bruts se présentent le plus généralement sous forme de liquides plus ou moins visqueux. Leur couleur varie du vert au brun noir. Ils dégagent une odeur d'hydrogène sulfuré, de térébenthine ou simplement d'hydrocarbure.

Ils ont des caractéristiques physiques et chimiques très variables d'un champ de production à un autre, et même à l'intérieur du même gisement.

## **2. Composition des pétroles bruts :**

Le composition chimique des pétroles bruts est très complexe et dépend essentiellement de leur âge, c'est-à-dire de l'étape d'évolution du kérogène, quelle que soit l'origine de celui-ci.

### **2.1. Constituants purs :**

Les pétroles sont constitués par des mélanges de corps purs, mais ceux-ci sont en très grand nombre et la difficulté de la description des différentes fractions croît avec le nombre d'atomes de carbone.

#### **2.1.1. Hydrocarbures :**

Les hydrocarbures constituent les éléments essentiels des pétroles ; leurs molécules ne contiennent que du carbone et de l'hydrogène ; elles se divisent en plusieurs familles chimiques selon leur structure.

##### **a. Hydrocarbures aliphatiques saturés (alcane ou paraffines) :**

Ils sont constitués d'un enchainement d'atomes de carbone portant chacun 0 à 3 atomes d'hydrogène (sauf pour le plus simple d'entre eux, le méthane :  $\text{CH}_4$ ). Chaque carbone est toujours lié à quatre autres atomes (soit carbone, soit hydrogène) ; leur formule générale est :  $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ .

Ils peuvent être structurés en chaînes droites : ce sont les paraffines normales ou n-alcane, de formule développée :  $\text{CH}_3-(\text{CH}_2)_n-\text{CH}_3$ .

Un atome d'hydrogène (ou plusieurs) peut être substitué par un carbone ou une chaîne hydrocarbonée : ce sont les isoparaffines ou isoalcane.

##### **b. Hydrocarbures cycliques saturés (cyclane ou naphène) :**

Dans ces hydrocarbures, il y a cyclisation de tout ou partie du squelette carboné. Ils ont des températures d'ébullition et des masses volumiques supérieures à celles des alcane à même nombre d'atomes de carbone.

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

La formule générale des cyclane comprenant un seul cycle est  $\text{C}_n\text{H}_{2n}$ .

On trouve également des cyclane constitués de 2, 3, 4...cycles accolés.

c. Hydrocarbures aromatiques :

Ce sont des hydrocarbures cycliques insaturés présents en forte concentration dans les pétroles bruts. La présence, dans leur formule, d'au moins un cycle à trois doubles liaisons conjuguées leur confère des propriétés remarquables. En effet, les premiers termes (benzène, toluène, xylènes) sont des matières premières fondamentales de la pétrochimie, alors que les homologues supérieurs sont en général néfastes (problèmes d'environnement, de santé publique...).

d. Hydrocarbures aliphatiques insaturés (oléfines ou alcènes) :

Dans ceux-ci, certains atomes de carbone de la molécule ne sont plus liés qu'à trois atomes, ce qui implique la présence d'une ou plusieurs doubles liaisons carbone-carbone.

Les oléfines ne se rencontrent pas ou très peu dans le pétrole brut ou les produits de distillation directe, mais peuvent être présents dans les recettes des procédés de raffinage, particulièrement dans les fractions provenant des procédés de conversion des fractions lourdes, que ces procédés soient thermiques ou catalytiques. Les premiers termes de cette famille sont également des matières de base très importantes de la pétrochimie.

e. Autres hydrocarbures :

Absents ou à l'état de traces dans les pétroles bruts, on rencontre dans les effluents des procédés de conversion, d'autres produits tels que dioléfines, hydrocarbures acétyléniques, etc.

**2.1.2. Composés autres que les hydrocarbures :**

Dans cette catégorie entrent les molécules contenant d'autres atomes que le carbone et l'hydrogène. On y distingue les composés organiques et les organométalliques.

a. Composés organiques hétéroatomiques :

• Composés soufrés :

Le soufre est l'hétéroélément le plus répandu dans les pétroles bruts. Sa concentration peut aller de 0,1 à plus de 8% en poids.

Le soufre peut être présent sous forme inorganique : S élémentaire, hydrogène sulfuré  $H_2S$ , oxysulfure de carbone COS, ou engagé dans des molécules organiques telles que les sulfures, les disulfures, les thiols et les mercaptans, etc.

La connaissance de ces produits est importante car ils sont nocifs à divers titres : odeur désagréable, production de  $SO_2$  par combustion, empoisonnement des catalyseurs.

• Composés oxygénés :

Les bruts contiennent généralement moins d'oxygène que le soufre. Bien que peu abondant, l'oxygène peut jouer un rôle non négligeable ; en particulier, il est responsable de l'acidité des pétroles.



- Composés azotés :

Dans les pétroles bruts, l'azote se trouve préférentiellement dans les fractions de point d'ébullition supérieur à 250°C et est particulièrement concentré dans les résines et les asphaltènes.

On trouve l'azote sous forme d'amides, amines, pyridines, etc.

- b. Composés organométalliques :

Dans les fractions les plus lourdes telles que résines et asphaltènes se trouvent des atomes métalliques comme le nickel et le vanadium. Ils appartiennent en partie à des molécules de la famille des porphyrines.

## **2.2. Composés chimiquement mal-définis :**

Lorsque l'on s'adresse aux fractions les plus lourdes des pétroles, l'analyse est aujourd'hui impuissante à isoler et donc à caractériser parfaitement les molécules présentes. Faute de mieux, l'analyse sépare ces fractions lourdes en différentes classes, conduisant ainsi à des définitions purement opératoires et non plus en terme de structures exactes.

### **2.2.1. Asphaltènes :**

Les asphaltènes sont concentrés en hétéroéléments : soufre, azote, nickel et vanadium. Leur teneur est très variable dans les pétroles.

Dans toute l'industrie pétrolière, ils sont la cause de nombreux problèmes.

Au sein des gisements, la présence de fractions chimiques polaires des asphaltènes a pour résultat probable de rendre la roche mouillable aux hydrocarbures, limitant par là la production.

Les asphaltènes sont en partie responsables de la viscosité et de la densité élevée des pétroles bruts lourds, conduisant à des problèmes difficiles de transport.

### **2.2.2. Résines :**

Ce sont des molécules à caractère aromatique très marqué et renfermant des hétéroéléments (N, O, S et parfois Ni et V) ; leur masse moléculaire peut varier de 500 à 1000.

## **3. Propriétés physico-chimiques des pétroles bruts :**

La connaissance des caractéristiques physico-chimiques globales des pétroles bruts va conditionner le traitement initial (séparation des gaz associés et stabilisation sur le champ de production), le transport, le stockage, et bien entendu, le prix.

### **3.1. Densité :**

La connaissance de la densité a une importante valeur commerciale car la cotation des pétroles bruts dépend en partie de cette propriété. La densité est exprimée le plus souvent en degrés API.

Les densités des bruts se situent généralement entre 0,800 et 1,000.

Généralement, on classe les pétroles bruts en fonction de la densité en quatre grandes catégories :

- Les bruts légers :  $d_4^{15} < 0,825$
- Les bruts moyens :  $0,825 < d_4^{15} < 0,875$
- Les bruts lourds :  $0,875 < d_4^{15} < 1,000$
- Les bruts extra-lourds :  $d_4^{15} > 1,000$

<u>Nom du brut</u>	<u>Pays d'origine</u>	<u>Densité (<math>d_4^{15}</math>)</u>
Hassi-Messaoud	Algérie	0,804
Bu-Attifel	Libye	0,822
Arjuna	Indonésie	0,836
Bonny Light	Nigeria	0,837
Kirkuk	Irak	0,845
Ekofisk	Mer du Nord (Norvège)	0,846
Minas	Indonésie	0,845
Arabian Light	Arabie Saoudite	0,858
Kuwait	Kuwait	0,870
Cyrus	Iran	0,940
Boscan	Venezuela	1,000

**Tableau IV.1 : Densité de quelques pétroles bruts**

### **3.2. Point d'écoulement :**

Lorsqu'un pétrole brut est exposé au froid, on n'observe pas, comme pour un produit pur, un passage net de l'état liquide à l'état solide. Il apparaît d'abord une augmentation plus ou moins importante de la viscosité, puis, si l'abaissement de température est suffisant, les pétroles bruts cessent d'être des fluides, et s'approchent de l'état solide en s'épaississant. Ceci est dû à ce que les pétroles bruts sont des mélanges complexes dont la majorité des constituants ne sont généralement pas cristallisables ; leur passage à l'état solide ne se fait donc pas à température constante, mais dans un intervalle de température, dont les bornes sont fonction des traitements antérieurs auxquels les bruts ont été soumis. La connaissance du passé thermique du pétrole brut est très importante : un préchauffage à 45-65°C diminue le point d'écoulement, car le pétrole contient des germes de cristaux de paraffines, et ceux-ci sont détruits lors du préchauffage. Si le brut est préchauffé à une température plus élevée (100°C environ), on observe une augmentation du point d'écoulement, due à la vaporisation d'hydrocarbures légers, donc à son alourdissement.

Le point d'écoulement des pétroles bruts est mesuré pour donner une indication approchée sur leur pompabilité. En fait, l'agitation du fluide provoquée par le pompage peut empêcher, retarder ou détruire la formation des cristaux de paraffines, conférant ainsi aux bruts une certaine fluidité au-dessous de la température d'écoulement mesurée.

Les points d'écoulement des pétroles bruts se situent généralement dans un intervalle compris entre -60°C et 30°C.

<u>Nom du brut</u>	<u>Pays d'origine</u>	<u>Point d'écoulement (°C)</u>
Hassi-Messaoud	Algérie	-60
Zarzaitine	Algérie	-24
Dahra	Libye	-1
Ozouri	Gabon	-1
Abqaiq	Arabie Saoudite	-24
Kuwait	Kuwait	-2
Gash Saran	Iran	-12
Bachaquero	Venezuela	15
Boscan	Venezuela	15

**Tableau IV.2 : Points d'écoulement de quelques bruts**

### 3.3. Viscosité :

La mesure de la viscosité des pétroles bruts à différentes températures est particulièrement importante pour le calcul des pertes de charge dans les pipelines, les tuyauteries et les conduites de raffinerie, ainsi que pour la spécification des pompes et des échangeurs.

La viscosité est déterminée par la mesure du temps d'écoulement du pétrole brut dans un tube capillaire de longueur donnée, à une température bien déterminée : c'est la viscosité cinématique, exprimée en mm<sup>2</sup>/s. Elle peut être aussi déterminée en mesurant le temps d'écoulement à travers un orifice calibré ; elle est exprimée alors en secondes Saybolt (S.S.U).

<u>Nom du brut</u>	<u>Pays d'origine</u>	<u>Viscosité (mm<sup>2</sup>/s)</u>
Zarzaitine	Algérie	5
Nigerian	Nigeria	9
Dahra	Lybie	6
Safaniyah	Arabie Saoudite	48
Bachaquero	Venezuela	5 500
Tia Juana	Venezuela	70

**Tableau IV.3 : Viscosité de quelques pétroles bruts à 20°C**

### 3.4. Tension de vapeur et point d'éclair :

La mesure de la tension de vapeur et du point d'éclair des pétroles bruts permet d'estimer la teneur en hydrocarbures légers.

La pression de vapeur d'un pétrole brut, à la sortie du puits, peut atteindre 20 bars. Si on devait le stocker et l'expédier dans ces conditions, il faudrait utiliser des capacités épaisses et lourdes. Pour cela, on amène cette pression à des valeurs plus basses (< 1 bar) en séparant les constituants à forte tension de vapeur, par une série de détentes (1 à 4), dans des appareils appelés « séparateurs ».

Des normes de sécurité réglementent la manipulation et le stockage des pétroles bruts et produits pétroliers en fonction de leur point d'éclair qui est directement lié à la tension de vapeur.

On admet généralement que les pétroles bruts ayant une tension de vapeur supérieure à 0,2 bars à 37,8°C (100°F), ont un point d'éclair inférieur à 20°C.

<u>Nom du brut</u>	<u>Pays d'origine</u>	<u>TVR (bar)</u>	<u>Point d'éclair (°C)</u>
Hassi-Messaoud	Algérie	0,75	<20
Nigerian	Nigeria	0,26	<20
Kirkuk	Irak	0,29	<20
Qatar	Qatar	0,50	<20
Kuwait	Kuwait	0,51	<20
Bachaquero	Venezuela	0,06	46

**Tableau IV.4 : Tension de vapeur Reid et point d'éclair de quelques pétroles bruts**

### 3.5. Teneur en soufre :

Les pétroles bruts contiennent des hydrocarbures sulfurés, de l'hydrogène sulfuré dissout, et parfois même du soufre en suspension. D'une manière générale, la teneur en soufre totale d'un brut est comprise entre 0,05 et 5% en poids.

<u>Nom du brut</u>	<u>Pays d'origine</u>	<u>Teneur en soufre (% poids)</u>
Bu Attifel	Libye	0,10
Arjuna	Indonésie	0,12
Bonny Light	Nigeria	0,13
Hassi-Messaoud	Algérie	0,14
Ekofisk	Mer du Nord (Norvège)	0,18
Arabian Light	Arabie Saoudite	1,80
Kirkuk	Irak	1,95
Kuwait	Kuwait	2,50
Cyrus	Iran	3,48
Boscan	Venezuela	5,40

**Tableau IV.5 : Teneur en soufre de quelques pétroles bruts**

### 3.6. Teneur en azote :

Les pétroles bruts renferment des hydrocarbures azotés sous forme basique (quinoléine, isoquinoléine, pyridine...) ou neutre (pyrrole, indole, carbazole...).

Ces composés peuvent être malodorants (quinoléine), ou avoir une odeur agréable (indole). Ils se décomposent sous l'action de la chaleur pour donner des bases organiques ou de l'ammoniac, qui réduisent l'acidité des catalyseurs des unités de transformation ou de conversion (reformage, craquage), et activent la formation des gommages dans les distillats (kérosène, gazoles).

<u>Nom du brut</u>	<u>Pays d'origine</u>	<u>Teneur en azote (%)</u>
Kirkuk	Irak	0,10
Kuwait	Kuwait	0,15
Gash Saran	Iran	0,23

**Tableau IV.6 : Teneur en azote de quelques bruts**

### 3.7. Teneur en eau :

Dans le brut, l'eau se trouve en partie dissoute et en partie sous forme d'émulsion plus ou moins stable ; cette stabilité est due à la présence d'asphaltènes, ou de certains agent tensioactifs comme les mercaptans ou les acides naphthéniques.

La teneur en eau des pétroles bruts est déterminée par une méthode normalisée dont le principe consiste à entrainer l'eau sous forme d'azéotrope à l'aide d'un hydrocarbure aromatique (en général, le xylène industriel) ; à la température ambiante, cet azéotrope se sépare en deux phases : eau et xylène. Le volume de l'eau est alors mesuré et rapporté au volume total de brut traité.

<u>Nom du brut</u>	<u>Pays d'origine</u>	<u>Teneur en eau (% volume)</u>
Dahra	Libye	Traces
Safaniyah	Arabie Saoudite	Traces
Arabian Light	Arabie Saoudite	Traces
Zarzaitine	Algérie	0,05
Mandji	Gabon	0,6
Bachaquero	Venezuela	1,8

**Tableau IV.7 : Teneur en eau de quelques bruts**

### 3.8. Teneur en sels :

La présence de sels minéraux pose de sérieux problèmes lors du traitement des pétroles bruts.

Les chlorures (sodium, magnésium et calcium) sont presque toujours dominants, à côté du gypse et du carbonate de calcium.

La mesure de la teneur en chlorures est normalisée et exprimée en mg de NaCl/Kg de brut.

<u>Nom du brut</u>	<u>Pays d'origine</u>	<u>NaCl mg/Kg (ppm poids)</u>
Arabian Light	Arabie Saoudite	25
Agha Jari	Iran	25
Hassi-Messaoud	Algérie	30
Kuwait	Kuwait	35
Boscan	Venezuela	60
Bonny	Nigeria	135
Brega	Libye	155
Safaniyah	Arabie Saoudite	280
Sarir	Libye	345

**Tableau IV.8: Teneur en sels de quelques bruts**

### 3.9. Teneur en sédiments:

Des produits solides non solubles dans les hydrocarbures ou dans l'eau peuvent être entraînés avec le brut. Ces produits appelés « sédiments » sont de fines particules de sable, de boues de forage, de débris de roche, de métaux sous forme de minerais ; ou à l'état libre comme le fer, le cuivre, le plomb...provenant de l'érosion des pipelines, des bacs de stockage, des vannes ou de toute autre tuyauterie que traverse le brut.

La teneur en eau et sédiments des pétroles bruts est mesurée selon une méthode normalisée qui consiste à déterminer le volume d'eau et de sédiments séparés du brut par centrifugation en présence d'un solvant (toluène) et d'un agent désémulsifiant. [8]

<b><u>Nom du brut</u></b>	<b><u>Pays d'origine</u></b>	<b><u>BSW (% volume)</u></b>
Nigerian	Nigeria	0,10
Arabian Light	Arabie Saoudite	0,10
Dahra	Libye	0,60
Mandji	Gabon	0,80
Bachaquero	Venezuela	2,00

***Tableau IV.9 : Teneur en eau et sédiments de quelques bruts***

# **CHAPITRE V**

*Partie théorique*

## **1. Théorie sur les sels :**

### **1.1. Caractéristiques des sels :**

Les sels dans le brut sont essentiellement des chlorures dont la répartition est approximativement la suivante, en pourcent poids :

- NaCl : 70-80
- MgCl<sub>2</sub> : 10-20
- CaCl<sub>2</sub> : 10

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

Par simple décantation on devrait éliminer « théoriquement » tous les sels ionisés, mais la viscosité de certains bruts imposerait une capacité de stockage très importante.

Pour ce qui concerne les cristaux, leur élimination peut s'effectuer par lavage à l'eau : les cristaux s'ionisent dans celle-ci, puis s'hydratent ; l'avantage de ces sels hydratés réside dans leur plus grande solubilité dans l'eau. Ceci montre, sans ambiguïté, l'importance de l'addition d'eau lorsqu'on veut dessaler correctement un pétrole brut.

### **1.2. Inconvénients des sels :**

- Les sels encrassent les échangeurs de préchauffe. Dès que la concentration en sels dépasse 40 ppm, en sortie du dessaleur, on observe une évolution des résistances d'encrassement avec accélération des dépôts dans les faisceaux de tube, d'où une surconsommation d'utilités.
- Les chlorures alcalino-terreux (MgCl<sub>2</sub>, CaCl<sub>2</sub>) s'hydrolysent avec génération de chlorure d'hydrogène, qui entraîne des phénomènes de corrosion dans le circuit de tête des distillations atmosphériques.

On considère généralement que la concentration en chlorures des eaux de tête de tour ne doit pas dépasser 10 ppm, sous peine de corrosion sévère.

A coté des moyens de lutte conventionnels (injection de soude dans le brut après dessaleur et d'inhibiteurs de corrosion en tête de tour), le dessalage constitue une arme maitresse contre la corrosion.

Un mauvais dessalage conduit à l'obtention de résidus atmosphériques chargés en sodium. Selon la littérature, la vitesse de cokage dans les fours varie comme le carré de la concentration en sodium. Par ailleurs, les catalyseurs de craquage catalytique sont rapidement empoisonnés. **[9]**



## **2. Théorie sur les émulsions :**

### **2.1. Généralités :**

On définit une émulsion comme un mélange stable de deux liquides non miscibles et qui, en fait, dans des conditions normales, ne se mélangent pas.

Physiquement, une émulsion se présente comme une dispersion en très fines gouttelettes de l'un des liquides dans l'autre.

Le liquide dispersé constitue la phase dispersée ou interne.

Le liquide enveloppant est la phase continue ou externe.

Les émulsions les plus courantes en exploitation pétrolière sont de type à phase continue d'huile. A noter, à ce propos, que la phase dispersée ne peut théoriquement pas dépasser 74% du volume liquide total. En fait, les gouttes dispersées étant déformables, ce taux peut être largement dépassé. Certaines émulsions retiennent jusqu'à 90% d'eau.

### **2.2. Formation d'une émulsion :**

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

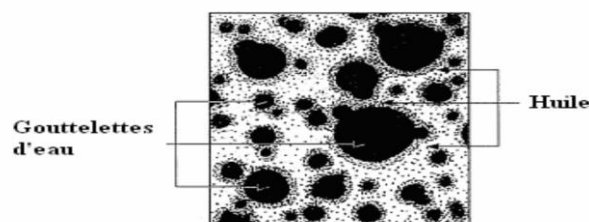
- Non miscibilité des deux liquides.
- Forte agitation.
- Existence d'un agent émulsifiant (également appelé tensioactif ou surfactant).

L'agent émulsifiant présente en général une solubilité préférentielle dans l'une ou l'autre phase. Certains émulsifiants cependant sont insolubles. Ce sont des solides très finement divisés en suspension dans le liquide.

L'émulsifiant enveloppe chaque gouttelette de la phase dispersée d'un film interfacial ; ce film s'oppose à la coalescence de ces gouttelettes et favorise leur maintien en suspension.

Les agents émulsifiants rencontrés en exploitation pétrolière sont : des minéraux de même composition que la roche mère et des matières organiques (résines, asphaltènes, acides naphéniques), des électrolytes de la saumure ou de fines particules solides (des argiles par exemple).

La solubilité ou la mouillabilité préférentielle de l'émulsifiant détermine le sens de l'émulsion. Ainsi, un émulsifiant ayant une affinité préférentielle pour l'huile donne une émulsion où l'huile est la phase continue. [5]



**Figure V.1 : émulsion eau/brut [6]**

### **2.3. Stabilité d'une émulsion :**

Une émulsion est dite stable lorsqu'elle ne se détruit spontanément qu'après un temps très long.

Cette stabilité dépend de :

- L'agent émulsifiant, dont on sait seulement que sa présence est indispensable, sans qu'il ait pu être établi un classement bien défini, par degré d'activité.
- La viscosité de la phase continue, qui s'oppose à la retombée des gouttes dispersées.
- La densité différentielle entre phases. Plus grande est la densité différentielle, plus facile est la décantation.
- L'importance de la phase dispersée. Une émulsion où la phase dispersée entre en fort pourcentage est généralement peu stable.
- La finesse des gouttelettes en phase dispersée.

### **2.4. Rupture des émulsions :**

#### **2.4.1. Principe :**

Deux forces s'opposent : les tensions interfaciales des deux liquides qui tendent à faire s'homogénéiser chaque phase et la résistance du film interfacial qui s'oppose à cette fusion dans la phase dispersée.

Réduire une émulsion se ramène donc à briser les films interfaciaux pour que fusionnent les gouttes dispersées. On dispose pour cela de moyens chimiques, électriques et mécaniques.

#### **2.4.2. Action des agents chimiques :**

Action par inversion d'émulsion : on injecte un émulsifiant capable d'engendrer une émulsion inverse. Juste avant l'inversion, l'émulsion se détruit et les phases peuvent se séparer.

Fragilisation : le film isolant est fragilisé. Pour expliquer que certaines émulsions se brisent par action chimique seule, on admet que certains produits provoquent même une contraction du film, suffisante pour vaincre la tension superficielle.

#### **2.4.3. Action de la chaleur :**

Les gouttelettes de liquide maintenues en suspension sont soumises à un mouvement brownien continu. La chaleur accélère ce mouvement, elle augmente la force et la fréquence des chocs entre les gouttelettes. Quand les forces d'impact sont suffisantes, les enveloppes cèdent et l'émulsion se détruit. Avec une émulsion où l'huile est en phase continue, la chaleur abaisse la viscosité de l'huile, les mouvements sont plus rapides, les forces d'impact plus grandes et la sédimentation accélère.

#### **2.4.4. Action électrique :**

Le film d'émulsifiant est constitué de molécules polaires. Ces molécules porteuses d'une surcharge d'électricité sont en équilibre instable. Elles s'ordonnent autour des gouttelettes d'eau et forment une paroi résistante. Un champ électrique détruit cet équilibre et supprime la cause d'émulsion. Il crée en outre une attraction entre les particules en suspension dans l'émulsion et les ordonne sur les lignes de forces électrostatiques. Le film isolant se trouvant détruit et les gouttes rassemblées, elles fusionnent et leur séparation par gravité s'effectue rapidement.

Certains appareils de traitement placent l'émulsion dans un champ électrique alternatif à haut voltage. Les gouttes de liquide prennent des charges proportionnelles à leur volume dont le signe s'inverse deux fois par période. Soumises à des forces d'attraction et de répulsion successives, les masses se heurtent avec une puissance suffisante pour détruire les enveloppes isolantes. [5]

### **3. Théorie sur les désémulsifiants :**

#### **3.1. Généralités :**

La rupture d'une émulsion eau dans l'huile est favorisée par :

- L'augmentation du rapport volume phase aqueuse / volume phase hydrocarbure.
- La modification de la répartition des diamètres des globules d'eau dispersés.
- La modification ou destruction du film interfacial.
- L'addition d'agents émulsionnants favorisant la formation d'une émulsion huile dans eau.
- La modification des charges électriques uniformément réparties sur les gouttelettes d'eau.

L'utilisation d'agents désémulsionnants en solution aqueuse permet d'agir sur les deux premiers facteurs. Ces agents, qui sont des agents de surface, ont par ailleurs une influence sur tous les autres facteurs, mais dans des proportions dépendant de leur composition et des constituants de l'émulsion : eau, huile et film interfacial.

Les agents de surface sont des composés chimiques dont les molécules comportent un groupement susceptible d'assurer une affinité pour les surfaces polaires et d'entraîner le plus souvent la solubilisation dans l'eau, et un radical ayant peu d'affinité pour l'eau.

Le premier groupement, polaire, a des caractéristiques de répartition électronique tendant à assurer à la molécule un moment électrique dipolaire notable, qui conditionne le caractère hydrophile de la molécule.

Le radical, apolaire, a des caractéristiques de répartition électronique n'entraînant pas un moment électrique dipolaire notable ; il conditionne le caractère lipophile de la molécule.

L'importance relative du groupement polaire et du radical apolaire conditionne les affinités respectives de la molécule pour l'eau et pour les solvants organiques peu polaires. Le rapport de ces affinités représente la balance hydrophilophile du produit.

### 3.2. Types de désémulsifiants :

Les produits désémulsionnants sont divisés en deux catégories : non ioniques, ioniques (anioniques, cationiques, ampholytes).

#### 3.2.1. Produits ioniques :

La caractéristique du tensioactif est donnée par l'ion organique qui est le plus important en volume.

##### a. Produits anioniques :

Ils possèdent un ou plusieurs groupements fonctionnels ne pouvant s'ioniser en solution aqueuse qu'en fournissant un ion organique chargé négativement et un ion métallique ou à caractère métallique responsable de la solubilité. Ils sont généralement hydrophiles.

La partie hydrophile est généralement constituée par des groupements sulfates et sulfonates et la partie lipophile par des hydrocarbures.

On peut citer :

- Les sulfates d'alcoyle.
- Les acides alkylarylsulfoniques et leurs sels.
- Les sulfonates de pétrole.
- Les résines sulfonées.

##### b. Produits cationiques :

Ils possèdent un ou plusieurs groupements fonctionnels ne pouvant s'ioniser en solution aqueuse qu'en fournissant un ion organique chargé positivement et un ion négatif, le plus souvent minéral, responsable de la solubilité.

On peut citer :

- Les amines grasses et leurs sels.
- Les sels d'ammonium quaternaires.
- Les amines substituées.
- Les dérivés hétérocycliques du type pyridine, urée...

##### c. Produits ampholytes :

Ils possèdent un ou plusieurs groupements fonctionnels s'ionisant en solution aqueuse en conférant au produit le caractère anionique ou cationique selon les conditions du milieu.

On peut citer :

- Les acides aminés.
- Les ampholytes à fonction ester sulfurique ou sulfonique.

### **3.2.2. Produits non ioniques :**

Ils ne donnent pas naissance à des ions en solution aqueuse. Ces produits résultent souvent de la fixation d'une chaîne glycolique ou polyglycolique (hydrophile) sur une molécule organique (lipophile). Leur caractère hydrophile ou lipophile dépend du rapport moléculaire existant entre ces deux parties de la molécule.

On peut citer les dérivés résultant de la condensation d'oxyde d'éthylène ou de propylène sur les alcools, les phénols et les acides à chaîne longue.

### **3.3. Utilisation :**

Les plus utilisés sont :

- Les produits anioniques (en particulier les acides alkylarylsulfoniques et leurs sels de sodium).
- Les dérivés non ioniques, pour lesquels il est aisé en cours de fabrication de régler la balance hydrophile-lipophile.
- Certains dérivés cationiques, malgré leur prix.

Bien entendu les dérivés non ioniques sont à proscrire en cas de dessalage électrique. De même il faut veiller à la compatibilité du tensioactif utilisé avec d'autres additifs éventuels à l'émulsion (par exemple ne pas utiliser un produit anionique en même temps qu'un bactéricide cationique).

Couramment on utilise des mélanges de produits, compatibles entre eux, qui sont plus actifs que chacun de leurs constituants. [2]

## **4. Théorie sur le dessalage électrostatique :**

### **4.1. Mécanisme de dessalage :**

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives :

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

#### **4.1.1. Diffusion des sels :**

Il s'agit de faire passer dans l'eau les cristaux de sels contenus dans le brut. L'objectif étant d'atteindre tous les cristaux de sels ; il faut que l'émulsion eau/brut soit assez fine.

Le mélange eau-brut s'effectue normalement à travers une vanne de mélange placée à l'entrée du dessaleur.

Pour améliorer la diffusion des cristaux de sels dans l'eau, on injecte souvent l'eau pour partie à la vanne de mélange, pour partie au refoulement de la pompe de charge.

### 4.1.2. Coalescence :

L'émulsion eau/brut, mélange intime de deux liquides non miscibles, est constitué par une phase continue (le brut) et une phase dispersée (l'eau sous forme de gouttelettes dont les dimensions varient de 1 à 10 µm). Asphaltènes et solides finement divisés (sulfure de fer par exemple) sont adsorbés à l'interface eau-huile, formant un film visible au microscope. Ces agents stabilisent l'émulsion.

La difficulté de la coalescence est donc liée étroitement à la teneur en asphaltènes des bruts traités d'une part, et à la présence de salissures ou de sédiments d'autre part.

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

La force d'attraction  $F$  de gouttelettes alignées, d'égale dimension, est égale à :

$$F = K \times E^2 \times r^2 \times \left(\frac{r}{d}\right)^4$$

- $r$  : 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.

En outre, des agents désémulsifiants sont utilisés pour compléter l'action du champ électrique.

### 4.1.3. Décantation :

La décantation est régie par la loi de STOKES :

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

- $V_d$  : Vitesse de décantation (m/s).
- $r$  : Rayon de la goutte d'eau (m).
- $\rho_1$  : Masse volumique de la phase dispersée (eau) (Kg/m<sup>3</sup>).
- $\rho_2$  : Masse volumique de la phase continue (brut) (Kg/m<sup>3</sup>).

## 4.2. Paramètres de réglage d'un dessaleur électrostatique :

Les paramètres de réglage d'un dessaleur en plus des paramètres de conception utilisés par les constructeurs pour dimensionner le matériel sont :

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

- Nature et taux de désémulsifiant.

#### **4.2.1. Niveau d'interface eau-brut :**

Le niveau d'eau décantée représente en fait une électrode ou potentiel 0 du champ primaire définit avec l'électrode la plus basse de l'installation. Toute variation significative du niveau d'eau modifie le champ primaire et perturbe la coalescence électrique. Il y a donc intérêt à maintenir ce niveau constant, selon les recommandations du constructeur.

#### **4.2.2. Température de dessalage :**

Le critère de décantation :  $\frac{\rho_1 - \rho_2}{\mu_2}$  est une fonction de la température.

Le tableau, ci après, montre des températures de dessalage où les bruts présentent la même valeur du critère de décantation.

On voit que l'on pourrait théoriquement dessaler un brut saharien vers 50°C, alors que des bruts arabes légers ou Forcados nécessitent des températures de l'ordre de 140 à 150°C. Il faut ajouter que la position du dessaleur dans la chaîne de préchauffe n'accorde pas toujours une grande souplesse de manœuvre à l'exploitant.

Brut	Densité (°API)	Température de dessalage (°C)
Sahara	45	50
Qatar	41,3	70-80
Zakum	40,1	70-80
Murban	39,5	70-80
Umm Shaif	37	100
Irak Kirkuk	36	120
Bonny Blend	32	120
Es Sider	35,5	120
Iran léger	33,7	140-150
Zubair	34,5	140-150
Arabe léger	34,4	140-150
Forcados	30,8	140-150
Oman	33,5	140-150

**Tableau V.1 : Variation de la température de dessalage en fonction du brut, à critère de décantation constant**

#### **4.2.3. Taux d'eau de lavage :**

La force de coalescence électrique est fonction du taux d'eau de lavage. Pour les bruts lourds de densité API inférieure à 30, on cherchera à combler les lacunes apparentes de la décantation par gravité en augmentant la coalescence électrique, et donc le taux d'eau de lavage.

Si on considère par exemple que les performances du dessalage sont satisfaisantes dans les conditions de design courantes (cas du Kirkuk : 115°C environ, 3-4% d'eau) il faudra, pour obtenir des résultats semblables, un taux d'eau de lavage variable en fonction de la nature du brut et de la température de dessalage.

Densité du brut (°API)	Température de dessalage (°C)	Taux d'eau minimal (%vol)
>40	110	2-4
30-40	110	4-8
	120	4-7
< 30	140	8-10
	130	10

**Tableau V.2 : Conditions moyennes de dessalage**

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

Si l'eau de lavage est peu agressive, on a intérêt à injecter tout en partie de cette eau au refoulement de la pompe de charge et avant les échangeurs de préchauffe (il s'agit ici des échangeurs situés en amont du dessaleur et destiné à préchauffer le brut). Cette possibilité devient impérative si le dessalage se fait à température élevée (risques importants de dépôts dans les échangeurs de préchauffe du brut, on amont du dessaleur).

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

#### **4.2.5. Nature de l'eau de lavage :**

L'eau dense peut être utilisée en appoint. Mais comme elle est fortement oxygénée, il est bon de l'employer après mélange avec l'eau de procédés.

L'eau de mer n'est pas saturée en sels et pourrait donc théoriquement constituer une eau de lavage correcte, mais les risques de corrosion sont trop grands pour qu'on puisse en conseiller délibérément l'emploi.

#### **4.2.6. Perte de charge dans la vanne de mélange :**

Il est très difficile de proposer des règles strictes d'emploi de la vanne de mélange. En effet, une importante augmentation de la pression différentielle risque de former des émulsions stables difficiles à résoudre.

Mais, théoriquement, le lavage du brut est d'autant meilleur que la dispersion de l'eau est plus fine, c'est-à-dire que la perte de charge à la vanne de mélange est plus élevée. Il faut donc trouver un compromis entre :

- La perte de charge.
- La température.
- Le taux d'eau disponible.

En fait, les pertes de charge optimales sont déterminées expérimentalement et vont de 1,5 bar pour les pétroles bruts légers à moins de 0,5 bar pour les bruts visqueux.

#### **4.2.7. Nature et taux de désémulsifiant :**

Pour compléter l'opération de dessalage électrostatique, on a recours à l'emploi d'additifs désémulsifiants.

Leurs formules comprennent en général deux ou trois bases, dont les plus courantes sont des copolymères séquencés, parfois condensés avec des résines phénol-formol, des diacides organiques ou des groupements « éthylène diamine ».



Les taux pratiqués vont de 3 à 10 ppm par rapport au brut : les taux les plus forts sont utilisés pour les bruts les plus visqueux ou les plus asphaltiques, mais aussi pour certains bruts acides.

Pour ce qui concerne les points d'injection, ceux-ci sont situés soit dans le brut en amont de la pompe de charge, soit dans l'eau de lavage, soit dans les deux simultanément. [9]

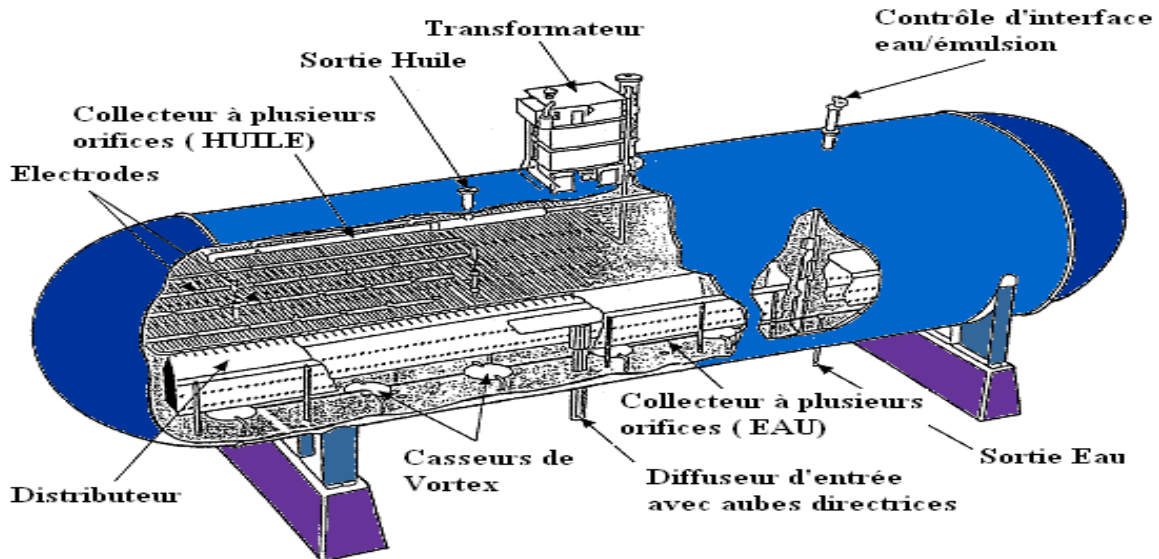
#### **4.3. Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique :**

- Le brut préchauffé contenant le produit chimique casseur d'émulsion est mélangé avec l'eau préchauffée.
- L'eau est injectée dans le brut à environ 3% à 5% par volume de brut arrivant.
- Le mélange de brut et l'eau passe par la vanne de mélange pour former une émulsion.
- L'ouverture de la vanne de mélange est contrôlée par un régulateur de pression différentielle ( $\Delta P$ ) à travers la vanne de mélange.
- L'émulsion entre alors dans le dessaleur par une admission permettant la dispersion.
- Cette admission contient des aubes directrices qui permettent de créer un écoulement laminaire.
- Ce flux laminaire de l'émulsion est envoyé dans un distributeur à l'intérieur du dessaleur.
- Le distributeur est situé dans l'eau juste au dessus du fond du dessaleur.
- L'émulsion quitte le distributeur par des trous placés tout le long.
- L'émulsion, se déplaçant lentement, forme souvent des doigts d'émulsion se déplaçant vers le haut du dessaleur.
- Ces doigts d'émulsion traversent de bas en haut l'eau sans toucher les gouttelettes d'eau.
- Le haut de ces doigts d'émulsion arrive alors entre les électrodes qui cassent l'émulsion en gouttelettes d'eau et en huile.
- Ces gouttelettes se polarisent puis coalescent.
- L'huile continue son chemin vers le haut et quitte les dessaleurs par la sortie. Souvent ce sont deux sorties jumelles situées sur le sommet du séparateur.
- La sortie huile est connectée à un collecteur multiorifices localisé à l'intérieur du dessaleur.
- L'eau quitte le dessaleur par des sorties jumelles au fond du dessaleur.
- Les deux sorties eau sont connectées à un collecteur multiorifices localisé à l'intérieur du dessaleur.
- Chaque sortie d'eau située sur le collecteur est couverte par une plaque anti-Vortex pour limiter les remous et les entrainements d'émulsion avec l'eau et empêcher toute émulsion sur la sortie eau.
- L'interface eau-émulsion est maintenue par un régulateur de niveau. Il n'existe pas d'interface huile-eau.

#### 4.4. Description générale d'un dessaleur électrostatique :

Un dessaleur électrostatique est typiquement équipé des parties internes suivantes :

- Un diffuseur d'entrée.
- Un distributeur.
- Des électrodes.
- Un casseur de Vortex.
- Des collecteurs multiorifices (un côté huile et un autre pour l'eau).



**Figure V.2 : Vue éclatée d'un dessaleur électrostatique**

##### 4.4.1. Diffuseur d'entrée :

Il est adapté avec des aubes directrices dont le but est de redresser l'émulsion et de produire un écoulement laminaire dans le dessaleur.

##### 4.4.2. Distributeur :

Il ressemble à une boîte avec un sommet pointu qui dirige le fluide sur la longueur du ballon.

Le long du distributeur, on peut remarquer la présence d'une multitude de petits trous qui permettent à l'émulsion d'entrer dans la partie principale du dessaleur.

Cet équipement permet de bien répartir l'émulsion entrant dans le dessaleur.

##### 4.4.3. Electrodes :

Il y a deux électrodes, chacune faite de tiges d'acier. Une électrode est alimentée en électricité par le transformateur, l'autre est mise à la terre.

Le transformateur reçoit l'électricité à une basse tension et le transforme à une haute tension pour son utilisation à l'intérieur du dessaleur.

Quand le courant électrique est en service, il passe d'une électrode à l'autre pour que l'espace entre les électrodes devienne un champ électrostatique.

#### **4.4.4. Casseur de Vortex :**

Un Vortex ressemble à un petit tourbillon. Cela arrive quand une grande quantité de liquide s'écoule par un trou. Le Vortex crée une succion dans l'eau du dessaleur et ainsi fait descendre l'émulsion dans l'eau.

Les anti-Vortex sont adaptés sur les sorties d'eau pour empêcher la formation de tourbillon. En empêchant un tourbillon, l'émulsion ne sera pas entraînée dans l'eau et donc ne quittera pas le ballon avec l'eau. Chaque anti-Vortex ressemble à une plaque plate montée sur les sorties d'eau empêchant la formation de tourbillon.

#### **4.4.5. Collecteur multiorifices :**

Un collecteur multiorifices est une conduite, fermée à chaque extrémité, avec une multitude de trous disposés sur toute sa longueur. Le liquide entre dans le collecteur par ces trous.

En ayant tous ces trous, le liquide se rassemble uniformément sur toute la longueur du dessaleur. Cela évite la formation de courant qui pourrait mélanger les couches liquides dans le ballon.

Dans un dessaleur, il y a un collecteur pour l'huile et un pour l'eau.

#### **4.4.6. Accessoires :**

Sur un dessaleur, divers éléments sont nécessaires à son bon fonctionnement.

##### a. Dispositifs de contrôle de niveau :

- Transmetteur et contrôleur de niveau :

Les vannes de contrôle de niveau liquide (vannes de décharge) sont actionnées par des contrôleurs de niveau liquide.

- Niveau à glace :

Les dessaleurs disposent aussi des niveaux à vue pour contrôler le niveau d'émulsion.

##### b. Dispositifs de contrôle de pression :

- Transmetteur de pression :

Il assure la bonne marche de la vanne contrôlant la pression, et de son contrôleur.

- Soupapes de sécurité :

Elles évaluent l'éventuel surplus d'énergie du système à protéger afin de limiter la pression maximale dans l'appareil à une pression admissible par celui-ci.

Elles sont doublées pour pouvoir intervenir sur une soupape pendant que l'autre est en service.

- Manomètres.

c. Dispositifs de contrôle de température :

Pour le contrôle de la température, sont placés des transmetteurs de température ainsi que des thermomètres.

d. Vannes manuelles :

Elles sont disposées sur les sorties eau et huile pour pouvoir effectuer des opérations de maintenance et ainsi multiplier les barrières de sécurité.

e. Vanne de mélange :

L'eau et l'huile sont émulsionnées à l'aide de la vanne de mélange. Cette vanne est de type spécifique. Elle est contrôlée par un contrôleur de pression différentielle qui régule la perte de charge  $\Delta P$  à travers la vanne.

f. Prise d'échantillon :

Des prises d'échantillon sont réparties sur toute la hauteur du dessaleur pour s'assurer du bon fonctionnement de l'équipement. **[6]**

# **CHAPITRE VI**

*Partie pratique*

## 1. Problématique :

La récupération de l'huile s'accompagne sur certains puits d'une production d'eau salée due à la présence des sels cristallisés en suspension avec les particules du brut.

Lors de la production, tout changement de pression ou de température provoque des dépôts de sels qui réduisent le débit en bouchant le tubing, provoquant aussi la corrosion au niveau des équipements (échangeurs et colonnes).

Le dessaleur électrostatique va éliminer le maximum des sels et d'eau du brut pour le rendre conforme aux normes commerciales (salinité et BSW).

Dans ce travail, on procède à :

- Comparer entre les paramètres de marche du design et de l'actuel.
- Etudier l'influence de la température ambiante sur l'efficacité du dessaleur.
- Etudier l'influence du taux d'eau de lavage sur l'efficacité du dessaleur.
- Calculer et vérifier les caractéristiques du dessaleur à étudier.
- Choisir les paramètres convenables pour un bon dessalage.
- Donner des recommandations pour un bon dessalage.

## 2. Données :

On a suivi, pendant 10 jours (du 20 au 29 mars 2016), les paramètres suivants :

- La salinité à l'entrée et à la sortie du dessaleur FA2609A.
- L'efficacité du dessaleur.
- La densité du pétrole brut.
- Le débit d'alimentation en brut.
- Le taux d'eau de lavage.
- La quantité de désémulsifiant (PROCHINOR).
- La température de service.
- La pression de service.

On a calculé la moyenne des valeurs de chaque paramètre pour s'en servir dans le calcul du dessaleur, ainsi que l'efficacité de dessalage:

Jour	S <sub>e</sub> (mg/l)	S <sub>s</sub> (mg/l)	E (%)	densité	Débit d'alimentation (m <sup>3</sup> /h)	Taux d'eau de lavage (%)	Quantité de désémulsifiant (m <sup>3</sup> /h)	T (°C)	P (bar)
1	818	292	64	0,7979	426	2,1	3,1	45	17,2
2	1463	176	88	0,7967	426	2,1	2,98	48	17,2
3	1520	263	85	0,7961	426	2,1	3	37	17,2
4	3127	321	90	0,7965	426	2,1	2,9	34	17,2
5	2747	205	93	0,7963	426	2,1	2,94	33	17,2
6	1549	175	89	0,7966	426	2,1	2,9	47	17,2
7	1520	321	79	0,7953	426	2,1	3	44	17,2
8	1520	234	85	0,7958	426	2,1	2,97	45	17,2
9	643	292	55	0,7962	426	2,1	3,2	48	17,2
10	409	263	36	0,7967	426	2,1	2,9	44	17,2
<b>Moyenne</b>	<b>1531,6</b>	<b>254,2</b>	<b>83</b>	<b>0,7964</b>	<b>426</b>	<b>2,1</b>	<b>2,99</b>	<b>42,5</b>	<b>17,2</b>

**Tableau VI.1 : Données de dessalage**

### 3. Comparaison entre le design et l'actuel :

<u>Grandeur</u>	<u>Design</u>	<u>Actuel</u>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b><u>Pétrole brut :</u></b></li> <li>- Densité</li> <li>- Salinité à l'entrée (mg/l)</li> <li>- Salinité à la sortie (mg/l)</li> <li>- Débit d'alimentation (m<sup>3</sup>/h)</li> </ul>	0,800 500 25 600	0,7964 1531,6 254,2 426
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b><u>Eau process :</u></b></li> <li>- Taux d'eau de lavage (%vol)</li> <li>- Quantité de désémulsifiant (m<sup>3</sup>/h)</li> </ul>	4-6 4	2,1 2,99
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b><u>Dessaleur :</u></b></li> <li>- Pression de service (bar)</li> <li>- Température de service (°C)</li> <li>- Perte de charge maximale (bar)</li> <li>- Efficacité (%)</li> </ul>	13 80-120 2,5 95	17,2 42,5 1 83

**Tableau VI.2 : Comparaison entre le design et l'actuel**

Le tableau ci-dessus montre que l'efficacité du dessaleur a diminué (de 95 à 83%), et cela est dû à la différence entre les paramètres de marche actuels et ceux du design, notamment, le taux d'eau de lavage, la quantité de désémulsifiant, et la température.

### 4. Influence de la température ambiante sur l'efficacité du dessaleur :

Ci-après, un tableau représentant la salinité à l'entrée et à la sortie du dessaleur, ainsi que l'efficacité du dessaleur dans les mois de juin et décembre 2015 (cas été et cas hivers) :

Jour	2015			2015		
	Jun	2015	Efficacité (%)	Décembre	2015	Efficacité (%)
	S <sub>e</sub> (mg/l)	S <sub>s</sub> (mg/l)		S <sub>e</sub> (mg/l)	S <sub>s</sub> (mg/l)	
1	1193	117	90	1037	94	91
2	1299	187	86	614	117	81
3	1626	237	85	1022	205	80
4	1732	143	92	920	219	76
5	1615	234	86	614	380	38
6	2516	260	90	453	131	71
7	1498	205	86	672	161	76
8	1088	140	87	1344	219	84
9	1076	111	90	511	146	71
10	959	146	85	745	263	65
11	772	146	81	1417	234	83
12	1123	164	85	833	175	79
13	1287	208	84	1242	204	84
14	1088	202	81	803	146	82
15	1053	146	86	2662	351	87
16	971	155	84	1828	349	81
17	445	137	69	1784	877	51
18	768	157	80	2135	468	78
19	567	199	65	1667	410	75
20	527	111	79	3013	439	85
21	807	146	82	1082	234	78
22	760	152	80	1463	234	84
23	807	97	88	1463	322	78
24	1064	148	86	1199	205	83
25	646	152	76	1198	146	88

26	679	150	78	1461	438	70
27	584	134	77	730	204	72
28	948	167	82	672	204	70
29	874	186	79	1374	146	89
30	644	132	80	1374	205	85
<b>moyenne</b>	1033,9	162,3	84,30	1244,4	264,2	77.17

**Tableau VI.3 : Comparaison entre le cas été et le cas hivers**

On remarque que l'efficacité du dessaleur en mois de juin (84,30%) est supérieure à celle en mois de décembre (77.17%), ce qui veut dire que le dessalage en été est mieux qu'on hivers, et cela implique que la température ambiante influe sur le dessalage.

### **5. Influence du taux d'eau de lavage sur l'efficacité du dessaleur :**

Pour différentes valeurs de taux de lavage, on calcule la salinité du brut dessalé ainsi que l'efficacité du dessaleur, puis on trace les graphes  $S_s$  (mg/l)= f (X (%)) et  $E$  (%)= f (X (%)).

Sachons que :

$$S_s = \frac{S_e \times Y}{Y + X}$$

$$E\% = \frac{S_e - S_s}{S_e} \times 100$$

On a comme données :

$S_e$ (mg/l)	Y (%)
1531,6	0,42

- Y est la teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur calculée au point 6.1 à la page suivante.

Après le calcul, on obtient les valeurs suivantes :

X (%)	$S_s$ (mg/l)	E (%)
2	265,81	82,64
3	188,09	87,72
4	145,54	90,50
5	118,68	92,25
6	100,20	93,46
7	86,69	94,34

**Tableau VI.4 : variation de la salinité du brut dessalé et de l'efficacité du dessaleur en fonction du taux d'eau de lavage.**



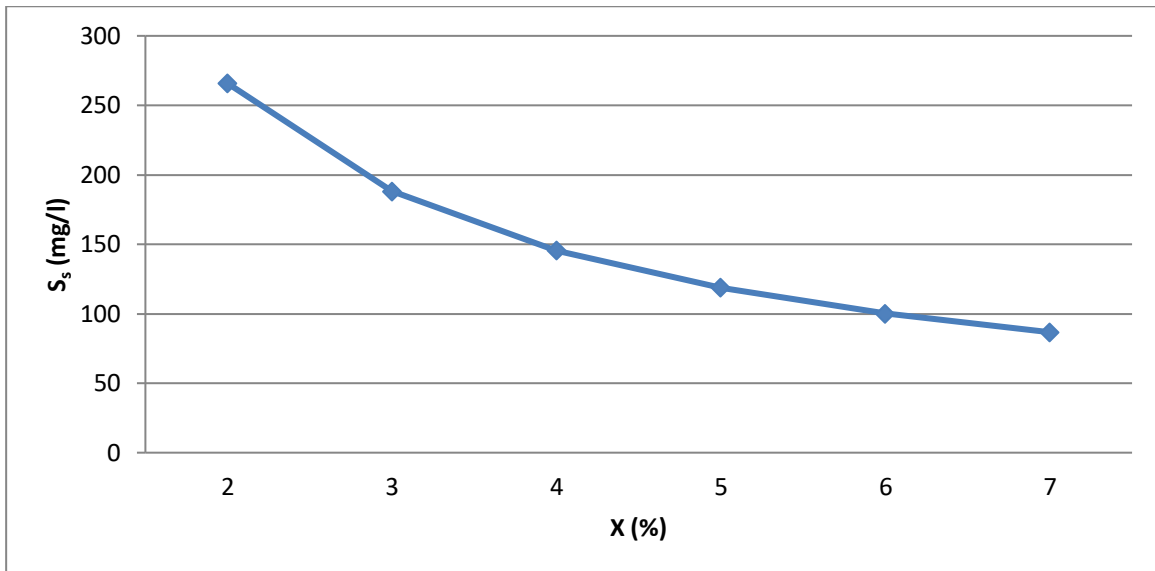


Figure VI.1 :  $S_s \text{ (mg/l)} = f(X\%)$

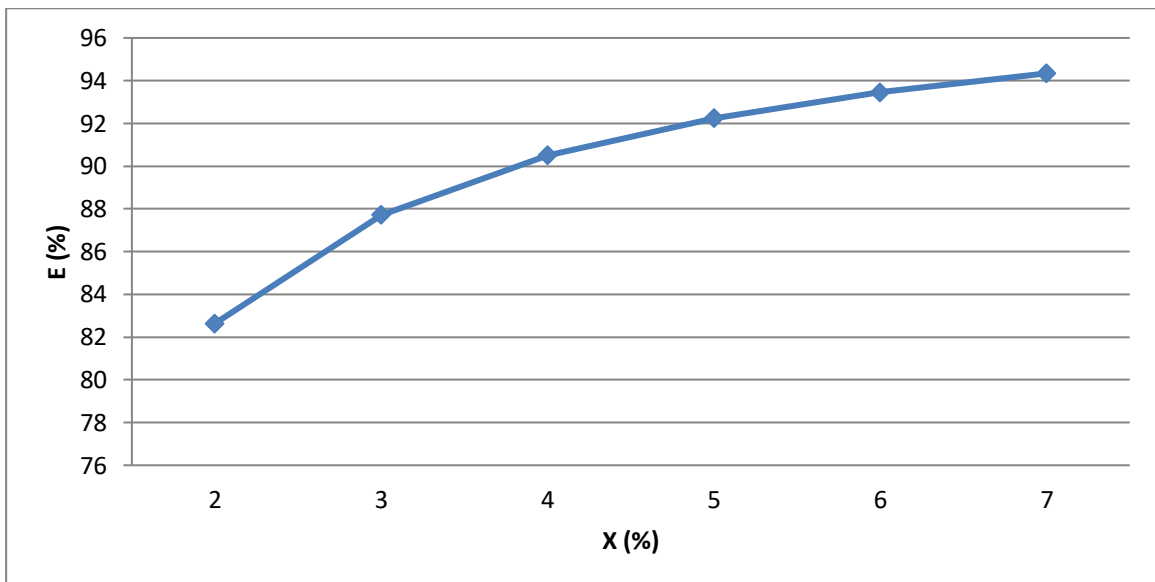


Figure VI.2 :  $E \text{ (%) } = f(X\%)$

D'après le tableau et les graphes tracés, on remarque que la salinité diminue avec l'augmentation du pourcentage d'eau de lavage, et l'efficacité du dessaleur augmente, c'est-à-dire que l'augmentation d'eau de lavage conduit à l'augmentation de l'efficacité du dessaleur du brut par la dilution de la quantité de sels émulsionnée dans le brut.

## 6. Calcul du dessaleur :

### 6.1. Détermination de la teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur :

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

$$S_s (Y + X) = S_e \times Y$$

D'où :  $Y = X \times \frac{S_s}{S_e - S_s}$

- Y : Teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur (%).
- X : Taux d'eau de lavage (%).
- S<sub>s</sub> : Salinité du brut à la sortie du dessaleur (mg/l).
- S<sub>e</sub> : Salinité du brut à l'entrée du dessaleur (mg/l).

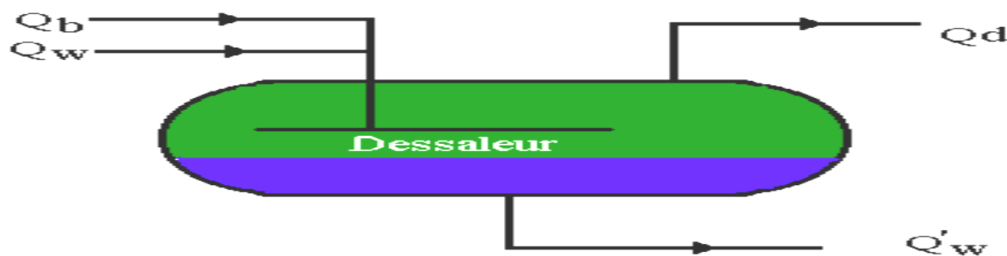
• A.N :

S <sub>e</sub> (mg/l)	S <sub>s</sub> (mg/l)	X (%)
1531,6	254,2	2,1

$$Y = 2,1 \times \frac{254,2}{1531,6 - 254,2}$$

$$Y = 0,42\%$$

**6.2. Bilan matière :**



$$Q = Q_b + Q_w$$

$$Q_b + Q_w = Q_d + Q'_w$$

- Q : Quantité totale (m<sup>3</sup>/h).
- Q<sub>b</sub> : Quantité du brut à dessaler (m<sup>3</sup>/h).
- Q<sub>d</sub> : Quantité du brut dessalé (m<sup>3</sup>/h).
- Q<sub>w</sub> : Quantité d'eau de lavage (m<sup>3</sup>/h).
- Q'<sub>w</sub> : Quantité d'eau de purge (m<sup>3</sup>/h).
- Q<sub>wb</sub> : Quantité d'eau dans le brut à dessaler (m<sup>3</sup>/h).
- Q<sub>wd</sub> : Quantité d'eau dans le brut dessalé (m<sup>3</sup>/h).
- X : taux d'eau de lavage (%).
- Y : teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur (%).

**a. Quantité d'eau de lavage :**

On a :  $X = \frac{Q_w}{Q_b}$

D'où :  $Q_w = X \times Q_b$

• A.N :

Q <sub>b</sub> (m <sup>3</sup> /h)	X (%)
426	2,1

$$Q_w = 426 \times 0.021$$

$$Q_w = 8,95 \text{ m}^3/\text{h}$$

**b. Quantité d'eau dans le brut à dessaler :**

On a :  $Y = \frac{Q_{wb}}{Q_b}$

D'où :  $Q_{wb} = Y \times Q_b$

- A.N :

$Q_b$ (m <sup>3</sup> /h)	Y (%)
426	0,42

$$Q_{wb} = 0,0042 \times 426$$

$$Q_{wb} = 1,79 \text{ m}^3/\text{h}$$

**c. Quantité d'eau dans le brut dessalé :**

La quantité d'eau dans le brut dessalé doit être inférieure à 0,1%. Donc :

$$Q_{wd} = (Q_b - Q_{wb}) \times 0,001$$

- A.N :

$Q_b$ (m <sup>3</sup> /h)	$Q_{wb}$ (m <sup>3</sup> /h)
426	1,79

$$Q_{wd} = (426 - 1,79) \times 0,001$$

$$Q_{wd} = 0,42 \text{ m}^3/\text{h}$$

**d. Quantité de brut dessalé :**

On a :  $Q_d = Q_b - Q_{wd}$

- A.N :

$Q_b$ (m <sup>3</sup> /h)	$Q_{wd}$ (m <sup>3</sup> /h)
426	0,42

$$Q_d = 426 - 0,42$$

$$Q_d = 425,58 \text{ m}^3/\text{h}$$

**e. Quantité d'eau de purge :**

On a :  $Q'_w = Q_b + Q_w - Q_d$

- A.N :

$Q_b$ (m <sup>3</sup> /h)	$Q_w$ (m <sup>3</sup> /h)	$Q_d$ (m <sup>3</sup> /h)
426	8,95	425,58

$$Q'_w = 426 + 8,95 - 425,58$$

$$Q'_w = 9,37 \text{ m}^3/\text{h}$$

f. **Quantité totale :**

On a:  $Q = Q_b + Q_w = Q_d + Q'_w$

- A.N :

$Q_b$ (m <sup>3</sup> /h)	$Q_w$ (m <sup>3</sup> /h)
426	8,95

$$Q = 426 + 8,95 = 425,58 + 9,37$$

$$Q = 434,95 \text{ m}^3/\text{h}$$

Récapitulons :

$Q_w$ (m <sup>3</sup> /h)	$Q_{wb}$ (m <sup>3</sup> /h)	$Q_{wd}$ (m <sup>3</sup> /h)	$Q'_w$ (m <sup>3</sup> /h)	$Q_b$ (m <sup>3</sup> /h)	$Q_d$ (m <sup>3</sup> /h)	$Q$ (m <sup>3</sup> /h)
8,95	1,79	0,42	9,37	426	425,58	434,95

6.3. **Calcul de la vitesse de décantation :**

La vitesse de décantation se calcule d'après la formule de STOKES :

$$V_d = \frac{2}{9} \times \frac{r^2 \times (\rho_e - \rho_b) \times g}{\mu_b}$$

- $V_d$  : Vitesse de décantation (m/s).
- $r$  : Rayon de la goutte d'eau (m).
- $\rho_e$  : Masse volumique de la phase dispersée (eau) (Kg/m<sup>3</sup>).
- $\rho_b$  : Masse volumique de la phase continue (brut) (Kg/m<sup>3</sup>).
- $g$  : Accélération de la pesanteur (9.81 m/s<sup>2</sup>).
- $\mu_b$  : Viscosité dynamique de la phase continue (brut) (Pa.s).

a. **Rayon de la goutte d'eau :**

Taux d'eau de lavage (X%)	1	5	10	15	20
Diamètre de la goutte d'eau (10 <sup>-5</sup> m)	5	10	22	27	35

Tableau VI.5 : Diamètre de la goutte d'eau en fonction du taux d'eau de lavage

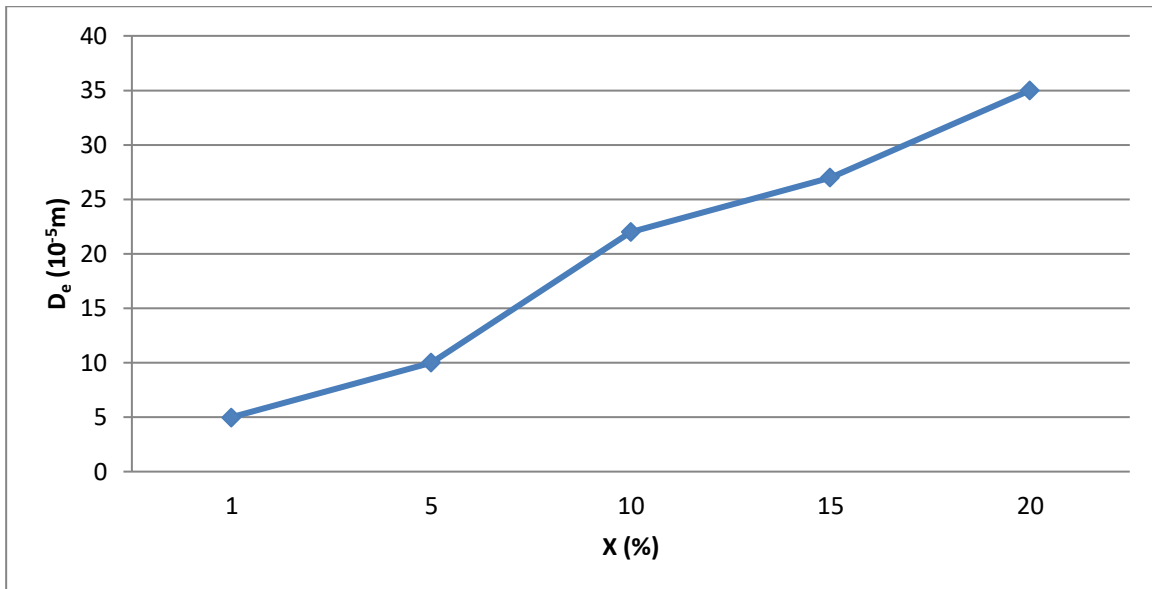


Figure VI.3 :  $D_e (10^{-5} m) = f (X(\%))$

Le taux d'eau de lavage est :  $X=2,1\%$

D'après le graphe :  $D_e = 6,5 \cdot 10^{-5} m$

D'où :  $r = 3,25 \cdot 10^{-5} m$

**b. Masse volumique du brut à la température de dessalage :**

La masse volumique à une température quelconque est donnée par la formule :

$$\rho_b(t) = \rho_b(20^\circ C) - \alpha \times (t - 20)$$

$\alpha$  : Coefficient caractérisant la variation de la masse volumique en fonction de la température.

$$\alpha = 0,001828 - 0,00132 \times \rho_b(20^\circ C)$$

- A.N :

On a :  $\rho_b (20^\circ C) = 0,7825 \text{ g/cm}^3$

$$\alpha = 0,001828 - 0,00132 \times 0,7825$$

$$\alpha = 0,0007951$$

$\rho_b (20^\circ C) (\text{g/cm}^3)$	$\alpha$	$t (^\circ C)$
0,7825	0,0007951	42,5

La masse volumique du brut à la température de dessalage sera :

$$\rho_b(42,5^\circ C) = 0,7825 - 0,0007951 \times (42,5 - 20)$$

$$\rho_b(42,5^\circ C) = 0,7646 \text{ g/cm}^3$$

$$\rho_b = 764,60 \text{ kg/m}^3$$

**c. Masse volumique de l'eau à la température de dessalage :**

On a:  $\rho_e(t) = \rho_e(20^\circ\text{C}) - \alpha \times (t - 20)$

Et:  $\alpha = 0,001828 - 0,00132 \times \rho_e(20^\circ\text{C})$

- A.N:

On a:  $\rho_e(20^\circ\text{C}) = 1\text{g/cm}^3$

$$\alpha = 0,001828 - 0,00132 \times 1$$

$$\alpha = 0,000508$$

$\rho_e(20^\circ\text{C})(\text{g/cm}^3)$	$\alpha$	t (°C)
1	0,000508	42,5

$$\rho_e(42,5^\circ\text{C}) = 1 - 0,000508 \times (42,5 - 20)$$

$$\rho_e(42,5^\circ\text{C}) = 0,9886 \text{ g/cm}^3$$

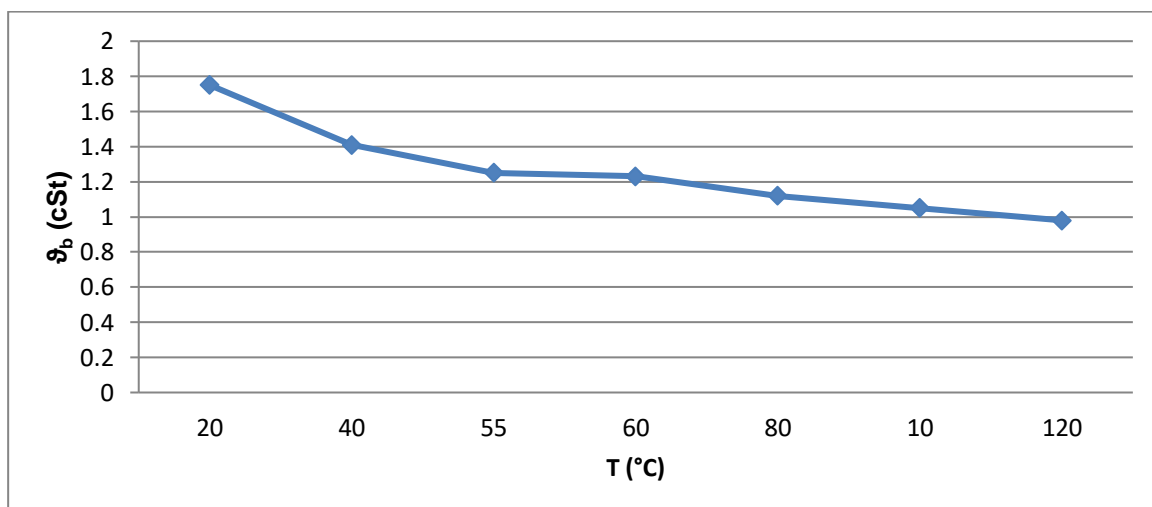
$$\rho_e = 988,60 \text{ Kg/m}^3$$

**d. Viscosité dynamique du brut:**

On a:  $\mu_b = \vartheta_b \times \rho_b$

- $\mu_b$ : viscosité dynamique du brut (Pa.s).
- $\vartheta_b$ : viscosité cinématique du brut ( $\text{m}^2/\text{s}$ ).
- $\rho_b$ : Masse volumique du brut ( $\text{Kg/m}^3$ ).

Pour pouvoir déterminer la viscosité cinématique de la phase continue à la température de dessalage, il faut d'abord la déterminer à deux températures différentes.



**Figure VI.4 : Variation de la viscosité cinématique du brut en fonction de la température**

D'après le graphe :

- $\vartheta_b (20^\circ\text{C}) = 1,75 \text{ cSt}$
- $\vartheta_b (40^\circ\text{C}) = 1,41 \text{ cSt}$

D'après GOSS :  $\log \frac{\vartheta_b(t_1)}{\vartheta_b(t_2)} = R \times \log \frac{t_2}{t_1}$

On détermine d'abord le coefficient R :

$$R = \frac{\log \frac{\vartheta_b(t_1)}{\vartheta_b(t_2)}}{\log \frac{t_2}{t_1}}$$

- A.N :

$t_1$ (°C)	$t_2$ (°C)	$\vartheta_b (20^\circ\text{C})$ (cSt)	$\vartheta_b (40^\circ\text{C})$ (cSt)
20	40	1,75	1,41

$$R = \frac{\log \frac{1,75}{1,41}}{\log \frac{40}{20}}$$

$$R = 0,312$$

Donc la viscosité à la température de dessalage sera :

$$\log \vartheta_b (t_2) = \log \vartheta_b (t_1) - R \times \log \frac{t_2}{t_1}$$

$t_1$ (°C)	$t_2$ (°C)	$\vartheta_b (40^\circ\text{C})$ (cSt)	R
40	42,5	1,41	0,312

$$\log \vartheta_b (42,5^\circ\text{C}) = 1,41 - 0,312 \times \log \frac{42,5}{40}$$

$$\log \vartheta_b (42,5^\circ\text{C}) = 0,141$$

D'où :  $\vartheta_b = 1,38 \text{ cSt}$

$$\vartheta_b = 1,38 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$\vartheta_b$ (m <sup>2</sup> /s)	$\rho_b$ (Kg/m <sup>3</sup> )
$1,38 \cdot 10^{-6}$	764,60

$$\mu_b = 1,38 \cdot 10^{-6} \times 764,60$$

$$\mu_b = 1,06 \cdot 10^{-3} \text{ Pa.s}$$

Récapitulons :

r (m)	$\rho_b$ (Kg/m <sup>3</sup> )	$\rho_e$ (Kg/m <sup>3</sup> )	g (m/s <sup>2</sup> )	$\mu_b$ (Pa.s)
$3,25 \cdot 10^{-5}$	764,60	988,60	9,81	$1,06 \cdot 10^{-3}$

$$V_d = \frac{2}{9} \times \frac{(3,25 \cdot 10^{-5})^2 \times (988,60 - 764,60) \times 9,81}{1,06 \cdot 10^{-3}}$$

$$V_d = 4,89 \cdot 10^{-4} \text{ m/s}$$

#### 6.4. Détermination de la nature du régime d'écoulement :

Le régime hydraulique est fonction du nombre de Reynolds qui se détermine à partir de la vitesse de décantation :

$$Re = \frac{V_d \times D_e}{\vartheta_b}$$

- Re : Nombre de Reynolds.
- $V_d$  : Vitesse de décantation (m/s).
- $D_e$  : Diamètre de la goutte d'eau (m).
- $\vartheta_b$  : Viscosité cinématique du brut (m<sup>2</sup>/s).

• A.N :

$V_d$ (m/s)	$D_e$ (m)	$\vartheta_b$ (m <sup>2</sup> /s)
$4,89 \cdot 10^{-4}$	$6,50 \cdot 10^{-5}$	$1,38 \cdot 10^{-6}$

$$Re = \frac{4,89 \cdot 10^{-4} \times 6,50 \cdot 10^{-5}}{1,38 \cdot 10^{-6}}$$

$$Re = 0,023$$

Nombre de Reynolds	$Re \leq 0,2$	$0,2 < Re < 500$	$Re > 500$
Régime d'écoulement	Laminaire	Intermédiaire	Turbulent

Tableau VI.6 : nature du régime d'écoulement

On a : **Re < 0,2**

Donc : le régime d'écoulement est laminaire.

#### 6.5. Calcul des dimensions du dessaleur :

Le redimensionnement du dessaleur consiste à recalculer son diamètre, longueur et volume de capacité.

##### a. Diamètre du dessaleur :

Le diamètre du dessaleur est calculé par la formule :  $D = \beta \times \sqrt{2\pi \times F}$



F (facteur relatif au brut) est déterminé par la relation :  $F = \frac{Q_d}{8\pi \times R_{L/D} \times V_d}$

- $Q_d$  : Quantité du brut dessalé (m<sup>3</sup>/s).
- $R_{L/D}$  : Rapport de la longueur sur le diamètre du dessaleur.
- $V_d$  : Vitesse de décantation (m/s).

• A.N :

$Q_d$ (m <sup>3</sup> /s)	R	$V_d$ (m/s)
0,12	3	$4,89 \cdot 10^{-4}$

$$F = \frac{0,12}{8\pi \times 3 \times 4,89 \cdot 10^{-4}}$$

$$F = 3,20$$

On détermine  $\beta$  par la formule :  $\beta = \frac{\sin(\frac{\alpha}{2})}{\sqrt{2 \times \alpha - \sin(2\alpha)}}$

$\alpha$  (Rad) est fonction de la constante K :  $K = \frac{0,7}{\sqrt{2\pi \times F}}$

• A.N :

On a : F= 3,20

$$K = \frac{0,7}{\sqrt{2\pi \times 3,20}}$$

$$K = 0,16$$

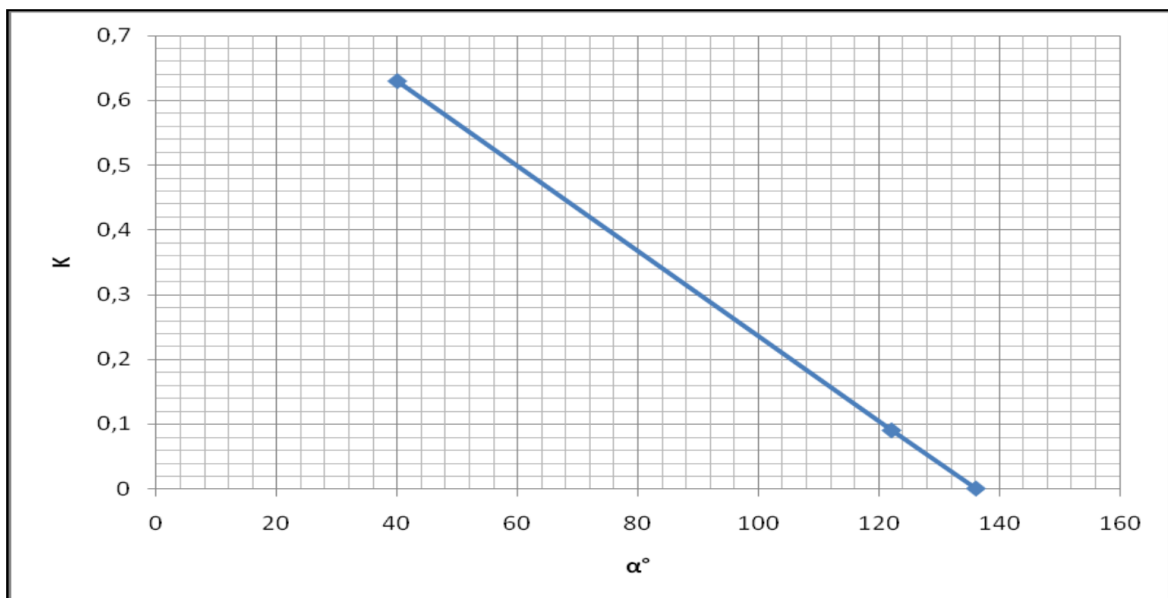


Figure VI.5 :  $K=f(\alpha^\circ)$

D'après le graphe :  $\alpha = 111^\circ$  qui correspond à 1,94 Rad.

$$\alpha = 1,94 \text{ Rad}$$

$$\beta = \frac{\sin\left(\frac{1,94}{2}\right)}{\sqrt{2 \times 1,94 - \sin(2 \times 1,94)}}$$

$$\beta = 0,38$$

$\beta$	F
0,38	3,20

$$D = 0,38 \sqrt{2\pi \times 3,20}$$

$$D = 1703,92 \text{ mm}$$

**b. Longueur du dessaleur :**

On a :  $L = 3D$

- A.N :

$$L = 3 \times 1703,92$$

$$L = 5111,75 \text{ mm}$$

**c. Calcul du volume de capacité du dessaleur:**

On a :  $V = V_1 + V_2$

- $V$  : volume de capacité ( $m^3$ ).
- $V_1$  : volume de la partie cylindrique du dessaleur ( $m^3$ ).
- $V_2$  : volume des deux hémisphères ( $m^3$ ).

$$V_1 = \frac{\pi \times D^2 \times L}{4}$$

$$V_2 = \frac{4}{3} \times \frac{\pi \times D^3}{8}$$

$$\text{D'où : } V = \frac{\pi \times D^2 \times L}{4} + \frac{4}{3} \times \frac{\pi \times D^3}{8}$$

- A.N :

D ( $m^3$ )	L ( $m^3$ )
1,70392	5,11175

$$V = \frac{\pi \times (1,70392)^2 \times 5,11175}{4} + \frac{4}{3} \times \frac{\pi \times (1,70392)^3}{8}$$

$$V = 14,25 \text{ m}^3$$

d. **Comparaison entre les dimensions calculées et celles de design :**

Dimension	Design	Calculée
Longueur (mm)	9450	5111,75
Diamètre (mm)	3048	1703,92
Volume de capacité (m <sup>3</sup> )	76,40	14,25

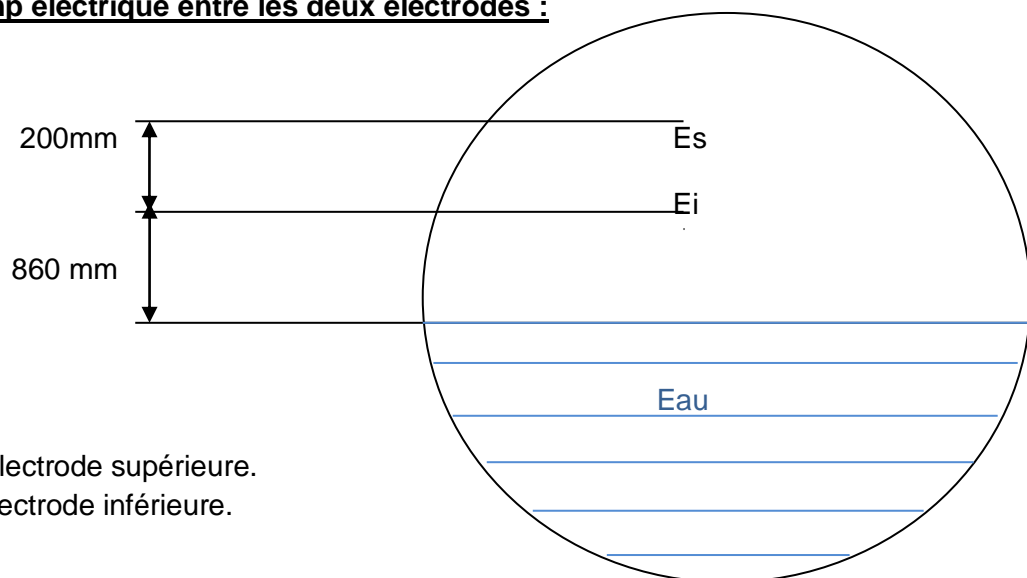
**Tableau VI.7 : comparaison entre les dimensions calculées et réelles**

On remarque que les valeurs calculées sont loin des valeurs de design. Cela est dû à la différence entre la température actuelle (42,5°C) et celle de design (80-120°C), et aussi à la différence du débit d'alimentation (426 m<sup>3</sup>/h au lieu de 600 m<sup>3</sup>/h).

On utilise les dimensions de design pour la suite du calcul.

6.6. **Calcul des caractéristiques électriques du dessaleur :**

a. **champ électrique entre les deux électrodes :**



- Es : Electrode supérieure.
- Ei : Electrode inférieure.

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

$$E = \frac{U}{L_{si}}$$

- E : Champ électrique entre les deux électrodes (Volts/cm).
- U : Tension du courant (volts).
- L<sub>si</sub> : Distance entre les deux électrodes (cm).

• **A.N :**

U (volts)	L <sub>si</sub> (cm)
17 000	20

$$E = \frac{17\,000}{20}$$

$$E = 850 \text{ Volts/cm}$$

**b. Champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure :**

On a :  $E' = \frac{U}{L'}$

- E' : Champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure (Volts/cm).
- U : Tension du courant (volts).
- L' : Distance entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau (cm).

• **A.N :**

U (volts)	L' (cm)
17 000	86

$$E' = \frac{17\,000}{86}$$

$$E' = 197,67 \text{ Volts/cm}$$

**c. Champ critique :**

Le champ critique se calcule par cette formule :

$$E_c = A \times \sqrt{\frac{2 \times \delta}{\varepsilon \times D_e}}$$

- E<sub>c</sub> : Champ critique (Volts/cm).
- A : Coefficient de proportionnalité.
- δ : Tension superficielle entre l'eau et le brut (g/cm<sup>2</sup>).
- ε : Coefficient diélectrique.
- D<sub>e</sub> : Diamètre de la goutte d'eau (cm).

Taux d'eau de lavage (X%)	1	5	10	20
A	376	382	391	403

**Tableau VI.8 : Coefficient de proportionnalité A en fonction du taux d'eau de lavage**

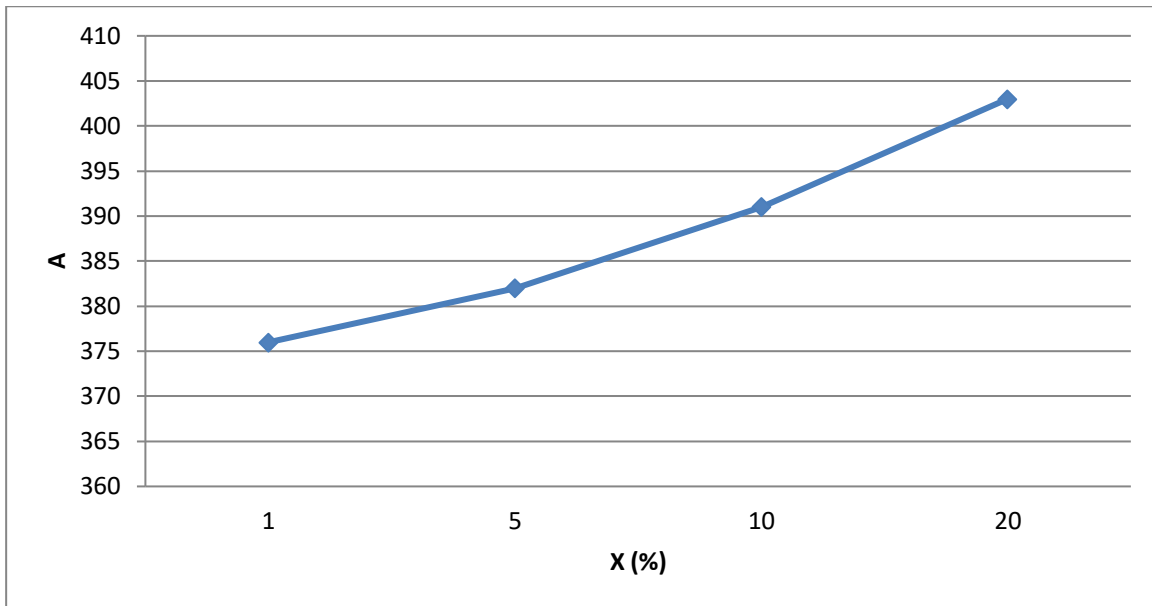


Figure VI.6:  $A=f(X \%)$

On a:  $X= 2,1\%$

D'après de graphe :  $A=380$

- A.N :

A	$\delta$ (g/cm <sup>2</sup> )	$\epsilon$	$D_e$ (cm)
380	15	16	$6,50 \cdot 10^{-3}$

$$E_c = 380 \times \sqrt{\frac{2 \times 15}{16 \times 6,50 \cdot 10^{-3}}}$$

$E_c = 6453,98 \text{ Volts/cm}$

**d. Vérification du fonctionnement électrique du dessaleur :**

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

E (Volts/cm)	$E_c$ (Volts/cm)
850	6453,98

On remarque que :  $E < E_c$

Donc : **le dessaleur est en bon fonctionnement du point de vue électrique.**

### 6.7. Calcul du temps de séjour et temps de décantation :

#### a. Temps de séjour :

Le temps de séjour du brut dans le dessaleur est donné par la relation suivante :

$$T_s = \frac{V}{Q}$$

- $T_s$  : Temps de séjour (h).
- $V$  : Volume de capacité du dessaleur ( $m^3$ ).
- $Q$  : Débit volumique total ( $m^3/h$ ).

• A.N :

V ( $m^3$ )	Q ( $m^3/h$ )
76,40	434,95

$$T_s = \frac{76,40}{434,95}$$

$$T_s = 0,176 \text{ h}$$

$$T_s = 10,54 \text{ min}$$

#### b. Temps de décantation :

On calcule le temps de décantation par la formule suivante :

$$T_d = \frac{L'}{V_d}$$

- $T_d$  : Temps de décantation (s).
- $L'$  : Distance entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau (m).
- $V_d$  : Vitesse de décantation (m/s).

• A.N :

$L'$ (m)	$V_d$ (m/s)
0,86	$4,89 \cdot 10^{-4}$

$$T_d = \frac{0,86}{4,89 \cdot 10^{-4}}$$

$$T_d = 1758,69 \text{ s}$$

$$T_d = 29,31 \text{ min}$$

#### c. Comparaison entre le temps de séjour et le temps de décantation :

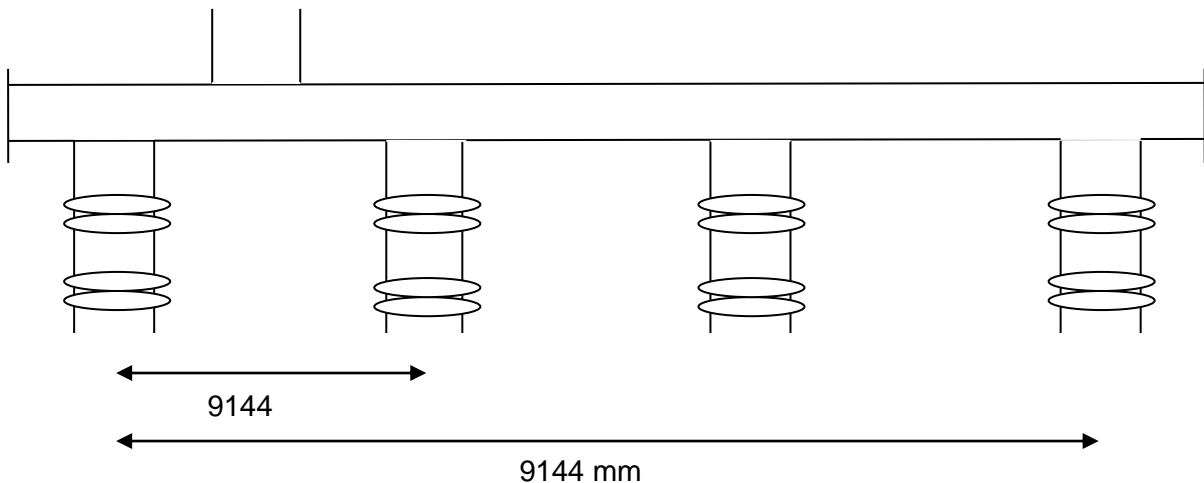
$T_d$ (min)	$T_s$ (min)
29,31	10,54

On remarque que :  $T_d > T_s$

Le temps de décantation doit être supérieur au temps de séjour pour éviter l'entraînement de l'eau séparée avec le brut dessalé.

### 6.8. Calcul du distributeur :

Le calcul du distributeur permet de connaître la vitesse d'écoulement.



#### a. Nombre de rampes de distribution :

Le nombre de rampes est donné par la formule suivante :

$$n_r = \frac{L}{l} + 1$$

- L : Distance séparant les deux trous extrêmes (mm).
- l : Distance séparant les deux rampes (mm).
- (+1) correspond aux deux moitiés des trous de l'extrémité.

#### • A.N :

L (mm)	l (mm)
9144	3048

$$n_r = \frac{9144}{3048} + 1$$

$$n_r = 4$$

#### b. Nombre de trous :

On a :  $n_t = 2 \times n_r$  (dans chaque rampe il y a deux trous)

- A.N :

$$n_t = 2 \times 4$$

$$n_t = 8$$

**c. Vitesse d'écoulement :**

Le pétrole possède une vitesse d'écoulement que l'on peut calculer par la formule suivante :

$$W = \frac{Q_b}{3600 \times n \times f}$$

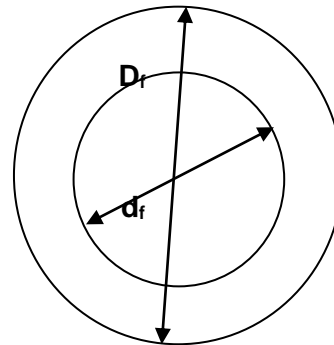
- W : Vitesse d'écoulement (m/s).
- Q<sub>b</sub> : Quantité du pétrole brut à dessaler (m<sup>3</sup>/h).
- n<sub>t</sub> : Nombre de trous.
- f : Surface de passage d'un trou (m<sup>2</sup>).

D'après le schéma ci-dessous, on peut calculer la surface de passage d'un trou avec la formule suivante :  $f = \frac{\pi}{4} \times (D_f^2 - d_f^2) \times d$

D<sub>f</sub> : Diamètre extérieur (m).

d<sub>f</sub> : Diamètre intérieur (m).

d : Distance entre la section supérieure et la section inférieure (m).



- A.N :

D <sub>f</sub> (m)	d <sub>f</sub> (m)	d (m)
0,300	0,270	0,192

$$f = \frac{\pi}{4} \times (0,300^2 - 0,270^2) \times 0,192$$

$$f = 2,57. 10^{-3} \text{ m}^2$$

Q <sub>b</sub> (m <sup>3</sup> /h)	n <sub>t</sub>	f (m <sup>2</sup> )
426	8	2,57. 10 <sup>-3</sup>

$$W = \frac{426}{3600 \times 8 \times 2,57. 10^{-3}}$$

$$W = 5,76 \text{ m/s}$$



### 6.9. Calcul des efficacités du dessaleur et de dessalage :

#### a. Efficacité du dessaleur :

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

$$E\% = \frac{S_e - S_s}{S_e} \times 100$$

- E% : Efficacité du dessaleur (%).
- S<sub>e</sub> : Salinité du brut à l'entrée du dessaleur (mg/l).
- S<sub>s</sub> : Salinité du brut à la sortie du dessaleur (mg/l).

#### • A.N :

S <sub>e</sub> (mg/l)	S <sub>s</sub> (mg/l)
1531,60	254,20

$$E\% = \frac{1531,60 - 254,20}{1531,60} \times 100$$

$$E\% = 83,40\%$$

#### b. Efficacité de dessalage :

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

$$E'\% = \frac{S_e - S_s}{S_e - S_o} \times 100$$

- E'% : Efficacité de dessalage (%).
- S<sub>e</sub> : Salinité du brut à l'entrée du dessaleur (mg/l).
- S<sub>s</sub> : Salinité du brut à la sortie du dessaleur (mg/l).
- S<sub>o</sub> : Salinité théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur (mg/l).

S<sub>o</sub> est déterminée par la formule suivante :

$$S_o = \frac{Z \times (S_e + \frac{X \times S_w}{100})}{X + Y}$$

- S<sub>o</sub> : Salinité théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur (mg/l).
- S<sub>e</sub> : Salinité du brut à l'entrée du dessaleur (mg/l).
- S<sub>w</sub> : Salinité de l'eau injectée (mg/l) (négligeable car c'est une eau douce).
- X : Taux d'eau de lavage (%).
- Y : Teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur (%).
- Z : Teneur en eau du brut à la sortie du dessaleur (%).

Z est le rapport de la quantité d'eau dans le brut dessalé sur la quantité de ce dernier :

$$Z = \frac{Q_{wd}}{Q_d} \times 100$$

- A.N :

$Q_{wd}$ (m <sup>3</sup> /h)	$Q_d$ (m <sup>3</sup> /h)
0,42	425,58

$$Z = \frac{0,42}{425,58} \times 100$$

$$Z = 0,1 \%$$

$S_e$ (mg/l)	$S_w$ (mg/l)	X (%)	Y (%)	Z (%)
1531,60	0	2,1	0,42	0,1

$$S_o = \frac{0,1 \times (1531,60 + \frac{2,1 \times 0}{100})}{2,1 + 0,42}$$

$$S_o = 60,78 \text{ mg/l}$$

$S_e$ (mg/l)	$S_s$ (mg/l)	$S_o$ (mg/l)
1531,60	254,20	60,78

$$E' \% = \frac{1531,60 - 254,20}{1531,60 - 60,78} \times 100$$

$$E' \% = 86,85 \%$$

### 6.10. Synthèse des résultats obtenus :

Grandeur	Symbole	Valeur
Teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur	Y	0,42 %
Quantité d'eau de lavage	$Q_w$	8,95 m <sup>3</sup> /h
Quantité d'eau dans le brut à dessaler	$Q_{wb}$	1,79 m <sup>3</sup> /h
Quantité d'eau dans le brut dessalé	$Q_{wd}$	0,42 m <sup>3</sup> /h
Quantité de brut dessalé	$Q_d$	425,58 m <sup>3</sup> /h
Quantité d'eau de purge	$Q'_w$	9,37 m <sup>3</sup> /h
Quantité totale	Q	434,95 m <sup>3</sup> /h
Diamètre de la goutte d'eau	$D_e$	6,5. 10 <sup>-5</sup> m
Rayon de la goutte d'eau	r	3,25. 10 <sup>-5</sup> m
Masse volumique du brut	$\rho_b$	764,60 Kg/m <sup>3</sup>
Masse volumique de l'eau	$\rho_e$	988,60 Kg/m <sup>3</sup>
Viscosité cinématique du brut	$\vartheta_b$	1,38. 10 <sup>-6</sup> m <sup>2</sup> /s
Viscosité dynamique du brut	$\mu_b$	1,06. 10 <sup>-3</sup> Pa.s
Vitesse de décantation	$V_d$	4,89. 10 <sup>-4</sup> m/s
Nombre de Reynolds	$Re$	0,023
Diamètre du dessaleur	D	1703,92 mm
Longueur du dessaleur	L	5111,75 mm
Volume de capacité du dessaleur	V	14,25 m <sup>3</sup>
Champ électrique entre les deux électrodes	E	850 volts/cm
Champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure	E'	197,67 Volts/cm
Champ critique	$E_c$	6453,98 Volts/cm
Temps de séjour	$T_s$	10,54 min

Temps de décantation	$T_d$	29,31 min
Nombre de rampes de distribution	$n_r$	4
Nombre de trous de distribution	$n_t$	8
Vitesse d'écoulement	$W$	5,76 m/s
Efficacité du dessaleur	$E\%$	83,40 %
Teneur en eau du brut à la sortie du dessaleur	$Z$	0,1 %
Salinité théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur	$S_o$	60,78 mg/l
Efficacité de dessalage	$E'\%$	86,85 %

**Tableau VI.9 : résultats obtenus****6.11. Commentaires :**

- Les dimensions calculées du dessaleur sont largement différentes des réelles.
- L'efficacité du dessaleur actuelle est inférieure à celle de design.
- Le dessaleur est en bon fonctionnement, d'après les valeurs des temps de séjour et de décantation, et les caractéristiques électriques.

Donc la diminution de l'efficacité de dessalage n'est pas causée par une anomalie au niveau du dessaleur, mais par les paramètres de marches incompatibles avec le design, notamment :

- La température de dessalage (42,5°C au lieu de 80-120°C).
- Le taux d'eau de lavage (2,1% au lieu de 4-6%).
- La quantité de désémulsifiant (2,99 m<sup>3</sup>/h au lieu de 4 m<sup>3</sup>/h).

**7. Choix des paramètres convenables au dessalage :**

On prend des valeurs de température et taux d'eau de lavage comprises dans les intervalles du tableau VI.2, et on refait le calcul du dessaleur suivant les mêmes étapes précédentes.

- $T = 100^\circ\text{C}$
- $X = 5\%$

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

<b>Grandeur</b>	<b>Symbole</b>	<b>Valeur</b>
Teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur	$Y$	0,42 %
Salinité du brut à la sortie du dessaleur	$S_s$	118,68 mg/l
Quantité d'eau de lavage	$Q_w$	21,30 m <sup>3</sup> /h
Quantité d'eau dans le brut à dessaler	$Q_{wb}$	1,79 m <sup>3</sup> /h
Quantité d'eau dans le brut dessalé	$Q_{wd}$	0,42 m <sup>3</sup> /h
Quantité de brut dessalé	$Q_d$	425,58 m <sup>3</sup> /h
Quantité d'eau de purge	$Q'_w$	21,72 m <sup>3</sup> /h
Quantité totale	$Q$	447,3 m <sup>3</sup> /h
Diamètre de la goutte d'eau	$D_e$	$10^{-4}$ m
Rayon de la goutte d'eau	$r$	$5 \cdot 10^{-5}$ m
Masse volumique du brut	$\rho_b$	718,89 Kg/m <sup>3</sup>
Masse volumique de l'eau	$\rho_e$	959,36 Kg/m <sup>3</sup>
Viscosité cinématique du brut	$\vartheta_b$	$1,06 \cdot 10^{-6}$ m <sup>2</sup> /s
Viscosité dynamique du brut	$\mu_b$	$7,62 \cdot 10^{-4}$ Pa.s
Vitesse de décantation	$V_d$	$1,72 \cdot 10^{-3}$ m/s
Nombre de Reynolds	$R_e$	0,081

Diamètre du dessaleur	D	2899,25 mm
Longueur du dessaleur	L	8697,76 mm
Volume de capacité du dessaleur	V	70,18 m <sup>3</sup>
Champ électrique entre les deux électrodes	E	850 volts/cm
Champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure	E'	197,67 Volts/cm
Champ critique	E <sub>c</sub>	52307,50 Volts/cm
Temps de séjour	T <sub>s</sub>	10,25 min
Temps de décantation	T <sub>d</sub>	8,33 min
Nombre de rampes de distribution	n <sub>r</sub>	4
Nombre de trous de distribution	n <sub>t</sub>	8
Vitesse d'écoulement	W	5,76 m/s
Efficacité du dessaleur	E%	92,25 %
Teneur en eau du brut à la sortie du dessaleur	Z	0,1 %
Salinité théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur	S <sub>o</sub>	25,43 mg/l
Efficacité de dessalage	E'%	93,81 %

**Tableau VI.10 : résultats obtenus après changement des paramètres**

On remarque que l'efficacité du dessaleur en utilisant ces paramètres (92,25%) est proche de celle du design (95%), et la salinité du brut à la sortie du dessaleur a diminué par rapport à la première (de 254,2 à 118,68 mg/l). Cela prouve que la température de dessalage et le taux d'eau de lavage sont des paramètres de marche qui influent sur l'efficacité de dessalage.


## **8. Conclusion et recommandations :**

La diminution de l'efficacité du dessaleur est due aux paramètres de marche qui ne sont pas conformes à ceux de design.

Pour obtenir l'efficacité désirée, on doit modifier ces paramètres de telle façon à ce qu'ils soient dans les intervalles précisés dans le tableau VI.2.

Pour cela, on recommande les solutions suivantes :

- Placer un échangeur de chaleur en amont du dessaleur pour préchauffer le brut à dessaler à une température de 80-120°C (surtout en cas de baisse de la température ambiante).
- Augmenter le taux d'eau de lavage (4-6%) pour avoir une meilleure diffusion des sels dans l'eau.
- Augmenter la quantité de désémulsifiant à 4 m<sup>3</sup>/h pour une rupture d'émulsion eau/brut meilleure, une bonne séparation eau-brut, et donc un bon dessalage.



**Conclusion**  
**générale**

## **Conclusion :**

Le stage pratique effectué au sein du service de traitement brut CINA m'a permis d'acquérir des connaissances sur le traitement du pétrole brut et ses différentes étapes (séparation, stabilisation, dessalage, etc.), ce qui a approfondi mes acquisitions théoriques durant ma formation universitaire.

L'unité de dessalage a pour but d'éliminer l'eau et les sels se trouvant dans le pétrole brut sous des paramètres opératoires bien précis.

D'après l'étude du dessaleur électrostatique FA2609A, on a constaté qu'un dessalage est réalisé en présence de trois paramètres clés :

- La température de dessalage
- Le taux d'eau de lavage
- La quantité de désémulsifiant.

Une réduction de ces paramètres conduit à l'augmentation de la salinité du brut dessalé, et donc à la diminution de l'efficacité de dessalage, ce qui mène à de nombreux problèmes au niveau de l'unité elle-même (encrassement des échangeurs), des pipelines (lors du transport du brut) et des colonnes de distillation.

Pour obtenir l'efficacité voulue (95%), on doit confondre les paramètres de marche avec ceux du design en augmentant les taux d'eau de lavage et de désémulsifiant, ainsi que la température de dessalage (80-120°C). Afin d'atteindre cette température nous recommandons l'installation d'un échangeur de chaleur en amont du dessaleur, surtout quand la température ambiante (en hiver) est basse (la température ambiante influe considérablement sur l'efficacité de dessalage).

# **BIBLIOGRAPHIE**

**[1]** : BOUMADJENE, H. *Unité traitement CINA* [DOC].

**[2]** : Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel (1976). *Production et traitement des pétroles bruts salés*. TECHNIP, Paris.

**[3]** : *Description des unités de compression* [DOC].

**[4]** : Ingénieur exploitation (2010). *Branche hydrocarbures, Division production, Direction régionale Hassi-Messaoud, Direction exploitation*. Rapport de training [DOC].

**[5]** : MAILHE, L (1974). *Cours de production, Collecte-Traitement-Stockage* [en ligne]. TECHNIP, Paris.

**[6]** : Manuel de formation TOTAL, cours EXP-PR-EQ090 (2007). *Les équipements, Les dessaleurs* [PDF].

**[7]** : *Présentation du service traitement CINA* (2010) [PPT].

**[8]** : WAUQUIER, J.P (1994). *Pétrole brut, Produits pétroliers, Schémas de fabrication*. TECHNIP, Paris.

**[9]** : WAUQUIER, J.P (1994). *Procédés de séparation*. TECHNIP, Paris.