



MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES

En vue de l'obtention d'un diplôme de Master

Option : Minéralurgie

Thème

**Amélioration de l'efficacité du dessaleur
V(51) de l'unité de topping, cas de la
raffinerie de Skikda**

Par:

FERRADJ Abdelhakim

SAIGHI Feriel

Devant les jurys composé de:

KRIM Mansour	(MAA)	Université de Tébessa	Président
BENZIAT Hamza	(MAA)	Université de Tébessa	Encadreur
AOUATI Mourad Salim	(MAA)	Université de Tébessa	Examinateur

Promotion 2016/2017



Année universitaire : 2016-2017

Tébessa le : 22-05-2017

Lettre de soutenabilité

Nom et prénom des étudiants :

- 1- FERRADJ Abdelhakim
- 2- SAIGHI Ferial

Niveau : Master 2

Option : Minéralurgie

Thème : Amélioration de l'efficacité du dessaleur V(51) de l'unité de topping,
cas de la raffinerie de Skikda.

Nom et prénom du promoteur : BENZIAT Hamza

Chapitres réalisés	Signature de l'encadreur
Chapitre I : Etude bibliographique	
Chapitre II : Théorie sur l'émulsion et le dessalage	
Chapitre III : Description de l'unité d'affectation TOPPING	
Chapitre IV : Partie calcul	

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

- ✓ *À mes chers parents.*
- ✓ *À mes chers frères, mes sœurs, mes cousins et mes cousines.*
- ✓ *À mes oncles et mes tantes, nana Fadhma, ma grand-mère*
- ✓ *Mon beau-frère, ma nièce RATIL et ma belle sœur*
- ✓ *À toute la famille FERRADJ et ADDAD*
- ✓ *à les mémoires de mon cousin Massinissa, 3emi Ali, 3emi Teyab, mes deux grands-pères, Sarah et ma grand-mère que dieu les accueille dans son vaste paradis*
- ✓ *A tous mes ami(e) s*
- ✓ *Et à tous mes collègues de la promotion 2^{eme} année master mine*

Dédicace

Merci au bon dieu qui m'a aidé à transmettre ma lettre de mémoire

Je dédie ce mémoire à :

Mes parents :

Ma mère, qui m'a offert tous son temps, par son amour, son soutien, tous les sacrifices consentis et ses précieux conseils, pour toute son assistance et sa présence dans ma vie, reçois à travers ce travail aussi modeste soit-il, l'expression de mes sentiments et de mon éternelle gratitude.

Mon père, qui peut être fier et trouver ici le résultat de longues années de sacrifices et de privations pour m'aider à avancer dans la vie. Puisse Dieu faire en sorte que ce travail porte son fruit ; Merci pour les valeurs nobles, l'éducation et le soutien permanent venu de toi.

Mes sœurs : Nadia, Ismahen, Sabrina, Alima, Janet , Souhir et leurs enfants, sans oublié mon frère Seif, sa femme et son fils, et mon binôme FERRADJ Abdelhakim qui n'ont cessé d'être pour moi des exemples de persévérance, de courage et de générosité.

Et toute la famille SAIGHI

A mes adorables amies : Ahlem, Ines , Roumaissa, Soumia ,Rafiha, Ilham, Khaoula, Noura ,Hadjer , Houda, Soumia, Tina, Houda, Ikram, Asma, Biba, Souad , Yasmine et Amani ; et mes amis : Naïm et Mohammed pour leur fidélité . A tous mes amis avec lesquels j'ai partagé mes moments de joie et de bonheur que toute personne m'ayant aidé de près ou de loin, trouve ici l'expression de ma reconnaissance.



FERIEL

Remerciement

Nous tenons d'abord à remercier Dieu clément et miséricordieux de m'avoir donné la force, le courage et la patience durant notre étude pour arriver à ce jour là.

Sans oublier de remercier tous ce qui ont contribués à la réalisation de ce mémoire.

*Nos vifs remerciements sont adressés à notre encadreur **BENZIAT Hamza** qui nous pour ses conseils et directives, sans oublier les profs de département de génie des mines*

Nous tenons à remercier s tous les travailleurs de l'unité de Topping de la raffinerie de Skikda qui nous ont a accueillis, avec beaucoup de gentillesse et une bonne humeur omni présente

En fin nous voudrons exprimer notre gratitude à tous les profs de l'université de BOUIRA qui nous ont aidés énormément.

Merci à tous

Résumé

Les unités 10 & 11 de topping de RA1K ont des problèmes de corrosion au niveau de la tête de la colonne de topping et surtout au niveau des aéro-réfrigérants du naphta due à la formation de l'acide chlorohydrique et sulfurique malgré que le brut a subi un traitement de dessalage, il reste une très faible quantité de sel qui est toujours inférieure à 3 ppm mais elle provoque la formation de l'acide chlorohydrique qui implique la corrosion des équipements et c'est pour ça qu'ils injectent des inhibiteurs de corrosion dans la tête et des différents ballons d'accumulation après la sortie de la tête de colonne.

Notre objectif est d'améliorer l'efficacité du dessalage en étudiant l'influence des paramètres de service de l'unité qui sont écartés des paramètres de design à cause de :

- ❖ La modification qui a été faite pour arrêter l'injection totale des agents désémulsifiants.
- ❖ L'augmentation du débit de brut (capacité de traitement) qui implique la nécessité d'augmenter la quantité d'eau de lavage mais qu'est limitée par la capacité du dessaleur de l'eau d'où le taux de lavage devient insuffisant 1,64%, le taux requis qui doit être entre 3,5 et 5%.

Pour cela nous allons faire une étude de vérification pour proposer des recommandations afin d'améliorer l'efficacité de dessalage.

Mots Clés :

Dessaleur, Performance, Taux de lavage, Viscosité, Champ Electrique, ΔP , et Pertes de charge.

ملخص

وحدة 10 و 11 من وحدة التخصيص لديهم مشاكل التآكل في رأس العمود وخاصة في أبراج التبريد من النفط ويرجع ذلك إلى تكوين حمض الكبريتيك و الهيدروكلوريك على الرغم من ذلك الخام خضع الى تصفيته من الأملاح لكن لا تزال هناك كمية صغيرة جدا من الملح الذي هو دائما أقل من 3 جزء في المليون، ولكن يتسبب في تكوين حمض الهيدروكلوريك الذي ينطوي على تآكل المعدات

هدفنا هو تحسين كفاءة التحلية بالتأثير على وحدة معلومات الخدمة التي يتم فصلها عن معايير التصميم للأسباب التالية التغيير الذي يستعمل لوقف الحقن كليا للعوامل.

الزيادة في الإنتاجية (قدرة المعالجة) الإجمالي مما يعني الحاجة إلى زيادة كمية مياه الغسيل، ولكن هذا يقتصر بقدرة ملوحة المياه حيث يصبح معدل غسل كافية 1.64٪، والمعدل المطلوب ليكون بين 3.5 و 5٪.

لهذا سنقوم بعمل دراسة التحقق لتقديم توصيات لتحسين كفاءة تحلية المياه

كلمات البحث

إزالة ملوحة المياه، الإنجاز، ومعدل غسل، اللزوجة، المجال الكهربائي

Abstract

The RA1K topping units 10 and 11 have problems of corrosion at the head of the topping column and especially at the level of the naphtha aero-refrigerants due to the formation of chlorohydric and sulfuric acid although the crude has Undergo a desalting treatment, a very small amount of salt remains which is always less than 3 ppm but it causes the formation of hydrochloric acid which implies the corrosion of the equipment and that is why they inject inhibitors of Corrosion in the head and different accumulation balloons after the exit of the column head.

Our objective is to improve the efficiency of desalting by studying the influence of the service parameters of the unit which are deviated from the design parameters because of:

- ❖ The modification that was made to stop the total injection of the demulsifying agents.
- ❖ The increase in crude output (processing capacity), which implies the need to increase the quantity of washing water but is limited by the capacity of the desalter of the water, which means that the washing rate becomes insufficient 1.64%, the required rate which must be between 3.5 and 5%.

For this we will do a verification study to propose recommendations to improve the desalting efficiency.

Keywords :

Desalting, Performance, Wash Rate, Viscosity, Electric Field, ΔP , and Pressure Loss.

• X Ж: И

ИЦ: КЛ. +ξΘ 10. КЛ 11 О. 1К | Е: ΘΘξ|X Θн. Ит
ξУ. ΘИ. | | : ΘЖξЖ | : X Z: Q: S | И. К: И: | Е: ΘΘξ|X
• КЛ И: ΘО: I | : ΘξΘС. Е | | : Ж: ++. Θξ Θ: Θ. | : Θξ|ξ
| И. ΘξΛ КИ: ОξФSΛОξК. КК Λ Θ: ИЖξОξК У. Θ. К: И
• КΘ. |. Θ ИС: ИК ξИ Θ: +Q: И|ξ И. С. П|. S: ++УξСξΛ
СξЕ: К | : ИС: ИК ξX: ++УξСξ| Θ: Λ. Ц | 3ΘΘС ++. Xξ
• ΛξX. СС. | | И. ΘξΛ КИ: ОξФSΛОξК. ΛS. ++. Цξ|
• Θ: ΛΛ. Ж | : ++. ЦξИ. + ξИX: ΛΛ. С ξЦ. И: С+. Xξ
ξΘΘ: | | : | ξΘΘ: | | : | : Ж Z: Q: | ξΘ. И: S: |
| : | : IC: н. СΘ. нΛ +: ЖУ. Θ: X Z. OO: |
И. К: И: | | : КИξ | : ЖЖ. У. | : ОИ: |. Zн: Λ
++ . ЦξИ: + | +: КΘ. | : ИС: ИК С. О. И: С: Λ

• • Θ: ΛΛ. И ξΛξX: ΛС: И ξЦ Θ. КΘ. Θ | : ΘСξОξ

• • Θ |. О. | Θ: ΘСξОξ | : И ΘξEQ: И ξX. КЦ. X. |
• ЖS. Λ. | Ц. С. | : ΘξО. V. S: | : O | : ЖСξО. О.
• |. XΛ. С. + | : ++. Ц. О. + С. Сξ| + S. ++. КΘ. |
ИС. ИК

• |. С+. S: ++. ЦξΛ И. XΘ. Θ И: ΘξО. Е ξИ. Z
• ΛSξИξ Θ. 3. O 5%.

ξЦ. S. |. ИС. V Ц. |. |. Е ξЦ. К: И. Λ | : ЖК +ξЖО. +
ξЦ. КК: |. |. Λн. Λ +: КΘ. | : ИС: ИК

Tableau des matières

Dédicaces

Remerciements

Résumé

Tableau des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

Introduction Générale	01
Problématique	03
Chapitre I : étude bibliographique	
I.1 Introduction.....	04
I.2 Le Raffinage au monde.....	04
I.3 Le Raffinage En Algérie.....	07
I.3.1 L'entreprise nationale NAFTEC	08
I.3.2 Les principaux objectifs de NAFTEC.....	08
I.4 Les principales Raffineries en Algérie.....	08
I.4.1 Raffinerie d'Alger.....	09
I.4.2 Raffinerie d'Arzew.....	09
I.4.3 Raffinerie de Hassi-Messaoud (RHM2)	09
I.5 Présentation de la raffinerie de Skikda (RA1/K)	09
I.5.1 Introduction.....	09
I.5.2 Situation géographique.....	10
I.5.3 Construction.....	10
I.5.4 Présentation de l'adaptation, la réhabilitation et la modernisation de la RA1/K.....	11
I.5.5 Structure hiérarchique de la raffinerie.....	12
I.5.6 Présentation des différentes unités.....	13
I.5.6.1 Département de production I.....	13
I.5.6.2 Département de production II.....	14

I.5.7 Département de production I.....	14
I.5.7.1 Les unités 10-11 de Topping.....	14
I.5.7.2 Unités 100 et 103 (unité Magnaforming, platforming)	17
I.5.7.3 Unité 200 : extraction des aromatiques.....	17
I.5.7.4 Unité 400 : séparation du para-xylène.....	17
I.5.7.5 Unité 70 : Production de bitume.....	18
I.5.7.6 Les unités 30-31-104 : Séparation et traitement des gaz.....	18
iI.5.8 Département de production II (unités et utilités)	19
I.5.8.1 Unité 600 de stockage, mélange et expédition (MELEX)	19
I.5.8.2 Unité de déminéralisation U63.....	19
I.5.8.3 La centrale thermoélectrique (CTE 1050 & 1051)	19
I.5.8.4 Unités 1020-1021-1022 Tour de refroidissement (A, B, C, D)	20
I.5.8.5 L'unité d'azote 1111.	20
I.5.8.6 L'unité 1060 : Circuit vapeur (HP, MP, BP)	20
I.5.8.7 L'unité 1061 : polissage de condensat.....	20
I.5.8.8 L'unité 1082 : Air comprimé.....	20
I.6 Conclusion.....	20

Chapitre II : Théorie sur l'émulsion et le dessalage

II.1 Introduction	22
II.2 Généralité sur les sels.....	22
II.2.1 Nature de sel.....	22
II.2.2 Inconvénients des sels.....	22
II.3 Théorie sur les émulsions.....	23
II.3.1 Définition de l'émulsion.....	23
II.3.2 Conditions de formation d'une émulsion.....	25
II.3.3 Stabilité d'une émulsion.....	26
II.3.3.1 Solubilité de l'agent émulsifiant.....	26
II.3.3.2 Agitation.....	26
II.3.3.3 Viscosité de l'huile.....	26
II.3.3.4 Teneur en eau dans l'émulsion.....	27
II.3.3.5 Age de l'émulsion.....	27
II.3.3.6 Taille des particules de la phase dispersée.....	27
III.3.4 Principe de l'émulsion.....	28
II.3.5 Types d'émulsion.....	28
II.3.6 Procédés des désintégrations des émulsions.....	29

II.3.6.1 Procédé mécanique.....	29
II.3.6.2 Procédé chimique.....	31
II.3.6.3 Procédé électrique.....	32
II.4 Dessalage.....	34
II.4.1 Définition et objectifs de dessalage.....	34
II.4.2 Dessalage électrostatique.....	34
II.4.2.1 Mécanisme de dessalage électrostatique.....	34
II.4.2.1.1 Diffusion des sels dans l'eau de lavage.....	35
II.4.2.1.2 Coalescence des gouttelettes d'eau.....	35
II.4.2.1.3 La décantation.....	36
II.4.2.2 Paramètres de marche et leurs influences.....	37
II.4.2.2.1 Température.....	37
II.4.2.2.2 Taux d'injection d'eau de lavage.....	38
II.4.2.2.3 La pression de service.....	40
II.4.2.2.4 Perte de charge (ΔP P) au niveau de la vanne de mélange.....	40
II.4.2.2.5 Influence du champ électrique.....	41
II.4.2.2.6 Influence du désémulsifiant.....	42
II.4.2.2.7 Influence du niveau interface.....	43
II.4.2.2.8 Temps de séjour.....	44
II.4.3 Types de dessaleur.....	44
II.4.4 Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique.....	45
II.4.5 Sécurité des dessaleurs Electrostatique.....	46
II.4.5.1 Les surpressions dans la capacité.....	46
II.4.5.2 Une fuite provenant du transformateur situé dans le dessaleur.....	47
II.4.5.3 Un défaut électrique.....	47
II.4.5.4 Un niveau d'eau trop haut.....	47
II.4.5.5 Entraînement de l'émulsion avec le brut.....	47
II.4.6 Avantages et inconvénients des dessaleurs électrostatiques.....	48
II.4.6.1 Avantages.....	48
II.4.6.2 Inconvénients.....	48
II.4.7 Performances des dessaleurs.....	48
II.5 Conclusion.....	49
Chapitre III : Description de l'unité d'affectation (TOPPING)	
III.1 Introduction.....	50
III.2 Les processus.....	50

III.2.1 Equipements.....	50
III.2.2 Utilités.....	51
III.2.3 Produits chimiques.....	51
III.3 Principaux circuits de l’installation.....	51
III.3.1 train de préchauffage.....	51
III.3.2 Fours.....	52
III.3.3 Colonne de distillation (C-1)	54
III.3.4 Pompe-Around.....	54
III.3.5 SOUTIRAGES LATERAUX, STRIPPERS ET DRAYERS.....	54
III.3.6 Produit de tête de la colonne C1	55
III.4 Description du dessaleur électrostatique (V-51) de la raffinerie de Skikda.....	58
III.4.1 Tuyauterie.....	59
III.4.2 Electrodes.....	60
III.4.3 Ensemble transformateur-réactance.....	61
III.4.4 Ensemble de l’alimentation électrique haute-tension.....	62
III.4.5 Tableau électrique.....	63
III.4.6 Instrumentation.....	63
III.4.6.1 Vanne mélangeuse (HV-1251)	63
III.4.6.2 Régulateur de niveau interface.....	64
III.4.6.3 Vanne pneumatique de l’eau d’écoulement (UV-1251)	64
III.4.6.4 Les accessoires et équipements de protection.....	64
III.5 Conclusion.....	66
 Chapitre IV : partie calcul	
IV.1 Introduction.....	67
IV.2 calcul du dessaleur.....	67
IV.2.1 Détermination de la teneur en eau du brut à l’entrée du dessaleur.....	67
IV.2.2 Calcul de la quantité du brut dessalé.....	69
IV.2.3 Détermination de la quantité d’eau de purge.....	69
IV.2.4 Calcul de vitesse de décantation.....	69
IV.2.5 Redimensionnement de dessaleur.....	72
IV.2.5.1 Calcul du diamètre de dessaleur.....	72
IV.2.5.2 Calcul du volume de dessaleur.....	73
IV.3 Calcul des caractéristiques électriques de dessaleur.....	74
IV.3.1 Calcul du champ électrique entre deux électrodes.....	74
IV.3.2 Calcul du champ électrique entre le niveau haut d’eau et l’électrode inférieure.....	74

IV.3.3 Calcul du champ critique.....	75
IV.3.4 Calcul du temps de séjour.....	76
IV.3.5 Calcul du temps de décantation.....	76
IV.3.5 Calcul du distributeur.....	77
IV.3.5.1 Calcul du nombre de rampes de distribution.....	77
IV.3.6 Calcul d'efficacité de dessaleur et de dessalage.....	77
IV.4 L'influence des paramètres de marche actuels sur le dessalage.....	79
V.4.1 Calcul la vitesse de décantation.....	79
IV.4.2 Calcul du temps de séjour.....	80
IV.4.3 Calcul du temps de décantation.....	80
IV.4.4 Calcul l'efficacité du dessaleur et le dessalage.....	81
IV.5 Comparaison des résultats de design et l'actuel.....	81
IV.6 Influences des Paramètres opératoires sur le procédé.....	82
IV.6.1 Interprétation des graphes.....	86
IV.6.2 Commentaire.....	86
IV.7 Conclusion.....	87

Conclusion générale

Bibliographie

Annexes

Liste des figures

N°	Titres	pages
I-1	Évolution de la capacité mondiale de raffinage	05
I-2	Capacité mondiale de raffinage – répartition par zone	05
I-3	Situation géographique de la RA1/K dans la zone industrielle à Skikda	10
I-4	les différentes unités de RA1/K (les deux zones, la réhabilitation et l'adaptation)	12
I-5	Organigramme de la Raffinerie de Skikda RA1/K	13
I-6	Les Produits de La Raffinerie	15
I-7	Unité de Déminéralisation U63	19
I-8	Unité 1082 d'Air comprimé	21
II-1	Photomicrographie d'une émulsion huile/eau	24
II-2	Photomicrographie du pétrole brut amplifié	24
II-3	Photomicrographie montrant deux gouttes touchante mais incapable de s'unir en raison de la peau émulsifiante entourant les gouttelettes	25
II-4	Représentation schématique d'un tensioactif	25
II-5	Schéma simplifié pour le principe de l'émulsion	28
II-6	Schéma représentatif des trois types d'émulsion	29
II-7	la courbe de variation de La viscosité de brut en fonction de température	37
II-8	la courbe de la variation de la densité de brut en fonction de température	37
II-9	La courbe de la variation du facteur caractérisant la vitesse de décantation en fonction de la température	38
II-10	la courbe de la variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux d'eau de lavage X.	39
II-11	La courbe (V) de la salinité sortie en fonction de la (ΔP)	41
III-1	Les fours F1A/B	53
III-2	Schéma simplifié des circuits de l'installation	58
III-3	Dessaleur électrostatique V51 de l'unité 10 RA1K	59
III-4	Les tuyauteries du dessaleur En arrêt pour le nettoyage	59
III-5	Les tuyauteries du dessaleur après nettoyage et peinture	60
III-6	Les Electrodes du dessaleur	61
III-7	Schéma général d'un dessaleur électrostatique	62
III-8	Ensemble transformateur-réactance	62
III-9	Régulateur de pression, Vanne Manuelle et Vanne Mélangeuse	64
III-10	Les accessoires et les équipements de protection du dessaleur	65
III-11	Schéma détaillé d'un dessaleur électrostatique	66
IV-1	Schéma simplifié du bilan dans un dessaleur	68
IV-2	Variation du diamètre des gouttelettes d'eau en fonction du taux de lavage	70
IV-3	Variation du Coefficient de proportionnalité en fonction du taux de lavage	75

IV-4	Variation de la viscosité de la phase continue en fonction de la température	83
IV-5	Variation de la densité de la phase continue en fonction de la température	83
IV-6	Variation de la vitesse de coalescence en fonction de la température	84
IV-7	Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage	85
IV-8	Variation de la vitesse de décantation en fonction de la température	85
IV-9	Variation du diamètre des gouttelettes d'eau en fonction du taux de lavage	86

Liste des tableaux

N°	Titres	pages
I-1	nombre et capacité des raffineries au monde	04
I-2	les plus importantes raffineries dans le monde (barils/j)	06
I-3	Capacité de traitement des raffineries algériennes	08
I-4	Charge, Produits et Débits de l'unité de topping	16
I-5	Les caractéristiques de la charge brute de Hassi Messaoud	16
II-1	Les Opération et les Paramètres Actifs 30	33
IV-1	les données pour calcul du dessaleur	67
IV-2	le diamètre de la particule d'eau en fonction de la teneur en Eau	69
IV-3	Coefficient de frottement (φ) en fonction du Re et le régime d'écoulement	70
IV-4	Variation du Coefficient de proportionnalité en fonction du taux de lavage	75
IV-5	La densité et la viscosité de la phase continue et la densité de l'eau à la température de service (64°C)	80
IV-6	comparaison des résultats de design et l'actuel	82
IV-7	Variation de la viscosité de la phase continue en fonction de la température	82
IV-8	Variation de la densité de la phase continue en fonction de la température80	83
IV-9	Variation de la vitesse de coalescence en fonction de la température	84
IV-10	Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage	84
IV-11	Variation de la vitesse de décantation en fonction de la température	85
IV-12	Variation du diamètre des gouttelettes d'eau en fonction du taux de lavage	86

Liste des abréviations

- 1) g : Accélération de la pesanteur.
- 2) Vd : vitesse de décantation.
- 3) dd : densité de la phase dispersée (eau).
- 4) dc: densité de la phase continue (brut).
- 5) ϑ_c : viscosité cinématique du brut.
- 6) D: diamètre de la gouttelette d'eau.
- 7) m : masse du corps en révolution en (kg).
- 8) V : vitesse linéaire en (m/s).
- 9) R : rayon du cercle de révolution (m).
- 10) n : vitesse de révolution (Tr/min).
- 11) a : rayon des gouttelettes.
- 12) d : distance entre les centres des gouttelettes.
- 13) E : champ électrique.
- 14) X : taux d'eau de lavage.
- 15) μ : viscosité dynamique de brut.
- 16) YWO : tension interfaciale eau-huile.
- 17) YSW : tension interfaciale eau-solide.
- 18) YSO : tension interfaciale solide-huile.
- 19) E_1 : champ primaire.
- 20) E_0 : tension entre les électrodes.
- 21) h : distance entre l'interface et l'électrode basse.
- 22) T_S : temps de séjour ou temps de rétention.
- 23) V : volume de la capacité (m^3).
- 24) Q : débit volumique de la charge.
- 25) $Q = Q_{\text{brut}} + Q_{\text{eau}}$
 δ : Tension superficielle entre l'eau et le pétrole en (g/cm^2).
- 26) ϵ : Coefficient diélectrique.
- 27) d : diamètre de la gouttelette d'eau en cm.
- 28) A : coefficient de proportionnalité.
- 29) Td : temps de décantation (sec).
- 30) L_1 : distance entre l'électrode basse et l'interface en (m).
- 31) Vd : vitesse de décantation (m/sec).

- 32) L** : la distance séparant les deux trous extrêmes ($L=8400\text{mm}$).
- 33) l** : la distance séparant les deux rampes ($l = 2800 \text{ mm}$).
- 34) A** : teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur mesurée en mg/l.
- 35) Spe** : teneur en sel du brut à l'entrée du dessaleur mesuré en (mg/l).
- 36) Sw** : teneur en sel de l'eau injectée en (mg/l).
- 37) Y** : teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur (%).
- 38) X** : quantité d'eau injectée par rapport au brut mesurée en (% vol).
- 39) Z** : teneur en eau du brut à la sortie du dessaleur (%).
- 40) Ep** : efficacité de dessaleur en %.

A decorative graphic of a scroll with a blue outline and grey shading on the rolled-up ends. The text is centered within the scroll.

Introduction générale

Introduction générale

Le pétrole est un mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles (paraffiniques, naphthéniques, aromatiques) associé à des composés oxygénés, azotés et sulfurés ainsi qu'à des traces de métaux particuliers (vanadium, molybdène, nickel), le pétrole brut est connu depuis la plus haute antiquité. Employé autrefois comme mortier, comme agent d'étanchéité ou encore pour ses propriétés lubrifiantes ou médicinales, le pétrole n'est devenu un grand produit industriel seulement qu'au milieu du XIXe siècle.

Il est en effet d'usage courant, aujourd'hui de faire remonter les origines de l'industrie du pétrole à l'année 1859.

Le raffinage du pétrole est une industrie lourde qui transforme un mélange d'hydrocarbures, appelé pétrole brut, en produits énergétiques, tels que carburants et combustibles, et en produits non énergétiques, tels que matières premières pétrochimiques, lubrifiants, paraffines et bitumes.

Les produits sont ensuite acheminés vers le consommateur final, soit directement ou à travers un réseau de distribution comprenant notamment des dépôts et des stations de service. La transformation des pétroles bruts s'effectue dans les raffineries, usines à feux continus et très automatisés, qui sont plus ou moins complexes selon la gamme des produits fabriqués et selon la qualité des pétroles bruts comparée aux exigences du marché. La complexité d'une raffinerie se traduit par le nombre d'unités de fabrication.

Ces unités utilisent des procédés physiques ou chimiques que l'on peut classer en trois catégories :

- ❖ Les procédés de séparation.
- ❖ Les procédés de conversion.
- ❖ Les procédés d'épuration.

Ainsi, le processus continu d'une raffinerie simple comporte d'abord une épuration du pétrole brut, puis une séparation par distillation en produits blancs (distillats légers et moyens) et en produits noirs (résidus lourds).

Les produits légers sont convertis en essences pour l'automobile. Une épuration finale est pratiquée sur les produits blancs.

Ce mémoire est organisé selon les chapitres suivants :

- ❖ dans le 1^{er} chapitre, on a présenté une préface globale sur le raffinage en monde entier ainsi que en Algérie, dont on avait pris la raffinerie de Skikda (les unités de TOPPING) comme un cas d'étude voire même on a énuméré les principales raffineries de pays,

- ❖ La théorie sur le dessalage et l'émulsion. En 2^{ème} chapitre on a visé à faire des approches sur les phénomènes de l'émulsion et vérifier aussi les autres ajouts influant sur le pétrole brut tel que les sels ou on les avait consacrés une étude spécifique dépend de processus de dessalage électrostatique.
- ❖ Autour de 3^{ème} chapitre on en a consacré à décrire la raffinerie de Skikda, en particulier l'unité d'affectation où on avait bien déterminé les différents circuits d'installation de cette dernière ainsi que les divers équipements y trouvent comme le dessalage électrostatique qu'on a pris en compte durant notre travail, dont on a avait collecté de plus fort possible d'informations (instructions) au niveau de son mécanisme, fonctionnement et autres propriétés.
- ❖ On a effectué, dans ce dernier chapitre, un tout ensemble du calcul sur le dessaleur électrostatique tel que le temps de séjour, les caractéristiques électriques de dessaleur, l'efficacité du dessaleur et le dessalage, les influences des Paramètres opératoires sur le procédé.....etc.

Cette étude est achevée par une conclusion générale accompagnée de recommandations et des solutions envisageables.



Problématiques

Problématique

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

Le sel le prédominant est le Chlorures de sodium (NaCl) 70%, accompagné de dichlorure de magnésium (MgCl₂) 20%, et dichlorure de calcium (CaCl₂) 9%, et de centaines particules solides (SiO₂, Argile, Résine, Sable, Sédiment).

Ces sels sont présents dans le brut sous deux formes :

- ❖ Sous forme de cristaux
- ❖ Dissous dans de fines gouttelettes d'eau disposées dans le brut et forment ainsi une émulsion

Ces sels étant le responsable principale de la corrosion des équipements de l'unité de distillation, des essais de laboratoire ont démontré que la formation de HCl n'est pas proportionnelle à la quantité de chlorure contenue dans le brut, mais elle est relativement plus élevée pour des petites teneurs en sel que pour des grandes, par exemple une teneur en sel de 290 ppm dans certains brut donne lieu à des teneurs en acide chlorhydrique de 23 à 43 ppm, tandis qu'une teneur en sel de 30 ppm engendre une teneur en acide chlorhydrique de 10 à 14 ppm.

Puisque les effets de la corrosion se manifestent même lorsque la teneur en sel du brut est petite, le but du dessalage consiste à réduire celle-ci au minimum, cette tâche en raffinerie est confiée aux dessaleurs électriques.

Les unités de distillation atmosphérique (U10 & U11) de la raffinerie de Skikda utilisent un dessaleur électrostatique qui sous l'influence d'un voltage important environ (19200) volts permet de briser l'émulsion et de libérer la molécule d'eau de celle du brut, ensuite ces gouttelettes d'eau se rassemblent et donnent des grosses gouttelettes qui sous l'effet de leurs densités supérieure à celle du brut décantent au fond du dessaleur.



Chapitre I

Etude

bibliographique

I.1 Introduction

Raffinerie de Skikda est conçue pour raffiner le pétrole brut provenant de Hassi Messaoud. Le pétrole, tel qu'il a été entreposé à la sortie des pipe-lines de Hassi-Messaoud, est pratiquement inutilisable. Il faut donc traiter le pétrole brut obtenir la gamme des produits pétroliers. Dans ce traitement, qu'on appelle le raffinage, on peut distinguer les opérations suivantes : la distillation fractionnelle, le cracking, le reforming ainsi que d'autres traitements chimiques qui permettent d'améliorer ou de modifier certaines propriétés de ces produits.

I.2 Le Raffinage au monde

Après le pic de fin 2012, la capacité mondiale de raffinage a enregistré une légère baisse au cours de l'année 2013 (- 0,6 %), ressortant à 4 415 millions de tonnes par an fin 2013.

Le nombre total de raffineries en exploitation dans le monde s'est réduit nouveau pour ressortir à 641 installations.

L'Europe occidentale connaît une nouvelle réduction de ses capacités (- 1,4 %). En revanche, le Proche-Orient enregistre des résultats en hausse (+ 1,6 %), avec une nouvelle raffinerie en Arabie saoudite située à Jubail.

L'Europe n'est plus la première zone de raffinage au monde : avec une part de 27,8 %, elle est maintenant dépassée par l'Extrême-Orient/Océanie (28,5 %).^[1]

Tableau I-1: nombre et capacité des raffineries au monde^[1]

Zone géographique	Nombre De raffineries	capacité totale	
		10 ⁶ t/an	10 ³ b/j
Amérique du Nord	141	1 002,6	20 051
Amérique latine	71	395,0	7 900
Afrique	45	160,9	3 218
Europe	181	1 227,3	24 546
Proche-Orient	44	369,7	7 393
Extrême-Orient / Océanie	159	1 259,4	25 187
TOTAL	641	4 414,8	88 296

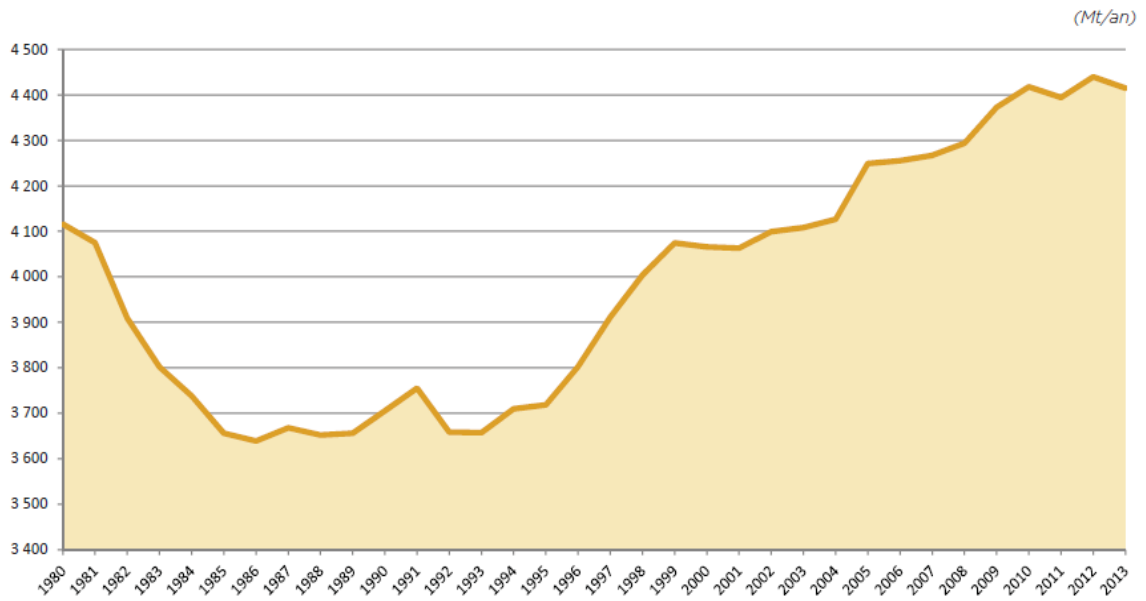


Figure I-1 : Évolution de la capacité mondiale de raffinage ^[1]

1998 : 4 004 Mt/an

2013 : 4 415 Mt/an

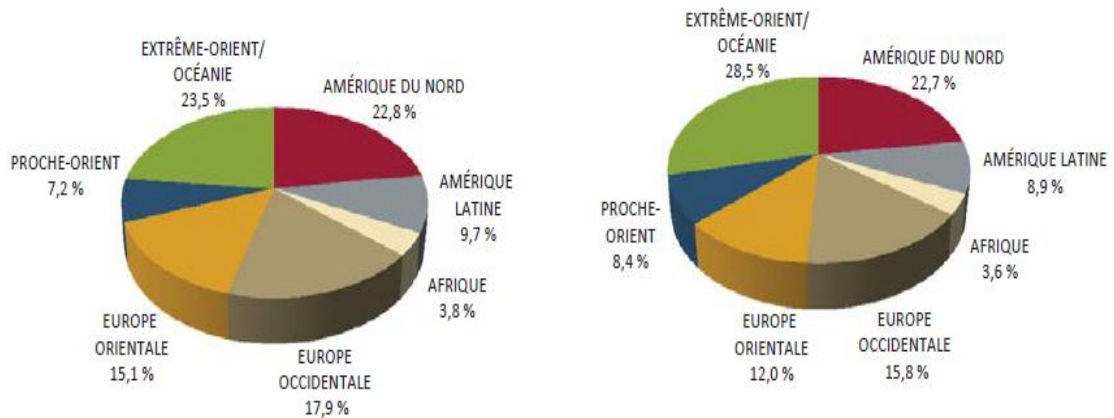


Figure I-2 : Capacité mondiale de raffinage – répartition par zone ^[1]

Dans cette section sont listées les plus importantes raffineries du monde actuellement en fonctionnement, d'une capacité de raffinage supérieure à 500.000 barils par jour. ^[2]

Tableau I-2: les plus importantes raffineries dans le monde (barils/j). [2]

Nom	Pays	Ville	Capacité de production (barils/jour)	Année de mise en service	Opérateur
Raffinerie de Jamnagar	Inde	Jamnagar	1.240.000	1999, 2008	Reliance Industries Limited
Complexe de raffinage de Paraguana	Venezuela	Punto Fijo, Punta Cardon et Maracaibo	940.000	1949, 1950, 1956	PDVSA
Raffinerie d'Ulsan	Corée du Sud	Ulsan	850.000		SK Energy
Raffinerie de Yeosu	Corée du Sud	Yeosu	775.000	1969	GS Caltex
Raffinerie d'Onsan	Corée du Sud	Ulsan	670.000		S-Oil
Raffinerie de Jurong-Pulau Ayer Chawan	Singapour	Singapour	605.000	1966, 1970	ExxonMobil
Raffinerie de Port Arthur Motiva	Etats-Unis	Port Arthur	600.000	1902, 2012	Motiva Enterprises
Raffinerie de Baytown	Etats-Unis	Baytown	560.500	1919	ExxonMobil
Raffinerie de Ras Tanura	Arabie saoudite	Ras Tanura	550.000	1941	Saudi Aramco
Raffinerie de Garyville	Etats-Unis	Garyville	522.000	1976	Marathon Petroleum Corporation
Raffinerie de Baton-Rouge	Etats-Unis	Baton-Rouge	500.000		ExxonMobil
Raffinerie de Pulau Bukom	Singapour	Pulau Bukom	500.000		Shell

I.3 Le Raffinage En Algérie

En Algérie, l'industrie de raffinage est née avec la découverte et la production du pétrole brut de Hassi Messaoud. La première unité fut construite sur les lieux même de la découverte qui a été orientée vers la satisfaction des besoins excessifs des sociétés opérantes dans le cadre de la recherche et l'exploitation de brut. Aussitôt l'indépendance acquise, l'Algérie s'est attachée à l'idée d'accéder au développement économique en avantageant la mise en place d'une industrie pétrolière par la transformation systématique de ses hydrocarbures.

C'est ainsi que vont être réalisées diverses unités industrielles et des expansions de celles déjà en place en vue d'accroître les capacités de première transformation. Dans le domaine de raffinage, l'Algérie possède cinq raffineries d'une totale capacité de production de plus de 26 millions t/an soit 45% environ de sa production en pétrole brut.

A l'origine, ces raffineries étaient une partie intégrante dans Sonatrach. En 1982, le raffinage et la distribution des produits pétroliers sont séparés et érigés en entreprise nationale de raffinage et distribution des produits pétroliers ERDP-NAFTAL en 1988, le raffinage est à son tour, séparé de l'activité distribution et érigé en entreprise nationale de raffinage de pétrole NAFTEC, en avril 1998 l'entreprise devient une filiale dont les actions détenues à 100% par le holding raffinage et chimie de sonatrach avec un capital social de 12 milliards de DA. ^[3]

Dénoté société nationale de raffinage de pétrole NAFTEC, dont leurs objectifs est d'assurer ces exigences :

- ❖ Améliorer la valeur de la société sur le marché national.
- ❖ Continuer à assurer la couverture des besoins en produits raffinés sur le plan quantitatif et qualitatif dont un programme de suppression du plomb des essences avec une réduction actuelle à 0.40 g/l depuis 01/01/1999, à 0.15g/l à partir de 01/01/2002 et suppression totale en 2009.
- ❖ Intégration d'une unité isomérisation à partir de l'année 2009 pour la production de euro super 95 (teneur en aromatiques). Quant au gazole (gas-oil), une unité d'hydrodésulfuration (HDS) est nécessaire pour être au rendez-vous des nouvelles spécifications européennes. ^[3]

I.3.1 L'entreprise nationale NAFTEC

L'entreprise nationale de raffinage du pétrole NAFTEC a été créée par décret 87-190 du 25 aout 1987 a pour mission principale: " la production des G.P.L, carburants, solvants, aromatiques, lubrifiants, paraffines, bitumes et cela pour la satisfaction des besoins du marché national et à l'exportation" [3].

I.3.2 Les principaux objectifs de NAFTEC

- ❖ Promouvoir, développer, gérer et organiser l'industrie du raffinage des hydrocarbures et ses dérivés.
- ❖ Assurer l'approvisionnement et la régulation du marché national par la production nationale et éventuellement par l'importation.
- ❖ Participer à la promotion de l'exportation des produits pétroliers raffinés.
- ❖ Veiller à la mise en œuvre des mesures visant à la sauvegarde et la protection de l'environnement en relation avec les organismes concernés. [3]

I.4 Les principales Raffineries en Algérie

Actuellement l'entreprise nationale de raffinage de pétrole gère l'ensemble des cinq raffineries se trouvant dans les villes de : Skikda, Alger, Arzew, Hassi Messaoud. La capacité totale de transformation de l'entreprise est de 26 491 100 t/an et elle est répartie comme la montre le tableau suivant:

Tableau I-3: Capacité de traitement des raffineries algériennes [3]

Raffinerie	Capacité de traitement
De Skikda (RA1/K)	Pétrole brut : 16.500.000 t/an Brut réduit importé : 277.000 t/an
D' Alger (RA1/G)	Pétrole brut : 2.700.000 t/an
D' Arzew (RA1/Z)	Pétrole brut : 2.500.000 t/an Brut réduit importé : 320.000 t/an G.P.L : 1.000.000 t/an
D' Arzew (RA2/Z)	Condensât stabilisé : 3.000.000 t/an
De Hassi Messaoud (RA1/HS)	Pétrole brut : 1.236.500 t/an

I.4.1 Raffinerie d'Alger

- ❖ **Localisation:** Elle est située à 5 km d'El Harrach et à 20 km d'Alger, mise en service le 15 février 1964 avec une capacité de traitement du pétrole brut de 2,7 millions T/an.
- ❖ **Produits commerciaux:** Carburants + GPL (MI) Naphta et fuel-oil.
- ❖ **Enlèvements (Exportation):** Par camions, (GPL) par pipes et par navires. ^[3]

I.4.2 Raffinerie d'Arzew

- ❖ **Localisation:** La RA1/Z est mise en service en 1973 avec une capacité de traitement de 2 500 000 T /an de brut (BHM) et 320 000 T / an.
- ❖ **Produits commerciaux:** Carburants + GPL + Bitumes (MI) Lubrifiants (MI et ME) Naphta et fuel-oil (ME).
- ❖ **Enlèvements:** Camions, pipes, wagons par navires. ^[4]

I.4.3 Raffinerie de Hassi-Messaoud (RHM2)

- ❖ **Localisation:** La nouvelle raffinerie située à quatre kilomètres au sud-est de la ville de Hassi Messaoud, Elle transforme le brut stabilisé provenant de l'unité traitement en produits finis commerciaux (gasoil. kérosène, essence normale, essence super), a été étudiée pour traiter 1 236 500 t/an du brut de Hassi Messaoud.
- ❖ **Produits commerciaux:** Carburant (MI).
- ❖ **Enlèvements:** Par camions. ^[5]

I.5 Présentation de la raffinerie de Skikda (RA1/K)**I.5.1 Introduction**

Le complexe de raffinerie de pétrole de SKIKDA, baptisé RA1/K, est conçu pour :

- ❖ Raffiner le pétrole brut de Hassi Messaoud ou le mélange Arzew avec une capacité de traitement actuellement atteint jusqu'à 16.5 millions t/an.
- ❖ Traiter du naphta pour produire des essences et des aromatiques B.T.X.
- ❖ Traiter de brut réduit importé pour produire des bitumes routiers et oxydés avec une capacité de traitement de (277.000 t/an).

I.5.2 Situation géographique

Cette raffinerie est située dans la zone industrielle à 7 Km à l’est de Skikda et à 2 Km de la mer, elle est aménagée sur une superficie de 190 hectares.

Elle est alimentée en brut algérien par l’unité de transport est ETU de Skikda (c’est une station intermédiaire de Hassi Messaoud). [7]

Le transport du pétrole brut est réalisé à l’aide d’un Pipe-line à une distance de champs pétroliers jusqu’à le complexe de 760Km. [8]

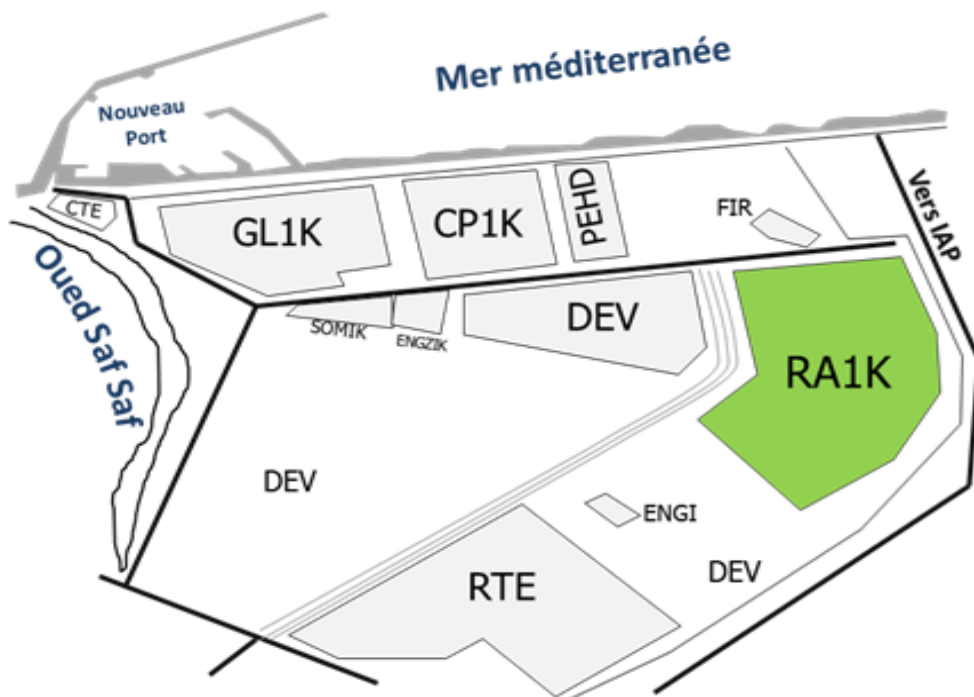


Figure I-3 : Situation géographique de la RA1/K dans la zone industrielle à Skikda [9]

I.5.3 Construction

Le démarrage de la construction de la raffinerie de Skikda a été en Janvier 1976 à la suite d'un contrat signé le 03 Avril 1974 entre le gouvernement Algérien et le constructeur Italien SNAMPROGETTI et SAIPEM, la mise en vigueur du contrat a été effectuée un an après : le 11 Mars 1975, assisté par la sous-traitance de trois (03) principales sociétés nationales à savoir :

- ❖ SONATRO pour le traçage des routes.
- ❖ SONATIBA pour la construction des immeubles et de la tour de refroidissement.
- ❖ SN'METAL pour la construction des réservoirs.

Le démarrage du chantier a commencé le 02 Janvier 1976, pris fin Mars 1980. Le coût total de cette réalisation étant de 3.402.872.000 DZD.

Il faut noter qu'il y a deux (02) unités, construites par la société Japonaise J.G.C Corporation. Ces deux unités sont :

- ❖ L'unité de prétraitement et de reforming catalytique -II-(PLATEFORMING U-101/103)
- ❖ L'unité de traitement et séparation des gaz (U-104).

Ces deux unités ont démarrées en Octobre 1993, ainsi que d'autres utilités. Le coût total de cette réalisation étant de 3.600.000.000 DZD.

A partir de l'année 2009 jusqu'à 2013. Le constructeur coréen SAMSUNG ENGINEERING commença un Projet de Réhabilitations et Adaptation des unités de la raffinerie de Skikda, le projet inclut les unités suivantes:

1. Rénovation de l'unité 100 (unité de Magnaforming) au moyen des modifications minimales des équipements existants et du rétablissement de la capacité originale du calcul.
2. Nouveau système de fractionnement des produits des Plateformats (Partie de l'unité100).
3. Rénovation de l'unité 200 existante (unité de récupération des aromatiques) pour maximiser la production du Benzène de la charge d'alimentation des magnaformats et des Plateformats.
4. Nouvelle unité de récupération du Paraxylène (Unité 400) pour maximiser la production du Paraxylène de la charge d'alimentation provenant des produits des magnaformats et des Plateformats.
5. Nouvelle unité d'isomérisation (Unité 500) pour isomériser le méta-xylène et l'ortho-xylène dans le filtrat de l'unité 400 vers le composant du Paraxylène. ^[6]

I.5.4 Présentation de l'adaptation, la réhabilitation et la modernisation de la RA1/K

La raffinerie de Skikda dont la capacité est de 16.5 millions de tonnes/an de traitement de pétrole brut pour la production, entre autres, de GPL, carburants et aromatiques en plus de 277.000 tonnes par an de brut réduit importé pour la fabrication de bitumes, a été mise en service en 1980.

Le groupe Sonatrach et la société sud-coréenne (Samsung engineering & construction) ont signé, en juillet 2009 un contrat portant sur la réhabilitation, l'adaptation et la modernisation de la raffinerie de Skikda. ^[6]

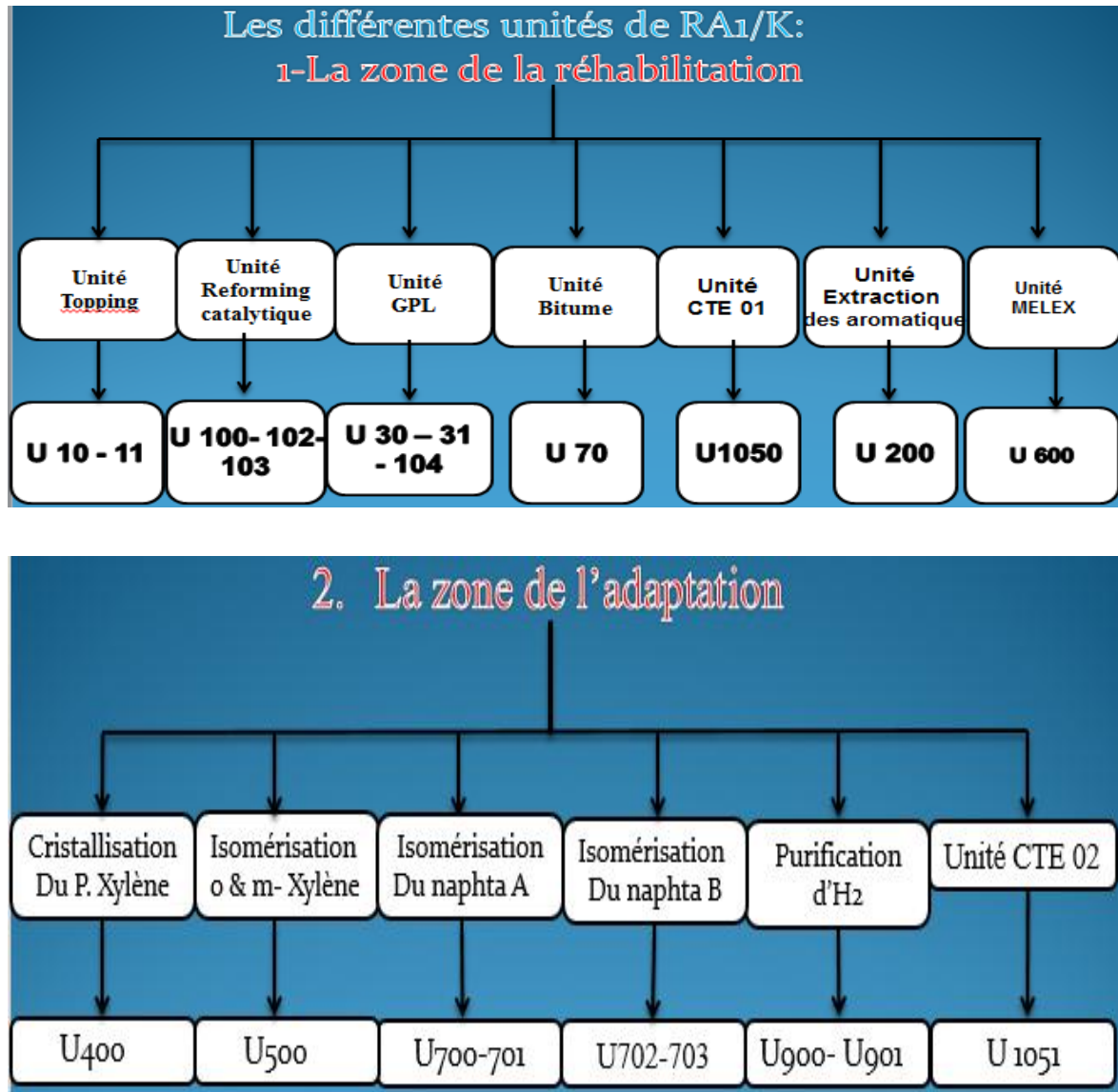


Figure I-4: les différentes unités de RA₁/K (les deux zones, la réhabilitation et l'adaptation) ^[6]

I.5.5 Structure hiérarchique de la raffinerie

La structure hiérarchique de la gestion de la raffinerie de Skikda prévoit à son sommet un Directeur de quel dépend cinq services, techniques de ligne, plus deux de staff comme le montre l'organigramme suivant : ^[6]

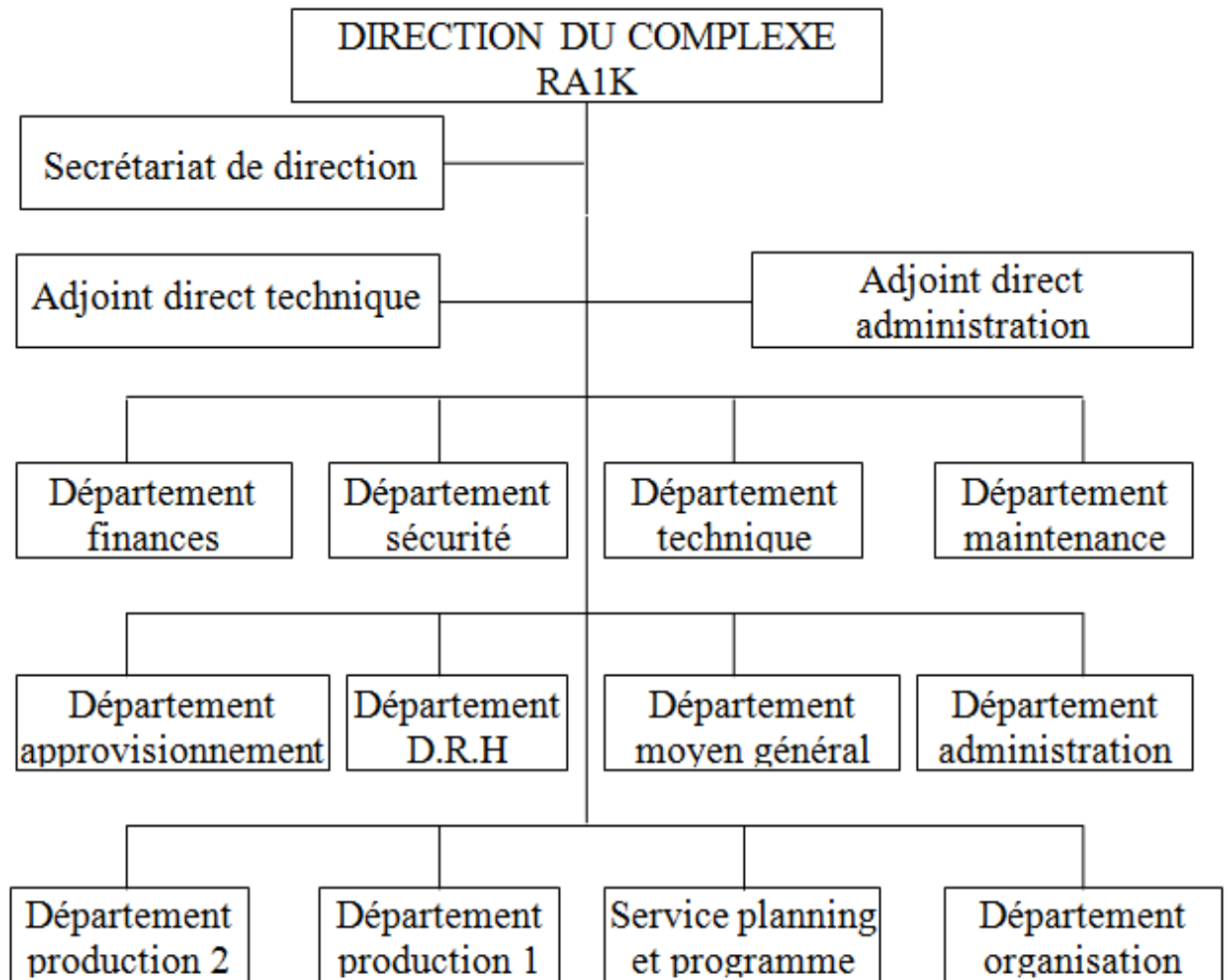


Figure I-5: Organigramme de la Raffinerie de Skikda RA1/K ^[9]

I.5.6 Présentation des différentes unités

Il se compose des unités de production suivantes :

I.5.6.1 Département de production I

- ❖ Unité 10/11 de distillation atmosphérique (TOPPING).
- ❖ Unité 100 de prétraitement et de reforming catalytique du Naphta B (MAGNAFORMING).
- ❖ Unité 101/103 de prétraitement : reforming catalytique du Naphta 80% B avec 20% C (PLATFORMING).
- ❖ Unité 30/31 et 104 de traitement et séparation des gaz (GPL).
- ❖ Unité 70 de distillation sous vide (Production des bitumes).
- ❖ Unité 200 d'extraction des aromatiques.
- ❖ Unité 400 de cristallisation et séparation du para xylène.

- ❖ Unité 500 de l'isomérisation de l'o-m xylène et éthyle-benzène en P-xylène.
- ❖ Unité 700 de l'hydrotraitement du Naphta A.
- ❖ Unité 701 de l'isomérisation du Naphta A.
- ❖ Unité 702 de l'hydrotraitement du Naphta A.
- ❖ Unité 703 de l'isomérisation du Naphta A.
- ❖ Unités 900-901 de purification de l'Hydrogène. ^[6]

I.5.6.2 Département de production II

- ❖ Unité 600 de stockage, mélange et expédition (MELEX) Est, Sud et Nord.
- ❖ Unités annexes et utilités sont :
 1. Unité 63 pour la déminéralisation des eaux.
 2. Unité 1061 de polissage (traitement) de condensat.
 3. Unité 1111 de production de l'Azote.
 4. Unité 1082 de production de l'air service et l'air instrument.
 5. Unité 1100 de traitement des effluents, tours de refroidissement, eaux de service et eaux anti-incendie.
 6. Unité 1101 de traitement des effluents (nouvelle unité 2013).
 7. Unités 1050-1051 : centrale thermique électrique et utilités (CTE 1&2). ^[6]

I.5.7 Département de production I

I.5.7.1 Les unités 10-11 de Topping

Le Topping ou la distillation atmosphérique a pour but de fractionner le brut en différentes coupes stabilisées pouvant être utilisées pour l'obtention de produits fins (naphta, gas-oil, jet..) ou devant alimenter d'autres unités situées en aval (Magnaforming, Platforming, gaz plant). Elles traitent le brut de Hassi Messaoud avec une capacité annuelle atteint jusqu'à 17 millions t/an après la réhabilitation de ces deux unités par la société de SAMSUNG pour produire les produits suivants : ^[10]

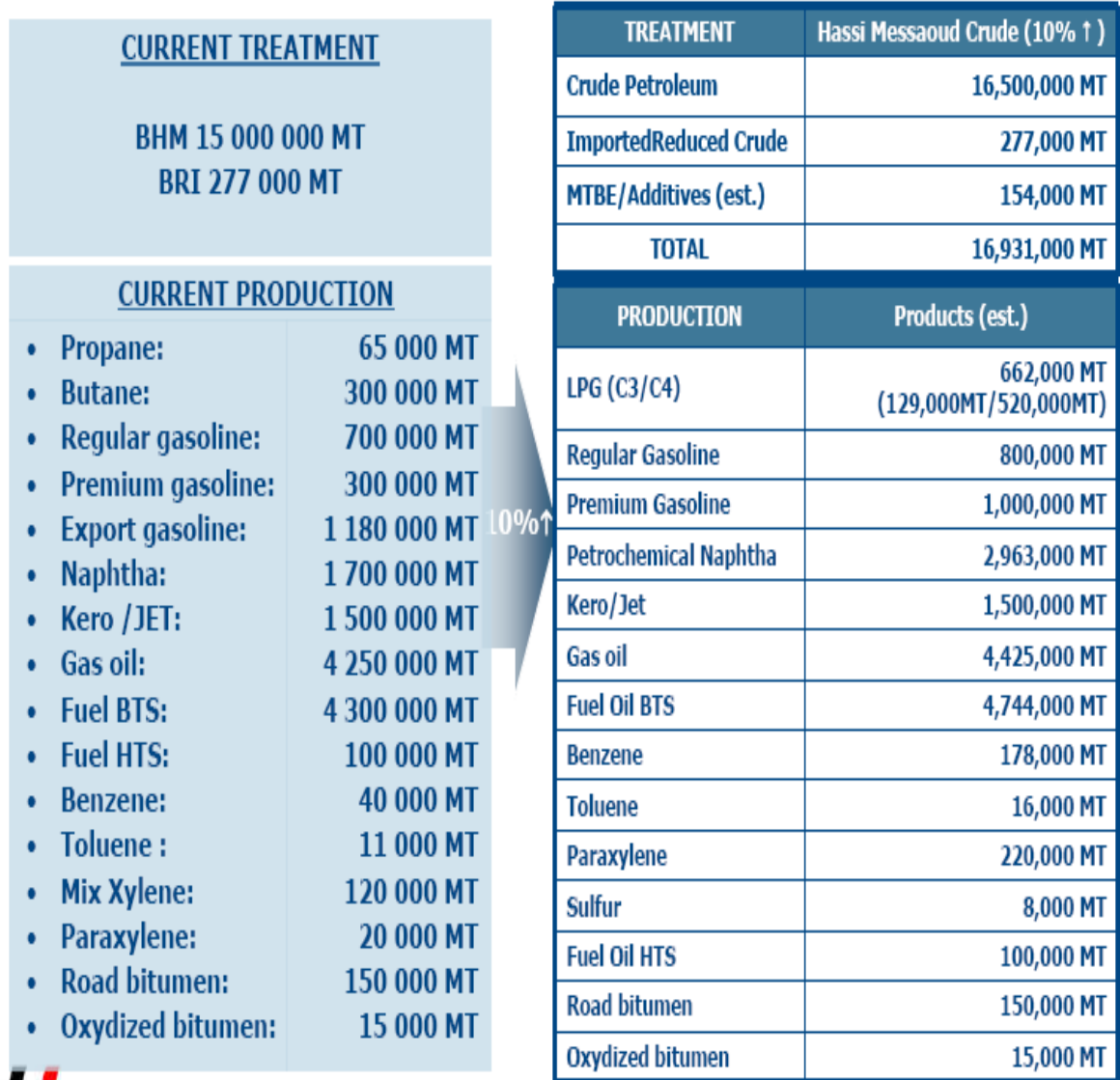


Figure I-6 : Les Produits de La Raffinerie ^[6]

Tableau I-4 : Charges, Produits et Débits de l'unité de topping ^[6]

Productions	Débits, kg/h
FUELGAS	168
LPG	38,883
C6CUT	8,959
NAPHTHAA	41,896
NAPHTHAB	145,198
NAPHTHAC+ EXCESSNAPHTHA	117,907
KEROSENE	93,751
LIGHTGASOIL	217,533
HEAVYGASOIL	77,090
RESIDUE	290,479
TOTAL	1, 031,696

Tableau I-5 : Les caractéristiques de la charge brute de Hassi Messaoud ^[6]

Paramètre	Valeur	Paramètre	Valeur
Gravité, API	44.7	Sulfure total, % massique	0.13
Densité à 15 °C	0.8025	Teneur d'Hydrogène sulfuriques, ppm	0
Facteur de Caractérisation	12	Teneur Ash, % massique	< 0.005
Kinematicviscosity @ 37.8 °C cst	1.989	Teneur de sel NaCl, % massique	< 0.001 (*)
TVR à 100 °F, psi	10.4	Teneur en Wax, % massique	2.4
Point de trouble °C	(-) 52	Teneur Asphaltène % massique	0.06
Point de Flash °C	< 20	CCR content, % massique	0.83
		BS&W, vol%	Traces

❖ G.P.L	————→	unité 30.
❖ Isopentane	————→	mélange des essences.
❖ Naphta A	————→	stockage.
❖ Naphta B (65° ÷ 150°c)	————→	Reforming catalytique.
❖ Naphta C (150° ÷ 180°c)	————→	Reforming catalytique.
❖ Kérosène (180° ÷ 225°c)	————→	jet, fuel, mélange des gasoils.
❖ Gasoil léger (225° ÷ 320°c)	————→	mélange des gasoils.
❖ Gasoil lourd (320° ÷ 360°c)	————→	mélange des gasoils.
❖ Résidu (>360°c)	————→	huiles combustibles. ^[7]

I.5.7.2 Unités 100 et 103 (unité Magnaforming, platforming)

La Magnaforming et le platforming ont pour but de transformer la Naphta moyenne et lourde obtenues du Topping (réformât) utilisées comme charge pour les unités d'aromatiques (unité 200 et 400).

Cette transformation a pour conséquence une augmentation de l'indice d'octane et permet ainsi d'utiliser le réformât obtenu pour la fabrication des essences.

- ❖ Dans le premier stade : les aromatiques sont fractionnés à l'aide d'un solvant sélectif qui est le Sulfolane.
- ❖ Dans le deuxième stade : le raffinat constitué principalement des hydrocarbures paraffinés est envoyé vers stockage. L'extrait alimente la section fractionnement où il est séparé en benzène, toluène et en aromatiques lourds par distillations.^[10]

I.5.7.3 Unité 200 : extraction des aromatiques

L'installation d'extraction des aromatiques a été projetée pour extraire de l'essence réformée des aromatiques qui seront fractionnées par la suite en benzène et toluène très pures. La charge est constituée par la coupe de réformât léger provenant directement ou à travers un réservoir de la colonne C5 splitter du réformât de l'unité 100.^[8]

I.5.7.4 Unité 400 : séparation du para-xylène

Cette unité est conçue à récupérer le para-xylène produit très recherché sur le marché. La charge venante de l'unité de Magnaforming, elle permet par cristallisation de séparer le para-xylène des autres xylènes (metha-ortho) et ethyl-benzène. Le para-xylène est commercialisé comme telle, le reste peut être utilisé comme base pour l'obtention des essences, envoyé vers l'unité d'isomérisation des xylènes (unité 500), (metha-ortho) et

ethyl-benzène ou commercialisé sous forme de mélange xylène pouvant être utilisé comme solvant pour la fabrication des peintures.....etc.

I.5.7.5 Unité 70 : Production de bitume

L'unité 70 a été conçue pour traiter 271 100 t/an de brut réduit importé qui peut être :

- ❖ Charge A : résidu TIA juan a médium 372 °C plus.
- ❖ Charge B : résidu TIA juan a lourd 450 °C plus.
- ❖ Charge C : résidu du brut.

L'unité se compose principalement d'une colonne de distillation sous vide et d'un réacteur d'oxydation des bitumes. Le produit de fond de colonne est le bitume routier ordinaire qui est envoyé:

- ❖ Une partie vers le stockage.
- ❖ L'autre partie comme charge à la section d'oxydation où elle sera oxydée au moyen de l'air en bitume oxydé. ^[11]

I.5.7.6 Les unités 30-31-104 : Séparation et traitement des gaz

Ces unités sont destinées à traiter les gaz liquides venant des unités 10, 11, 100 et 103 dans l'ordre suivant :

- ❖ Unité 30 : Traitement le gaz liquide qui vient de l'unité 100 en particulier ceux de tête de la colonne C7 où les GPL sont séparés du pentane.
- ❖ Unité 31 : Reçoit les gaz provenant de la tête des colonnes de stabilisation de l'essence des deux unités de Topping.
- ❖ Unité 104 : Elle a été conçue dernièrement avec la nouvelle unité de Platforming 103 afin de traiter les GPL venant de cette unité. ^[8]

Le traitement des gaz dans ces unités est accompli en deux stades :

1. Dans le premier stade : On fait subir au gaz un traitement qui consiste à passer la charge qui est le bitume, propane, éthane, H₂S et l'humidité à travers une colonne contenant des tamis moléculaires qui possèdent la propriété de retenir l'humidité et l'acide H₂S par le phénomène d'absorption. ^[8]
2. Dans le deuxième stade : C'est l'étape de séparation des gaz effectuée par deux colonnes dont le premier (déséthaniser). On fait le stripping des gaz incondensables (C1, C2, H₂) qu'on envoie à partir de la tête vers le réseau fuel

gaz, le produit de fond (butane, propane) alimente la 2ème colonne où le propane est séparé du butane par simple distillation. [11]

I.5.8 Département de production II (unités et utilités)

I.5.8.1 Unité 600 de stockage, mélange et expédition (MELEX)

- ❖ Mélange, chargement et expédition, il s’occupe de : Les bacs de stockage des différentes charges et produits des unités.
- ❖ Expédition des produits vers les différents dépôts de stockage.
- ❖ Mélange des gasoils.
- ❖ Contrôle le chargement des produits qui est au niveau du port de Skikda. [8]

I.5.8.2 Unité de déminéralisation U63

L’unité 63 est désignée pour déminéraliser l’eau brute provenant de barrage pour l’alimentation des chaudières et les autres unités par l’eau de service. [6]

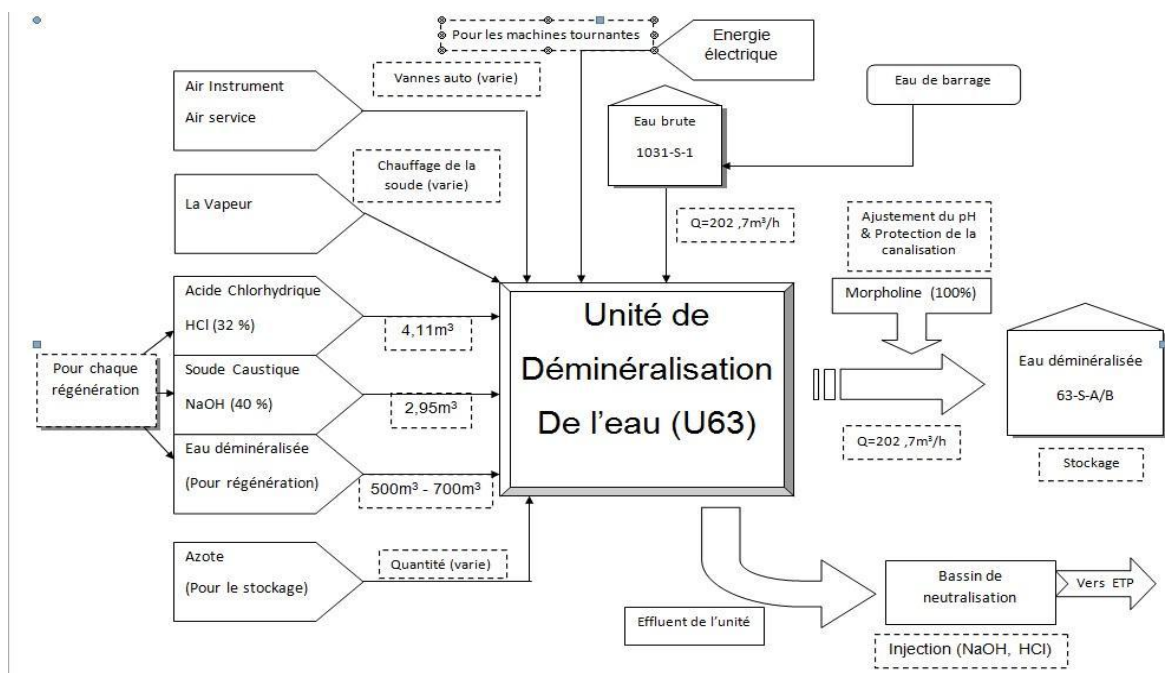


Figure I-7 : Unité de Déminéralisation U63 [6]

I.5.8.3 La centrale thermoélectrique (CTE 1050 & 1051)

La CTE est une unité primordiale de l’industrie pétrolière. La CTE 1050 a été conçue en 1976 pour la production et la CTE 1051 en 2012. C’est le système cerveaux de la raffinerie, elle assure les utilités indispensables pour le marché de toutes les unités. [8]

I.5.8.4 Unités 1020-1021-1022 Tour de refroidissement (A, B, C, D)

Elle satisfait d'une manière continue les besoins de la raffinerie en eau de refroidissement, en travaillant en circuit fermé. Les eaux polluées et chaudes proviennent des unités de production sont traitées chimiquement afin d'éliminer les acides chlorhydriques HCL entraînés dans le circuit puis refroidies à l'aide d'une batterie d'aéro-réfrigérant et en fin renvoyée vers les différentes unités aux moyens des pompes. [6]

I.5.8.5 L'unité d'azote 1111

L'azote est produit à partir de l'air atmosphérique, ce dernier est aspiré puis comprimé jusqu'à 13 bars par des compresseurs centrifuge à 3 étages, puis il est envoyé vers l'expandeur où il se détend. L'oxygène est éliminé en deux étapes. [6]

I.5.8.6 L'unité 1060 : Circuit vapeur (HP, MP, BP)

Elle assure les besoins de la raffinerie en vapeur selon trois (03) gammes :

- ❖ Vapeur haute pression.
- ❖ Vapeur moyenne pression.
- ❖ Vapeur basse pression.

La vapeur produite dans les grandes chaudières à partir des condensas qui proviennent de circuits vapeurs dans l'unité de production. [6]

I.5.8.7 L'unité 1061 : polissage de condensat

Cette unité est destinée pour le traitement de condensat (vapeur condensée) issu de toutes les unités de production dans des filtres à charbon actif et à résine.

I.5.8.8 L'unité 1082 : Air comprimé

Cette unité contient trois moto-compresseurs centrifuge de trois étages pour chacun, actuellement un en marche et les deux autres en stand – by. L'air atmosphérique est aspiré à travers des filtres puis comprimé par de compresseurs.

Une partie de cet air filtré et comprimé est envoyé vers les différentes unités de production comme air service et l'autre partie subite un séchage à travers un lit d'alumine peut être utilisé dans le système de régulation pneumatique dans les différentes unités de production comme air instrument. [6]

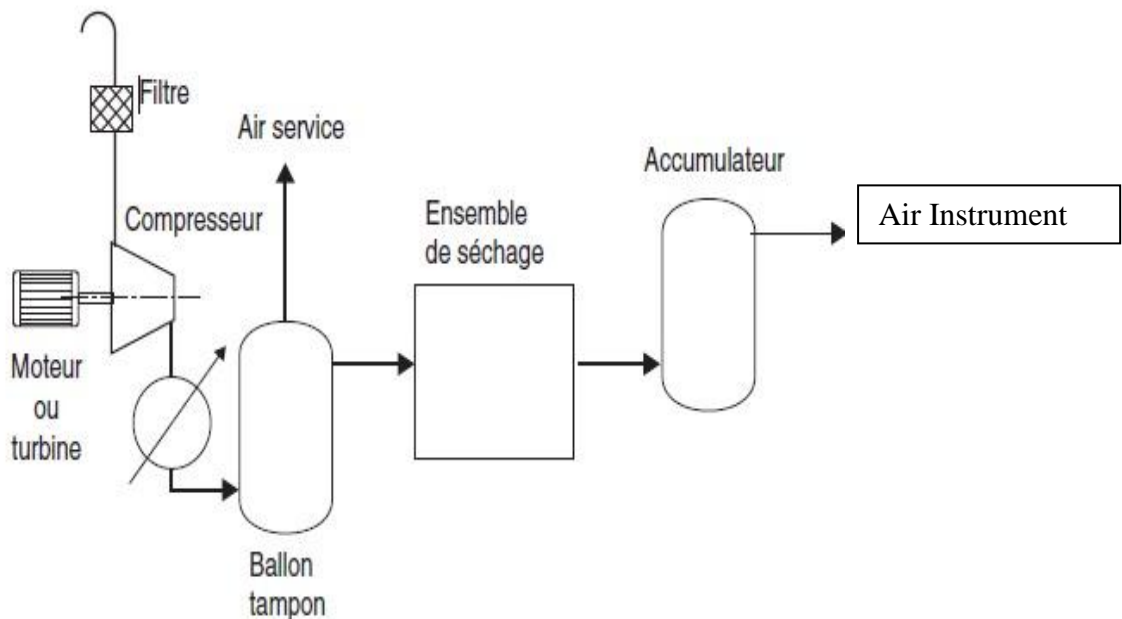


Figure I-8 : Unité 1082 d'Air comprimé ^[6]

I.6 Conclusion

Pour conclure, nous pouvons dire que le pétrole est un élément essentiel de notre vie quotidienne car il est à la base de la création de multiples produits qui sont essentiels. Cependant celui-ci doit subir plusieurs transformations importantes afin de convenir à nos besoins de plus en plus importants.

Toutefois le pétrole doit être utilisé modérément car c'est une énergie qui prend des centaines de millions d'années à se renouveler et qui est en voie de disparation. De plus, il émet des gaz toxiques qui favorisent l'effet de serre. Pour toutes ces raisons, nous serons amenés dans un futur relativement proche à découvrir des énergies de compensation qui offrent une diversité d'utilisation aussi importante que celle du pétrole.

A decorative border resembling a scroll, with a blue outline and grey circular accents at the corners, framing the text.

Chapitre II

*Théorie sur l'émulsion
et le dessalage*

I.1 Introduction

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

La plupart des puits fournissent, depuis leur mise en production, une huile variablement chargée en sels : le chlorure de sodium est majoritaire, mais il est toujours associé à des quantités des sels alcalinaux-terreux. Cette salinité est apportée par l'eau de réservoir ou par des eaux d'infiltration.

Elle est en fonction de la position structurale du puits et des caractéristiques physiques de la roche de réservoirs. De plus elle évolue au cours de la vie du puits.

Les premières applications industrielles de ce procédé en raffinage datent de 1935 aux Etats-Unis. Par contre en France, les dessaleurs électrostatiques ne sont pas apparus dans les raffineries qu'à partir des années 60. Mais aujourd'hui pratiquement toutes les raffineries sont équipées des dessaleurs électrostatiques.

II.2 Généralité sur les sels**II.2.1 Nature de sel**

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

- ❖ $MgCl_2$ (chlorure de magnésium) = 20%.
- ❖ $CaCl_2$ (chlorure de calcium) = 10%.
- ❖ $NaCl$ (chlorure de sodium) = 70%.

Ces sels se présentent soit :

- ❖ Sous forme de cristaux.
- ❖ Dissous dans de fines gouttelettes d'eau disposées dans le brut et forment ainsi une émulsion^[12]

II.2.2 Inconvénients des sels

Le sel dans l'eau cristallise et reste en suspension dans l'huile, ou peut déposer dans les équipements d'échange de chaleur.

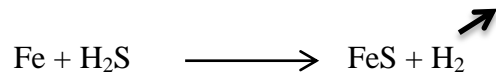
En outre, les cristaux de sel sont généralement entraînés désactiver et boucher les lits de catalyseur et des équipements de traitement en aval. En raison de ces problèmes, les raffineries exigent généralement la teneur en sel de pétrole brut réduit à très faibles niveaux avant le traitement. ^[14]

Les sels présentent des inconvénients au niveau des unités de traitement du brut. (Stabilisation, topping), qui sont :

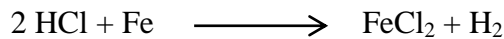
- ❖ La diminution de la capacité de production suite à la réduction de la section de passage (l'encrassement).
- ❖ La diminution du coefficient de transfert de chaleur dans les échangeurs causée par la mauvaise conductivité des dépôts de sels.
- ❖ La perforation et la rupture des tubes des fours et des échangeurs (corrosion).
- ❖ Formation des hydroxydes et des acides par l'hydrolyse des sels. ^[15]

Pendant la distillation du brut les chlorures se décomposent pour former l'acide chlorhydrique (HCl) qui attaque les parties métalliques comme le montre sur les réactions suivant : ^[13]

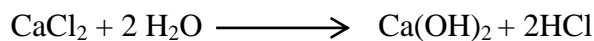
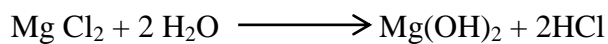
- ❖ La corrosion est plus grande en présence de sulfure d'hydrogène :



- ❖ L'acide chlorhydrique attaque le fer :



- ❖ Les sels d'hydrolysent sous l'effet de la température donnant de l'acide chlorhydrique :



II.3 Théorie sur les émulsions

II.3.1 Définition de l'émulsion

Une émulsion est définie comme un mélange de deux liquides immiscibles dont l'un est dispersé sous forme de fines gouttelettes, dans l'autre, le liquide enveloppant constitue le milieu continue ou externe, la phase dispersée constitue la phase interne.

Une émulsion stable est une émulsion qui ne peut pas être rompue sans avoir recours à certaines formes de traitement. ^[16]

Dans le cas d'une huile brute ou d'une émulsion ordinaire, il s'agit d'une dispersion de gouttelettes d'eau dans l'huile normale, ou régulière, des émulsions d'huile-terrain

consistent en une phase huileuse continue ou externe et une eau dispersée ou de la phase interne. [14]

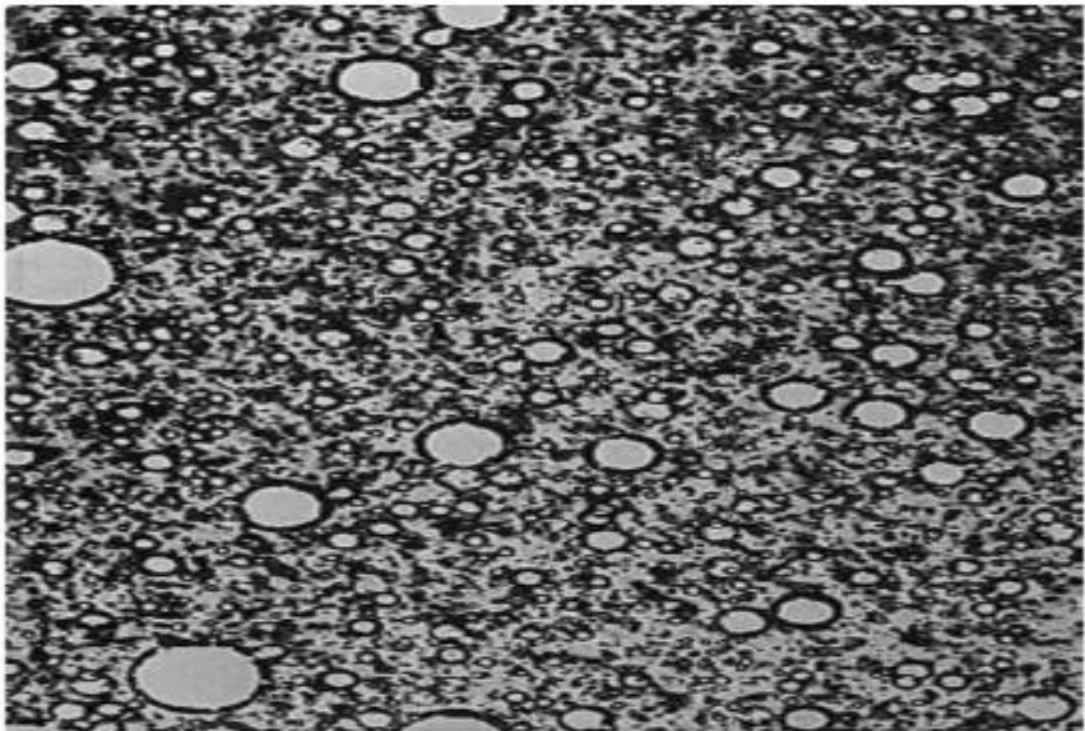


Figure II-1 : Photomicrographie d'une émulsion huile/eau [14]

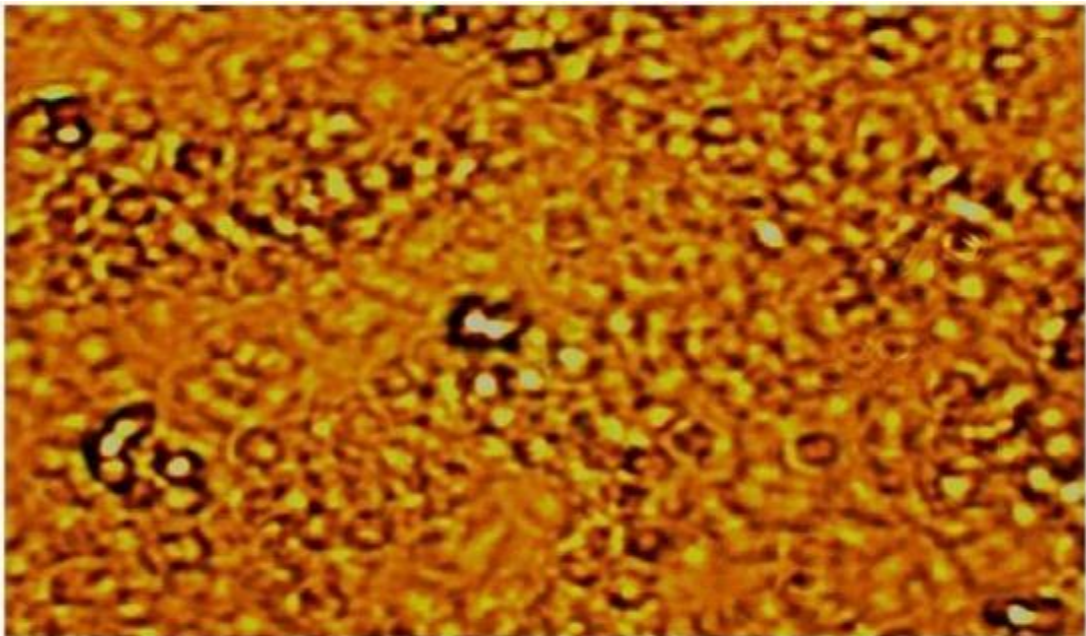


Figure II-2 : Photomicrographie du pétrole brut amplifié [17]

II.3.2 Conditions de formation d'une émulsion

Dans la production du pétrole brut, les émulsions les plus généralement rencontrées sont du type eau dans l'huile ou « hydrophobe », le milieu continue étant l'huile.

Les émulsions du type huile dans l'eau ou émulsions inverses « hydrophile » existent mais se rencontrent plus rarement.

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

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

Les agents émulsifiants rencontrés dans le pétrole brut comprennent les Asphaltènes, les résines, les acides organiques. Les paraffines solubles dans l'huile ou des particules finement divisés qui sont généralement plus mouillées par le pétrole brut que par l'eau.

Parmi ces solides finement divisés, on peut trouver des sulfates de fer, zinc et aluminium, des carbonates de calcium, de la silice, de l'argile et du sulfure de fer. L'agent émulsifiant contenu dans le pétrole brut se rencontre à l'interface eau/huile en formant une barrière autour des gouttes d'eau, ce qui empêchera la coalescence, le plus souvent d'ailleurs, ces émulsifiants naturels contenus dans le pétrole brut sont des molécules polaires. [18]

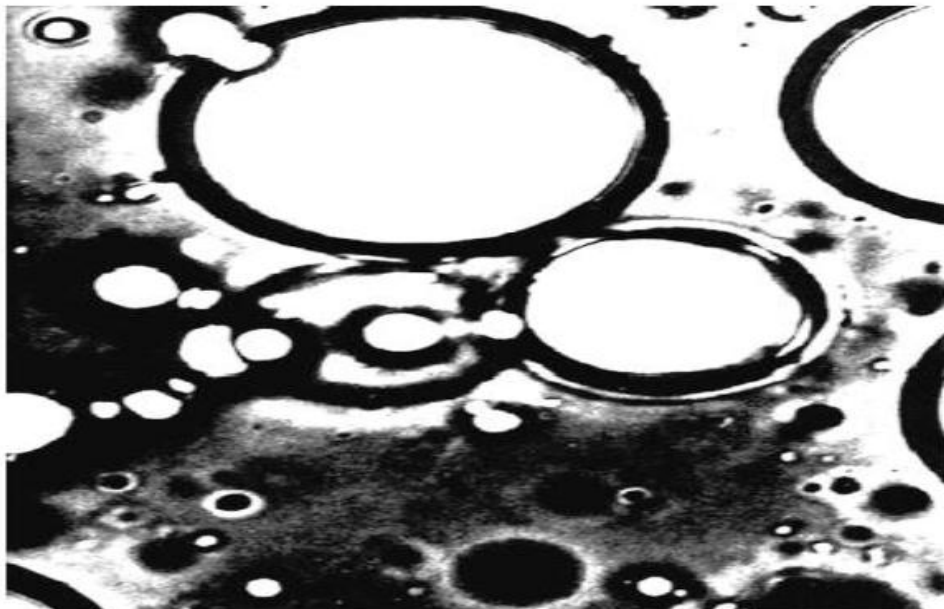


Figure II-3 : Photomicrographie montrant deux gouttes touchantes mais incapable de s'unir en raison de la peau émulsifiante entourant les gouttelettes [14]

L'agent émulsifiant contenu dans le pétrole brut se rencontre à l'interface eau/huile en formant une barrière autour des gouttes d'eau, ce qui empêchera la coalescence, le plus souvent d'ailleurs, ces émulsifiants naturels contenus dans le pétrole brut sont des molécules polaires. ^[18]

II.3.3 Stabilité d'une émulsion

La stabilité d'une émulsion ou sa résistance à la destruction, dépend principalement de plusieurs facteurs : ^[20]

II.3.3.1 Solubilité de l'agent émulsifiant

C'est le facteur primordial dans la stabilité d'une émulsion en effet, son absence ne conduit pas à une émulsion stable, l'activité d'un agent émulsifiant se définit par sa vitesse de migration à l'interface et par son pouvoir émulsifiant. Toutefois, il est impossible de prédire quel type d'agent émulsifiant produit l'émulsion la plus stable.

La présence de produits chimiques, appelés tensioactifs, facilite la formation d'une émulsion, en abaissant la tension inter-faciale entre les deux phases en présence. ^[20]

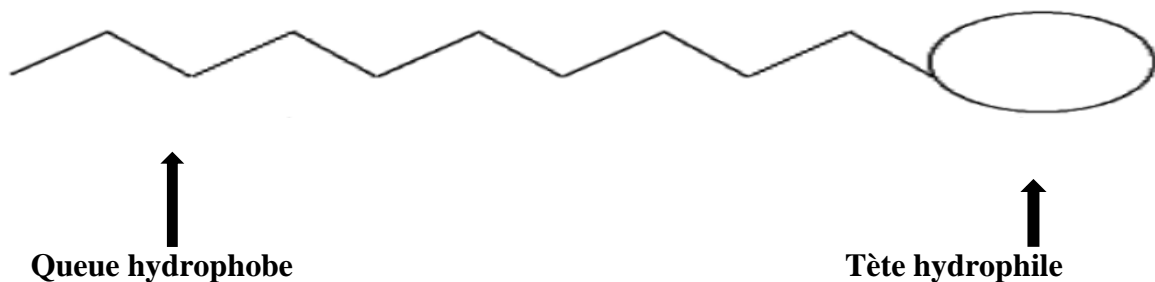


Figure II-4 : Représentation schématique d'un tensioactif ^[19]

II.3.3.2 Agitation

Le type et la sévérité de l'agitation déterminent la taille des gouttes d'eau dispersées dans le brut. L'émulsion est d'autant plus stable que les gouttelettes d'eau sont plus petites. La détermination de la granulométrie des gouttes d'eau peut constituer de ce point de vue une mesure de la stabilité d'une émulsion. ^[20]

II.3.3.3 Viscosité de l'huile

La viscosité de la phase continue joue un double rôle : d'un côté, la viscosité de l'huile empêche la migration de l'agent émulsifiant vers l'interface et limite la formation de fines gouttelettes par l'agitation. D'un autre côté, la viscosité élevée est un facteur

défavorable lors de la décantation des gouttelettes d'eau, d'une manière générale, les deux effets contraires s'annulent. [20]

II.3.3.4 Teneur en eau dans l'émulsion

Lorsque le pourcentage d'eau augmente dans une émulsion du type eau dans l'huile, une plus grande agitation est nécessaire pour mettre l'eau en émulsion. D'une manière générale, on aurait tendance à dire que les émulsions à fort pourcentage d'eau, sont les émulsions les moins stables. [20]

II.3.3.5 Age de l'émulsion

Une émulsion décante une certaine partie de son eau avec le temps, l'émulsion restante contenant les bulles d'eau les plus fines, devient de plus en plus stable.

De plus, des réactions chimiques complexes peuvent rigidifier le film inter-facial et rendre la coalescence plus difficile, c'est pourquoi, il est nécessaire de traiter les émulsions dès leur formation. [20]

II.3.3.6 Taille des particules de la phase dispersée

La taille des gouttes d'eau est une mesure de stabilité ; Le type et la sévérité de l'agitation définit la taille des gouttes. Plus l'effet de cisaillement est important, plus les gouttes vont être divisées en gouttes de petite taille et plus l'émulsion devient stable.

Les émulsions stables contiennent des gouttes de taille différentes mais le pourcentage de grosses gouttes est très faible. [20]

III.3.4 Principe de l'émulsion

1- Deux forces s'opposent : Les tensions inter-faciales des deux liquides qui tendent à faire s'homogénéiser chaque phase, et la résistance du film inter facial qui s'oppose à cette fusion dans la phase dispersée

2- Réduire une émulsion se ramène donc à briser les films inter faciaux par une action chimique ou électrique.

3- Ainsi les gouttes dispersées peuvent fusionner. On dispose pour cela de moyens chimiques, électriques et mécaniques.

4- Une fois que les gouttes d'eau se sont rapprochées et ont fusionné la séparation par gravite peut s'effectuer à cette fusion dans la phase dispersée. [21]

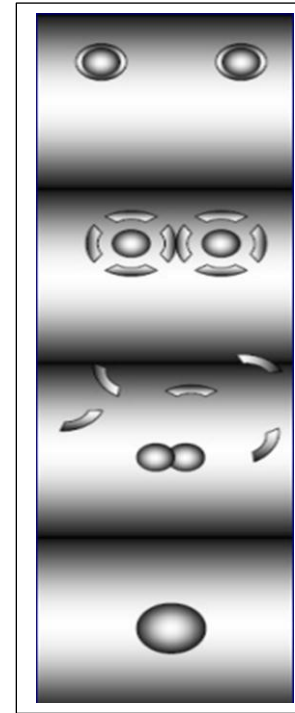
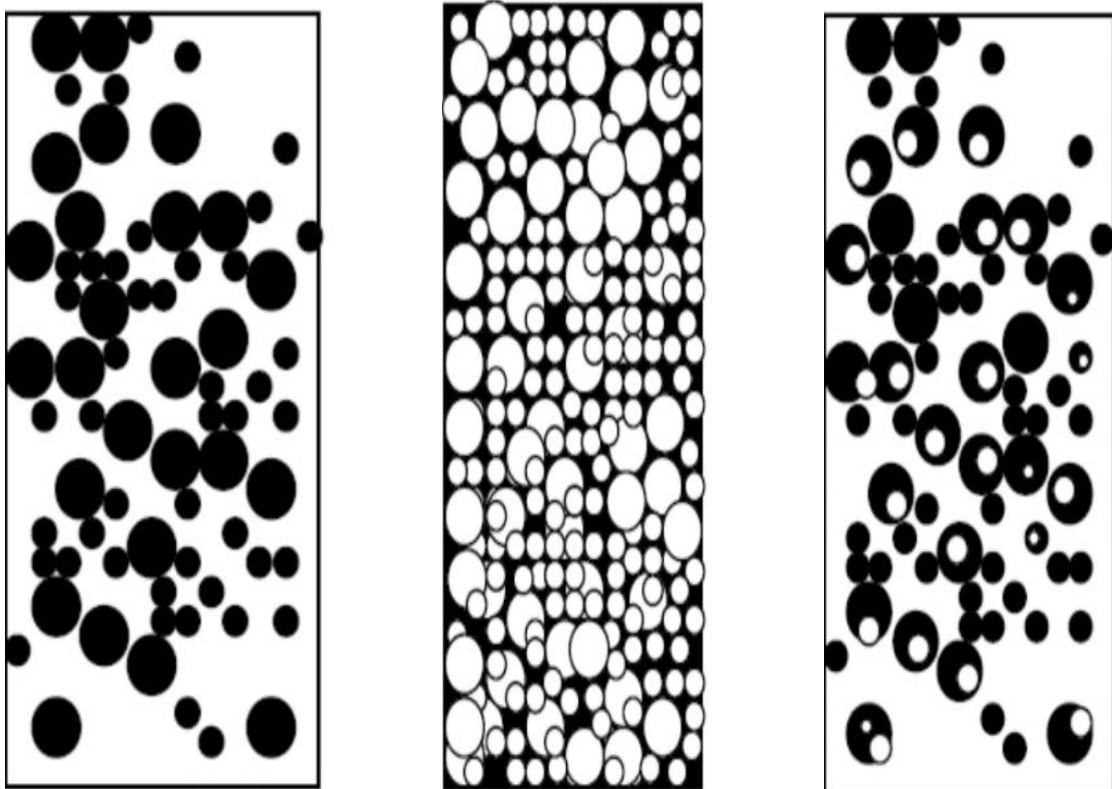


Figure II-5: Schéma simplifié pour le principe de l'émulsion [21]

II.3.5 Types d'émulsion

L'émulsion (huile/eau) peut-être de trois types:

- ❖ Emulsion huile dans eau : lorsque l'huile est la phase dispersée et l'eau c'est la phase continue. (traitement des eaux de rejet).
- ❖ Emulsion eau dans huile : lorsque l'eau est la phase dispersée et l'huile c'est la phase continue. (dessalage du brut).
- ❖ Emulsion eau dans huile dans l'eau : c'est une émulsion très difficile à être séparée. Elle peut se former s'il y a une quantité élevée des agents émulsifiants et un âge d'émulsion plus long. [16]



Huile / Eau

Eau / Huile

Eau / Huile / Eau

Figure II-6: Schéma représentatif des trois types d'émulsion ^[16]

II.3.6 Procédés des désintégrations des émulsions

Il existe trois principaux types des procédés :

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

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

Le recours à l'un des procédés précités doit être motivé par la nature de l'émulsion et par de nombreuses considérations d'ordre économique. ^[18]

II.3.6.1 Procédé mécanique

Parmi les procédés mécaniques, on peut distinguer :

1. La décantation

Le fonctionnement de la majorité des équipements de traitement du pétrole brut est basé sur le principe de décantation (différence de densité) pour séparer les gouttelettes

d'eau de l'huile, par ailleurs, le mouvement de chute des gouttelettes d'eau à travers l'huile est favorisé par les frottements liés à la viscosité de l'huile.

Ce procédé n'est pas efficace que pour des émulsions stables du simple fait de différence entre les poids spécifiques des composés de l'émulsion, le traitement thermique des émulsions accélère la décantation.

La vitesse de décantation est donnée par la formule de Stokes :

$$V_d = \frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{(d_d - d_c)}{d_c} \cdot \frac{D^2}{\vartheta_c} \quad (1)$$

Où :

- g : Accélération de la pesanteur.
- V_d : vitesse de décantation.
- d_d : densité de la phase dispersée (eau).
- d_c : densité de la phase continue (brut).
- ϑ_c : viscosité cinématique du brut.
- D : diamètre de la gouttelette d'eau.

On a donc intérêt pour améliorer la décantation. :

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

2. La centrifugation (l'essorage)

Ce procédé permet d'atteindre une déshydratation et un dessalage presque complet. Il est basé sur le lavage du pétrole avec 8 à 10 % d'eau à des températures supérieures à 80°C. Le débit faible des centrifugeuses ainsi que les frais élevés d'exploitation constituent les raisons principales de leurs utilisations limitées. Dans ce cas, on utilise la force centrifuge, la centrifugation est basée sur la même loi de Stokes à condition de remplacer dans la formule par la force centrifuge équivalente.

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

Où
$$V = \frac{2\pi R n}{60}$$

De (1) et (2), on arrive à déduire que :

$$F = \left(\frac{2\pi}{60}\right)^2 m \cdot n^2 \cdot R \quad (3)$$

- m : masse du corps en révolution en (kg).
- V : vitesse linéaire en (m/s).
- R : rayon du cercle de révolution (m).
- n : vitesse de révolution (Tr/min).

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

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

3. La filtration

La séparation de l'eau contenue dans le pétrole par filtration est basée sur les phénomènes de mouillage sélectif. Ainsi, par exemple le sable de quartz est facilement mouillable à l'eau, tandis que la pyrite l'est au pétrole. Pour déshydrater les pétroles, on utilise des copeaux de tremble peuplier et d'autres bois non résineux.

Les fines particules d'eau, tout en adhérant aux bords aigus des copeaux se rassemblent en grosses gouttes s'écoulant facilement par gravité, les colonnes de filtration, sont surtout utilisées lorsque les émulsions du pétrole ont déjà été désagrégées, mais les gouttelettes d'eau se maintiennent encore en suspension et ne se déposent pas, l'inconvénient majeur du procédé de filtration est le colmatage relativement rapide de la surface filtrante par les particules de sol et la nécessité de remplacer souvent le garnissage.

II.3.6.2 Procédé chimique

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

- ❖ Le déplacement par absorption de l'agent émulsifiant actif par un produit à effet tensio-actif plus puissant et à solidité moindre de la pellicule absorbante.
- ❖ La formation d'émulsions de types opposés (inversion de phases).
- ❖ La dissolution de la pellicule absorbante du fait de sa réaction chimique en présence de l'agent émulsifiant introduit dans l'émulsion. Le choix de désémulsifiants dépend de la nature du pétrole, de la quantité et de la composition

de la phase aqueuse, de l'intensité de malaxage, de la température et de la vitesse de décantation...etc. [18]

Le réactif choisi pour une émulsion donnée n'est efficace que pour d'autres émulsions. Il y a différentes manières d'introduire le réactif :

1. Dans le réservoir de décantation.
2. Dans la tuyauterie qui relie le réservoir d'accumulation à l'installation de désémulsification.
3. Directement dans les puits du pétrole.

Le but poursuivi par cette dernière méthode est de traiter une émulsion toute récente sans lui permettre de vieillir et d'augmenter sa stabilité au cours du stockage.

La désintégration des émulsions par des procédés chimiques est très largement appliquée. Ces procédés se distinguent par leur grande souplesse et simplicité.

Les meilleurs réactifs sont ceux les plus faciles à obtenir, qui sont efficaces et qui ne modifient pas la propriété du pétrole, l'émulsion doit être préalablement chauffée afin d'activer le processus de désémulsification chimique dans les raffineries, on la chauffe dans les échangeurs de chaleur à faisceaux tubulaires. [20]

II.3.6.3 Procédé électrique

Après les séparateurs, le brut contient de l'eau et des sels sous forme d'une émulsion très stable, le dessaleur électrostatique apporte sous une forme efficace l'énergie nécessaire à la destruction de ces émulsions. En effet, les particules reçoivent sous l'effet d'un champ électrique alternatif à haute tension des charges de polarité opposée. Lorsque la charge atteint un potentiel suffisamment élevé, l'enveloppe diélectrique est percée, et par conséquent, les fines gouttelettes d'eau se joignent en formant des gouttes plus grosses qui se déposent facilement au fond du réservoir. Le dégagement du gaz dans le réservoir est indésirable ; Pendant le dessalage, on évite l'évaporation des légers en élevant la pression dans l'appareil conservant ainsi les gaz à l'état dissous. Ainsi, on crée une nouvelle émulsion d'environ 5% d'eau douce dans le brut, cette nouvelle émulsion est de nouveau détruite, entraînant aussi les gouttelettes d'eau salées présentes au départ ; L'eau enlevée contient approximativement de l'eau douce et salée dans les proportions du mélange d'émulsion réalisé, quatre opérations fondamentales ont lieu dans le dessaleur électrique. Les gouttes d'eau acquièrent donc une masse suffisante pour tomber gravité vers le fond du dessaleur, c'est la décantation. [20]

Le tableau ci-après, décrit ces opérations ainsi que les paramètres qui les régissent.

Tableau II-1 : Les Opération et les Paramètres Actifs [20]

Opération	Réalisation	Paramètres actifs
Apport de l'eau douce	Formation d'une émulsion de brut salé et d'eau douce au niveau de la vanne de mélange	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Quantité d'eau ✓ Réglage de la vanne De mélange
Dissolution des cristaux de sel présents dans le brut par l'eau douce ajoutée	Lors du séjour dans le dessaleur	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Turbulence (vanne de Mélange) ✓ Temps de séjour ✓ Présence d'agent Mouillant
Coalescence des gouttes d'eau douce introduite et d'eau salée présentes dans le brut	Le champ électrique crée par l'électrode haute tension du dessaleur développe des forces entre gouttes dipôles qui facilitent la coalescence	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Valeur du champ Électrique - Quantité d'eau et Qualité de l'émulsification ✓ Temps de séjour ✓ Agent de surface
Décantation des gouttes	Elle débute en même temps que la coalescence et a lieu dans tout le volume.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Diamètre des gouttes ✓ Différence de densité Eau-brut ✓ Viscosité du brut ✓ Température (action Sur la viscosité) ✓ Temps de séjour

II.4 Dessalage

II.4.1 Définition et objectifs de dessalage

Le dessalage est une opération essentielle dans l'industrie de raffinage, car elle conditionne la bonne marche des traitements avals. En effet, un mauvais dessalage a des conséquences directes sur le fonctionnement de la colonne de distillation atmosphérique.

Le dessalage consiste à éliminer au maximum la phase aqueuse par un traitement convenable et à dissoudre les cristaux des sels dans une eau de lavage puis à séparer cette eau.

Donc l'objectif sera de :

- ❖ Éliminer l'eau (déshydratation) et les sels (dessalage).
- ❖ Limiter le transport de l'eau dans les pipes (pertes de charge, corrosion).
- ❖ Permettre aussi de récupérer les sédiments encore présents dans le brut. [21]

II.4.2 Dessalage électrostatique

Après les séparateurs, le brut contient des sels dissous dans l'eau accompagnant le brut mais aussi éventuellement et simultanément sous forme de cristaux plus ou moins protégés de l'eau par une enveloppe de brut.

L'eau est d'ailleurs sous forme d'une émulsion stable. Le dessaleur électrostatique contribue d'une manière efficace à détruire cette émulsion. Pour cela, on crée une nouvelle émulsion d'environ 3 à 5% d'eau moins salée que l'eau de gisement.

Cette eau peut être de l'eau douce en cas de disponibilité (en pratique, on ne peut pas utiliser de l'eau dont la salinité est supérieure à 50 g/l).

Cette nouvelle émulsion ainsi créée est détruite dans le dessaleur. l'eau salée résiduelle du brut traité présente une salinité plus faible que celle de départ. Pour une même teneur finale en eau, on a donc réduit la salinité du brut.

II.4.2.1 Mécanisme de dessalage électrostatique

Pour éliminer toutes les impuretés que nous venons d'évoquer. On lave le brut à l'eau et on sépare l'eau de lavage par dessalage électrique. Le dessalage du brut comporte trois étapes successives : [22]

- ❖ Diffusion des sels du brut dans l'eau de lavage.
- ❖ Coalescence des gouttelettes d'eau (par électro coalescence).
- ❖ Décantation par gravité. [23]

II.4.2.1.1 Diffusion des sels dans l'eau de lavage

L'opération de lavage consiste à faire passer les sels dans la phase eau.

La quantité d'eau douce injectée qui permet de prévoir l'efficacité théorique du dessaleur, dans la mesure où on admet qu'il restera moins d'une certaine quantité d'eau dans le pétrole brut après le dessalage (0.1% en volume) et que la salinité de cette eau sera déterminée en fonction de la salinité du pétrole brut.

Pour assurer le meilleur contact eau/brut, l'émulsion réalisée doit être assez fine (la dimension des gouttes d'eau formées varie de 1 à 10 micromètres).

Le mélange eau/brut s'effectuera à travers une vanne de mélange, son réglage sera effectué de telle manière que l'émulsion soit aussi fine que possible sans pour autant nuire à la décantation au cours du stade ultérieur. [24]

II.4.2.1.2 Coalescence des gouttelettes d'eau

L'émulsion stable eau/brut est fortement stabilisée par les molécules polaires telles que les Asphaltènes et des solides finement divisés. Ces agents stabilisent l'émulsion, d'où la nécessité d'utiliser certains désémulsifiants.

La difficulté de la coalescence sera donc en fonction de la quantité d'émulsifiant naturel contenu dans le brut et aussi de la présence des solides finement divisés. Deux mécanismes provoquent la coalescence : [24]

- ❖ Les forces d'attraction des gouttelettes entre elles dues à la polarité des molécules d'eau qui tendent à s'orienter.
- ❖ L'agitation créée par le champ électrique

La force d'attraction entre les gouttelettes est donnée par la formule suivante : [22]

$$F = K E^2 \frac{a^6}{d^4}$$

Où :

- a : rayon des gouttelettes.
- d : distance entre les centres de gouttelettes.
- E : champ électrique.

Pour augmenter la force d'attraction, on a donc intérêt à augmenter le champ électrique E. La coalescence dépend aussi du taux d'injection d'eau de lavage, ainsi, la vitesse de coalescence est donnée par la formule suivante :

$$V_c = K \frac{X^{4/3}}{\mu}$$

Où :

- V_c : vitesse de coalescence.
- X : taux d'eau de lavage.
- μ : viscosité dynamique du brut.

On peut conclure que la coalescence dépend :

- ❖ Du champ électrique : Augmenter le champ électrique E qui ne dépasse pas la valeur de 20000 volts / cm.
- ❖ Du taux d'injection d'eau de lavage : Diminuer la distance 'd' entre les gouttelettes et augmenter le rayon de la gouttelette 'à' ces grandeurs sont fonctions du taux d'eau de lavage.
- ❖ De la température de dessalage : Augmenter la température pour diminuer la viscosité de la phase continue (brut) [26]

II.4.2.1.3 La décantation

Sous l'effet du champ électrique, les gouttelettes d'eau se rassemblent et donnent de grosses gouttelettes qui sous l'effet de leur densité supérieure à celle du brut, décantent au fond du dessaleur et leur vitesse de décantation est donnée par la formule de Stokes. [22]

$$V_d = \frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{(d_d - d_c)}{d_c} \cdot \frac{D^2}{\vartheta_c}$$

Où :

- g : accélération de la pesanteur.
- d_d : densité de la phase dispersée (eau).
- d_c : densité de la phase continue (brut).
- ϑ_c : viscosité cinématique de la phase continue.
- D : diamètre des gouttelettes d'eau.

On a donc intérêt pour améliorer la décantation :

- ❖ A augmenter la taille des gouttelettes d'eau (par augmentation de la quantité d'eau injectée et utilisation de désémulsifiants).

- ❖ D'opérer à la température la plus élevée possible pour diminuer la viscosité de la phase continue.
- ❖ D'une manière pratique, les dessaleurs sont calculés pour une viscosité de deux centipoises et pour un temps de décantation apparent de 5 à 15 minutes. [27]

II.4.2.2 Paramètres de marche et leurs influences

II.4.2.2.1 Température

La température est le paramètre le plus important dans le procédé de dessalage, elle intervient dans la vitesse de coalescence par l'intermédiaire de la viscosité qui est très sensible à ce paramètre, l'augmentation de la température pour conséquence de baisser la viscosité du brut dans le dessaleur.

Ainsi que le critère de décantation $\frac{dd-dc}{\mu}$ est une fonction croissante de la température. [20]

Les courbes (I) et (II) donnent les variations de la viscosité et de la densité du brut en fonction de la température.

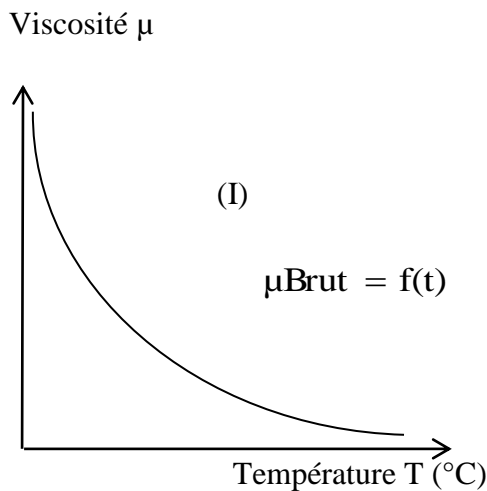


Figure II-7 : la courbe de variation de La viscosité de brut en fonction de température [12]

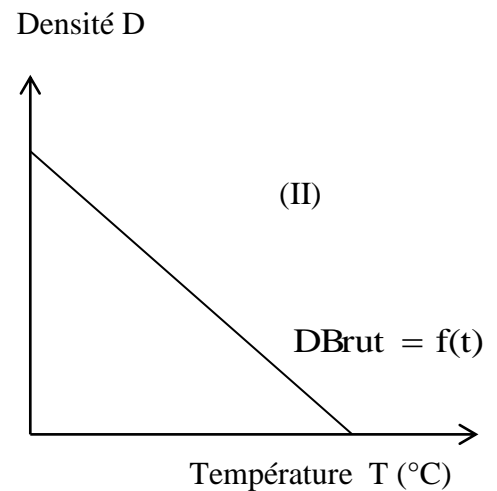


Figure II-8 : la courbe de la variation de la densité de brut en fonction de température [12]

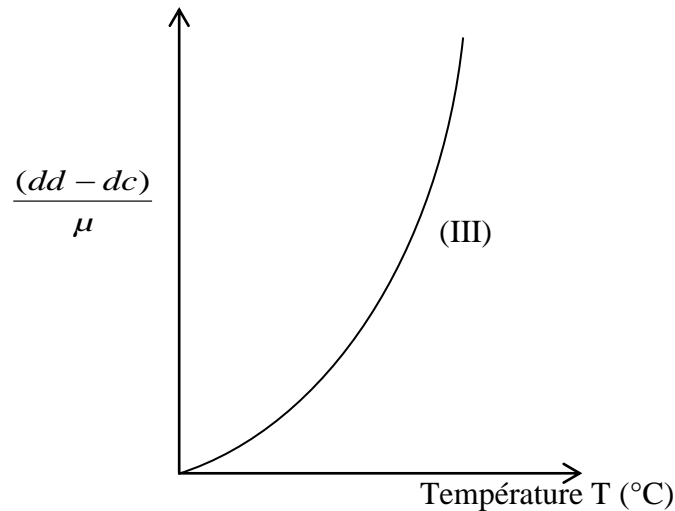


Figure II-9 : La courbe de la variation du facteur caractérisant la vitesse de décantation en fonction de la température. [12]

$$Vd = K \frac{(dd - dc)}{\mu}$$

- ❖ D'après les courbes (I), (II), (III), on aperçoit que l'augmentation de la température augmente la décantation, mais, cependant, on est limité par la conductivité du brut qui elle est aussi, favorable par l'augmentation de la température, et qui peut causer un court-circuit des électrodes. [26]

N.B :

La pression de service doit être maintenue à une valeur légèrement supérieure à la tension de vapeur du pétrole et ceci pour éviter la vaporisation partielle du brut qui entraine un fonctionnement instable. [27]

II.4.2.2.2 Taux d'injection d'eau de lavage

L'eau de lavage sert à mouiller les cristaux de sels et à les dissoudre, la force d'attraction entre les gouttelettes est très influencée par le taux de lavage. Il est généralement entre 2 et 8 % en volume par rapport à la quantité du brut traité. En jouant sur le rapport $\frac{a}{d}$ de la formule :

$$F = K E^2 \cdot \frac{a^6}{d^4}$$

Où :

- a : rayon des gouttelettes.
- d : distance entre les centres des gouttelettes.
- E : champ électrique.

En diminuant le taux de lavage, F diminue donc le taux d'injection d'eau à une grande influence sur la force d'attraction entre les gouttelettes donc sur la vitesse de coalescence. Ainsi, la vitesse de coalescence (V_c) s'exprime par la formule suivante :

$$V_c = K \cdot \frac{X^{4/3}}{\mu}$$

Où :

- X : taux d'eau de lavage.
- μ : viscosité dynamique de brut.

Pour une température constante : $\frac{V_c \cdot \mu}{K} = f(X)$

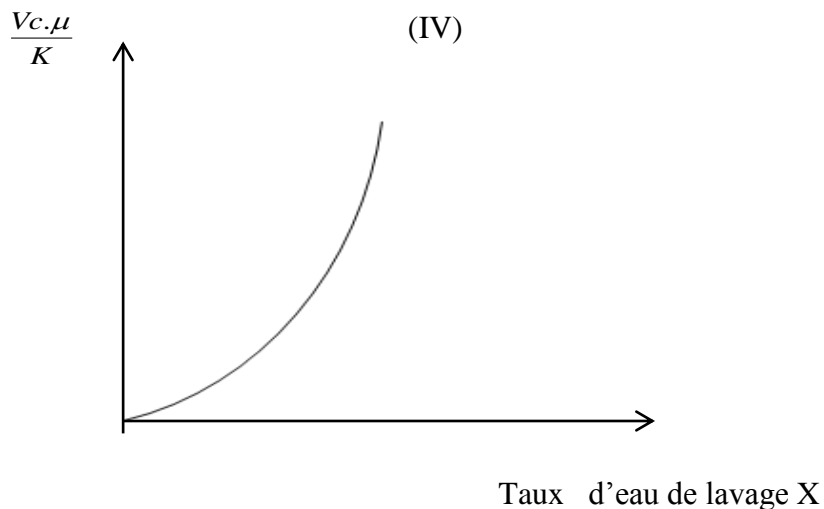


Figure II-10 : la courbe de la variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux d'eau de lavage X.

La vitesse de coalescence dépend aussi de la température par l'intermédiaire de la viscosité.

$$V_c = K \cdot \frac{X^{4/3}}{\mu}$$

Donc, on peut en conclure qu'une baisse de température peut être compensée par une augmentation de taux d'injection d'eau pour maintenir une vitesse de coalescence suffisante, comme dans le cas de la température, on remarque que l'on est limité par un taux d'injection d'eau car un taux trop élevé peut provoquer :

- ❖ Une augmentation du niveau d'eau dans le dessaleur d'où risque de déclenchement.
- ❖ Entraînement d'eau avec le brut dessalé.
- ❖ Moussage qui gêne l'opération de dessalage. ^[18]

II.4.2.2.3 La pression de service

La pression n'a pas une influence sur la salinité du brut, mais elle peut influencer la marche du dessaleur. La pression dans le dessaleur doit être maintenue à une valeur suffisante de façon à empêcher la vaporisation du brut. En cas de chute de pression, les vapeurs d'hydrocarbures seront saturées en eau, donc plus conductrices que le brut. Cela provoquerait une consommation excessive de puissance électrique. La puissance supplémentaire sera convertie en chaleur qui chauffera davantage le brut, et la vaporisation provoquera le déclenchement des électrodes. ^[14]

II.4.2.2.4 Perte de charge (ΔP) au niveau de la vanne de mélange

La perte de charge au niveau de la vanne mélangeuse mesure le degré de mélange entre le brut et l'eau de lavage. Elle permet à l'eau d'arriver aux cristaux et de les dissoudre, en créant un mélange intime entre l'eau et le brut.

La valeur de cette perte de charge (ΔP) est déterminée expérimentalement pour chaque brut.

Elle dépend généralement de la qualité du brut (lourd ou léger). Une augmentation de la perte de charge a tendance à former une dispersion très fine, donc les émulsions difficiles à détruire. A l'inverse, une perte de charge trop faible conduit à un lavage incomplet, d'une manière pratique, elle varie entre 0,2 et 1,2 bars, selon la nature du brut traité. ^[28]

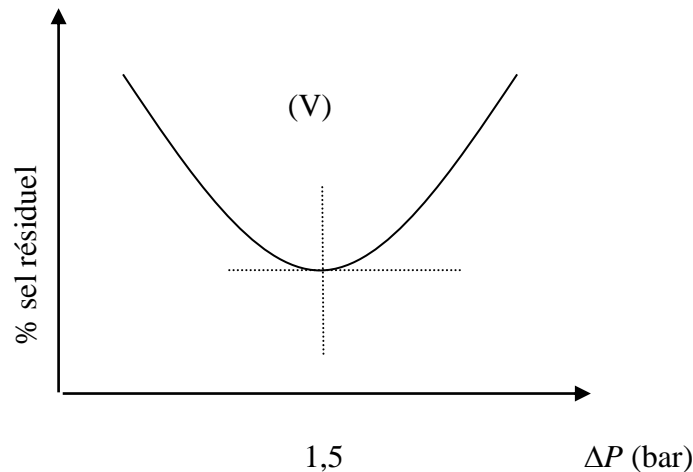


Figure II-11 : La courbe (V) de la salinité sortie en fonction de la (ΔP).

Sur la courbe (V), on constate qu'après une certaine valeur de la (ΔP), la salinité augmente. Cette augmentation s'explique par le fait que l'augmentation de la (ΔP) provoque la formation d'une émulsion très stable qui est difficile à briser. [12]

Donc, la valeur optimale de (ΔP) est déterminée expérimentalement. [27]

II.4.2.2.5 Influence du champ électrique

Les gouttelettes d'eau sont influencées par le champ électrique, elles subissent une force d'attraction suivant la loi de coalescence :

$$F = K E_o^2 \cdot \frac{a^6}{d^4}$$

Les gouttelettes d'eau dans le champ électrique se transforment en dipôle induit.

Les gouttelettes d'eau placées dans un champ alternatif de basse fréquence, les moments dipolaires suivront instantanément les variations du champ E_o et la force F variera simultanément sans changer de sens.

Pour augmenter F , on a donc intérêt à augmenter le champ électrique, mais sans pour cela atteindre des tensions critiques au-dessus des quelles on risque de déformer les gouttelettes au point qu'elles se divisent encore plus et provoquent le déclenchement du dessaleur. [26]

Chaque gouttelette à son entrée dans le champ électrique se met à vibrer à la fréquence du courant électrique alternatif. Ceci provoque une collision de gouttelettes qui forment à leur tour de grosses gouttes d'eau par la fusion de plusieurs plus petites.

Les grosses gouttes ainsi formées constituent une masse suffisante pour traverser le brut et se décanter au fond du réservoir ^[12]

II.4.2.2.6 Influence du désémulsifiant

L'émulsion a une grande stabilité du fait de la formation d'une couche protectrice autour de la gouttelette d'eau. Cette couche protectrice se compose des paraffines, des gommes, des Asphaltènes, d'argile et du sable. Pour casser le film protecteur, on utilise des produits tensioactifs.

En règle générale, ils sont injectés en amont des séparateurs. Le taux d'injection varie de 5 à 50 ppm suivant la nature du brut à traiter.

Les performances demandées à un désémulsifiants sont doubles :

- ❖ Améliorer la qualité de la séparation côté huile.
- ❖ Améliorer la qualité de la séparation côté eau.

Les désémulsifiants rencontrés sur le marché sous diverses marques agissent sur les agents émulsifiants par neutralisation.

Quatre actions essentielles sont requises pour un désémulsifiants:

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

La présence de ces quatre actions provoque la séparation de l'eau et de l'huile. Le désémulsifiant doit être capable de migrer rapidement à travers l'huile vers l'interface huile/eau où il doit combattre l'agent émulsifiant qui se trouve plus concentré. Si l'agent émulsifiant est faible, les forces de flocculation peuvent être suffisantes pour entraîner la coalescence, ce qui n'est pas toujours le cas, le cas échéant, le désémulsifiant doit alors neutraliser l'agent émulsifiant et déchirer le film inter-facial des gouttelettes d'eau, ce qui va causer la coalescence.

Le type d'action de neutralisation du désémulsifiant dépend de la nature de l'émulsifiant par exemple, les paraffines et les Asphaltènes peuvent être dissous ou altérés, réduisant ainsi la viscosité de leur film et changeant leur mouillabilité et leur dispersion dans l'huile, il est rare qu'un seul composé chimique puisse produire à lui seul ces actions, un mélange de plusieurs composés est alors utilisé afin de permettre une action équilibrée.

On distingue les désémulsifiants ioniques et non ioniques :

1. Désémulsifiants ioniques

Les caractéristiques du tensioactif sont données par l'ion organique qui est le plus important en volume, on distingue trois sous-groupes :

A. Produits anioniques

Ils possèdent un ou plusieurs groupements fonctionnels en pouvant s'ioniser en solution qu'en fournissant un ion organique chargé négativement, et un ion métallique chargé positivement responsable de la solubilité.

La partie hydrophile est constituée généralement par les sulfates et sulfonâtes, et la partie lipophile par des hydrocarbures (sulfate de pétrole, les résines sulfonées...etc.).

B. Produits cationiques

En s'ionisant, ils donnent un ion organique chargé positivement et un ion négatif, généralement minéral responsable de la solubilité. Parmi ces produits, on peut citer : Les amines grasses et leurs sels, les amines substituées...

C. Produits ampholytes

Ils possèdent un ou plusieurs groupements fonctionnels s'ionisant en solution aqueuse en donnant au produit un caractère anionique ou cationique suivant le milieu.

2. Désémulsifiants non ioniques

Ils ne donnent pas naissance à des ions dans la solution aqueuse. Ces produits résultants souvent d'une fixation d'un groupement hydrophile (chaîne poly-glycolique) sur une molécule organique (lipophile), ce sont les récepteurs de l'émulsion eau / brut les plus utilisées, ils sont très efficaces quel que soit la nature de la couche stabilisatrice, ils dispersent les micros particules solubles en modifiant les paramètres YWO, YSW et YSO.

- ❖ YWO : tension inter-faciale eau-huile.
- ❖ YSW : tension inter-faciale eau-solide.
- ❖ YSO : tension inter-faciale solide-huile. ^[20]

II.4.2.2.7 Influence du niveau interface

Le niveau d'eau décanté forme avec l'électrode la plus basse, le champ primaire de potentiel « zéro ». Toute variation du niveau d'eau perturbe le champ primaire qui est régi par la loi :

$$E_1 = \frac{E_0}{h}$$

- E_1 : champ primaire.
- E_0 : tension entre les électrodes.
- h : distance entre l'interface et l'électrode basse.

Si le niveau d'eau est trop élevé, le champ électrique augmente, le temps de décantation diminue, et on aura des entraînements d'eau dans le brut dessalé, donc perturbation de la stabilisation. Si le niveau eau est trop bas, le brut n'aura pas le temps de lavage suffisant, d'où diminution de l'efficacité de dessalage et entraînement de brut, donc, on maintient, un niveau constant pour avoir un bon dessalage, cela est réalisé généralement par des L.C.V (vanne de contrôle de niveau).

II.4.2.2.8 Temps de séjour

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

$$T_s = V / Q$$

Où :

- T_s : temps de séjour ou temps de rétention.
- V : volume de la capacité (m^3).
- Q : débit volumique de la charge.

$$Q = Q_{\text{brut}} + Q_{\text{eau}}$$

Le temps du séjour joue un grand rôle dans le dessalage, il influe directement sur la coalescence et surtout sur la décantation. [28]

II.4.3 Types de dessaleur

Les dessaleurs électrostatiques sont les équipements les plus utilisés offshore pour mettre les bruts aux spécifications commerciales. Ils créent dans le brut des champs électriques importants, pouvant aller jusqu'à 20.000 V/cm. [29]

Il existe trois types de dessaleur:

- ❖ Les dessaleurs sphériques.
- ❖ Les dessaleurs verticaux.
- ❖ Les dessaleurs horizontaux.

Les installations de dessalage comportent généralement deux étages :

- ❖ Dans le premier étage 75 à 80% d'eau massique est éliminée et 95 à 98% de sel.
- ❖ Dans le deuxième étage 60 à 65% d'eau restante est éliminée ainsi que 98% de sel restant.

Le nombre d'étages dépend du volume et de la qualité du brut. C'est-à-dire la teneur en eau et la teneur en sels et la résistance en émulsion ainsi que le type et la productivité de l'appareil.

Dans l'installation moderne, on utilise les dessaleurs cylindriques horizontaux qui ont comme avantages :

- ❖ Réglage possible et facile
- ❖ Limitent la consommation de produits chimiques
- ❖ Grande surface des électrodes ainsi que de productivité spécifique.
- ❖ La vitesse du pétrole en mouvement verticale est faible (meilleure décantation de l'eau).
- ❖ Possibilité de procéder à haute pression et à haute température. [20]

II.4.4 Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique

Le dessaleur électrostatique apporte sous une forme efficace, l'énergie nécessaire à la destruction de ces émulsions. En effet, les particules reçoivent sous l'effet d'un champ électrique alternatif à haute tension (de l'ordre de 1000 à 1500 volt/cm) des charges de polarité opposée.

Lorsque la charge atteint un potentiel suffisamment élevé, l'enveloppe diélectrique est percée, et par conséquent, les fines gouttelettes d'eau se joignent en formant des gouttes plus grosses qui se déposent facilement au fond du réservoir.

Le 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 du brut et l'eau passe par la vanne de mélange pour former une émulsion.

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 places tout le long. L'émulsion, se déplaçant lentement, forme souvent des doigts d'émulsion se déplaçant vers le haut du dessaleur. Ces doigts d'émulsion traversent de bas en haut l'eau sans toucher les gouttelettes d'eau. Le haut de ces doigts d'émulsions arrive alors entre les électrodes qui cassent l'émulsion en gouttelettes d'eau et en huile. Ces gouttelettes se polarisent puis coalescent.

L'huile continue son chemin vers le haut et quitte les dessaleurs par la sortie. Souvent ce sont deux sorties jumelles situées sur le sommet du dessaleur. La sortie huile est connectée à un collecteur multi orifices localise à l'intérieur du dessaleur.

L'eau quitte le dessaleur par des sorties jumelles au fond du dessaleur, les deux sorties eaux sont connectées à un collecteur multi orifices localise à l'intérieur du dessaleur.

On peut adjoindre un second étage en série à une installation de dessalage si :

- ❖ La teneur en sel du brut est très élevée.
- ❖ On cherche des performances de dessalage élevée.
- ❖ En temps de maintenance et nettoyage périodique (important) des dépôts de fond de ballon, la configuration a deux étages permet de fonctionner sur un seul, jusqu'à la fin des opérations.
- ❖ On cherche à diminuer le débit d'eau utilisé qui est beaucoup moins important. ^[21]

II.4.5 Sécurité des dessaleurs Electrostatique

Le dessaleur électrostatique est adapté avec un certain nombre de dispositifs de sécurité. Les dispositifs de sécurité sont déclenchés avec le système d'arrêt du dessaleur.

Cela signifie que si n'importe quel dispositif de sécurité se déclenche, le dessaleur se mettra à l'arrêt (coupure de l'alimentation électrique) même si tout le reste fonctionne normalement ; On ne peut pas dépasser ou supprimer les dispositifs de sécurité. Ces dispositifs de sécurité installés sur un dessaleur protégeront contre : ^[20]

II.4.5.1 Les surpressions dans la capacité

Le dessaleur est un ballon sous pression. Comme toutes autres capacités sous pression il est protégé des surpressions par des vannes de sécurité de pression. Les vannes de sécurité de surpression déchargent la pression d'excès vers le réseau de torche. ^[20]

II.4.5.2 Une fuite provenant du transformateur situé dans le dessaleur

Le transformateur est équipé d'un détecteur de pression. Une augmentation de pression à l'intérieur du transformateur montre qu'il y a une fuite du dessaleur vers le transformateur. [20]

II.4.5.3 Un défaut électrique

Le transformateur du dessaleur est équipé d'un détecteur de température. Une augmentation de la température à l'intérieur du transformateur signifie un défaut électrique.

II.4.5.4 Un niveau d'eau trop haut

Une augmentation du niveau d'interface émulsion /eau doit être détectée avant que l'eau n'atteigne les électrodes. Les alarmes de niveau sont disposées pour prévenir d'une montée de l'interface. [20]

II.4.5.5 Entraînement de l'émulsion avec le brut

Une baisse dans la tension de l'alimentation électrique du transformateur causera une baisse dans la tension de production du transformateur. Le champ électrostatique ne travaillera pas correctement et il y aura entraînement d'émulsion avec le brut. Des alarmes de tension basses sont situées sur l'alimentation électrique des transformateurs. [20]

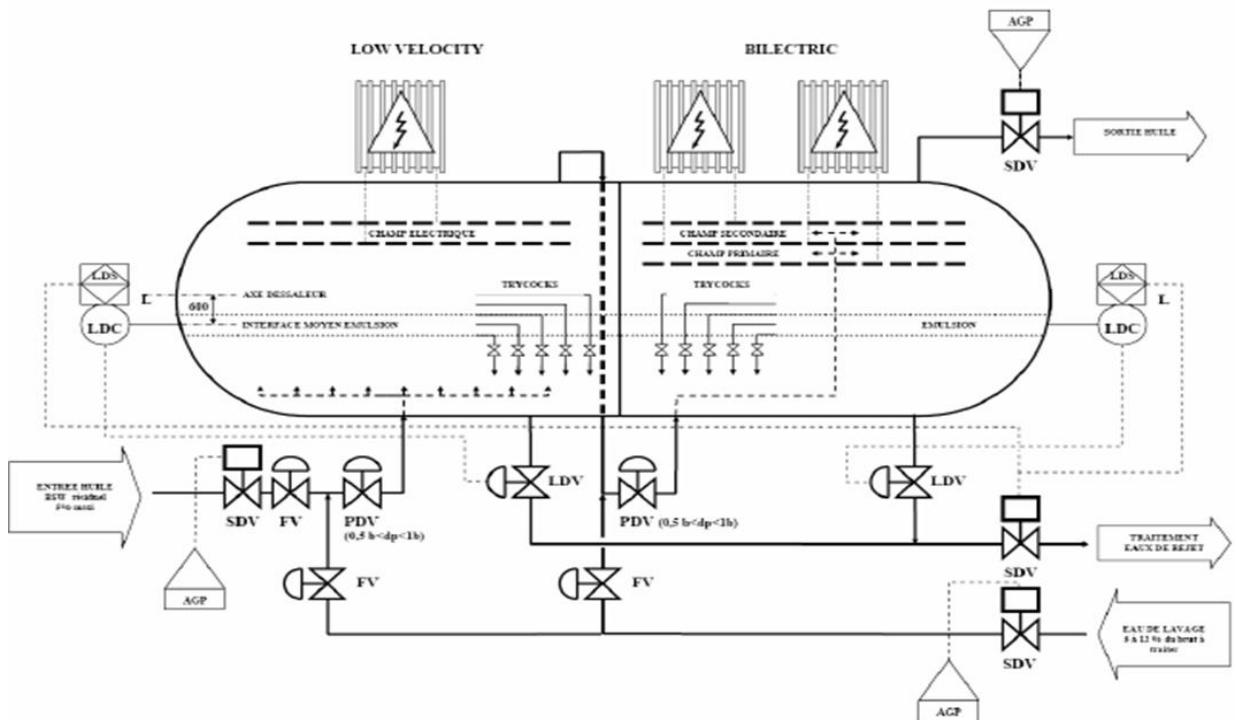


Figure II-12 : Schéma de système de sécurité des dessaleurs électrostatiques [20]

II.4.6 Avantages et inconvénients des dessaleurs électrostatiques

II.4.6.1 Avantages

- ❖ Très bonne efficacité.
- ❖ Compacité, temps de séjour autour de 8 min pour les plus récents.
- ❖ Marche dégradée possible.
- ❖ Indicateurs de dysfonctionnement en temps réel.
- ❖ Réglage possible et facile.
- ❖ Limitent la consommation des produits chimiques. [30]

II.4.6.2 Inconvénients

- ❖ Teneur en eau limitée à l'entrée (15-20% maxi).
- ❖ Nécessité de deux étages si BSW élevé.
- ❖ Phase gaz interdite, d'où le plus souvent nécessite d'ajouter une pompe en amont.
- ❖ Coût, consommation électrique. [30]

II.4.7 Performances des dessaleurs

La teneur en eau du brut dessalé est en général inférieure à 0,2 % volume sauf dans le cas des bruts lourds ou elle peut atteindre 0,4 à 0,5 %.

La teneur en hydrocarbures de l'eau en sortie du dessaleur ne doit pas dépasser 200 ppm.

Le plus souvent, l'augmentation de la dose d'additifs désémulsifiants est un bon moyen pour compenser la perte d'efficacité du dessaleur.

Les performances de l'unité sont contrôlées en déterminant les paramètres suivants :

- ❖ Teneur en sels du brut de charge et du brut dessalé.
- ❖ Teneur en chlorures des eaux de tête de la distillation atmosphériques.
- ❖ Teneur en eau du brut dessalé.
- ❖ Teneur en hydrocarbures des eaux issues du dessaleur. [23]

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

$$\text{Avec : } E = \frac{Se - Ss}{Ss} * 100$$

E : Efficacité de dessaleur en %.

Se : Teneur en sel du brut à l'entrée du dessaleur (mg/l).

Ss : Teneur en sel du brut à la sortie du dessaleur (mg/l).

Cette efficacité varie en moyenne entre 85 et 95 %.

Bilan de matière du dessaleur

Avec : $Q_b + Q_w = Q_d + Q'w$

Qb: Quantité de brut à dessaler (m³/h).

Qw: Quantité d'eau de lavage (m³/h).

Qd: Quantité de brut dessalé (m³/h).

Q'w: Quantité d'eau de purge (m³/h)

II.5 Conclusion

L'unité de dessalage est conçue pour éliminer les sels contenus dans le brut afin d'assurer un bon marché des équipements qui travaillent à chaud, le dessalage du brut assure leurs protections.

Chapitre III :

Description de l'unité de topping

III.1 Introduction

Le procédé de distillation atmosphérique est à la base du traitement du brut, ce dernier est formé d'une série d'hydrocarbures avec des caractéristiques différents. Et pour pouvoir être utilisés de façon correcte, il doit être fractionné en groupe ayant des caractéristiques bien définis et plus homogènes.

La distillation est le procédé qui permet le fractionnement du brut en différentes coupes stabilisées, en se servant de la différence qui existe entre les points d'ébullition des différents groupes d'hydrocarbures.

Les caractéristiques de ces groupes sont liées aux besoins spécifiques du marché pour les produits utilisables directement et à ceux des unités de processus successives pour les produits destinés à d'ultérieurs traitements. Pour tester les fractions du brut. On utilise la méthode de distillation Astm.

Les unités de distillation atmosphérique (U10/11) de la raffinerie de Skikda utilisent un dessaleur électrostatique qui sous l'influence d'un voltage important environ (19200) volts permet de briser l'émulsion et de libérer la molécule d'eau de celle du brut, ensuite ces gouttelettes d'eau se rassemblent et donnent de grosses gouttelettes qui sous l'effet de leur densité supérieure à celle du brut décantent au fond du dessaleur.

III.2 Les processus**III.2.1 Equipements**

Une unité de distillation comporte les équipements principaux suivants:

- ❖ Dessaleur : Elimination des sels.
- ❖ Colonne de distillation (52 Pt) : Fractionnement du brut en diverses coupes.
- ❖ Colonne de stripping (5 Pt) : Elimination des produits légers.
- ❖ Ballon de pré flash (FLASH DRUM) : Permet de réduire la puissance du four et éviter la cavitation de pompe.
- ❖ Four de charge : Chauffage de l'alimentation.
- ❖ Ensemble de : Echangeurs – Ballons- Pompes.
- ❖ Colonne de stabilisation : Séparer les légers des essences.
- ❖ Colonne de splitter : Séparation des coupes d'essence.

III.2.2 Utilités

- ❖ Vapeur d'eau surchauffée.
- ❖ Electricité.
- ❖ Eau de refroidissement.
- ❖ Gaz Combustibles (fuel gaz).
- ❖ Azote (N₂).
- ❖ Air instrument et service.

III.2.3 Produits chimiques

- ❖ Inhibiteur de corrosion.
- ❖ La soude (NaOH).
- ❖ Ammoniac (NH₃).^[9]

III.3 Principaux circuits de l'installation**III.3.1 train de préchauffage**

La charge alimente l'installation à un débit de 1350 m³/h au moyen des pompes (P-71A/B) (La Charge de brut) lesquelles aspirent directement des réservoirs du brut. Le flux de refoulement entre dans le côté tube de l'échangeur de Brut/LGO (E-107-5A/B) pour le préchauffage. La température du brut est augmentée de 25°C à 46°C. Après ce brut d'échangeur est pris sur le côté tube de l'échangeur de Brut/LGO (E-72) pour atteindre la température de 71°C.

La charge sortante du (E72) d'une température de 71 °C est envoyée vers le dessaleur (V51) afin d'éliminer les impuretés des sels, sédiments et l'eau. Ensuite Le brut dessalé du dessaleur est envoyé aux échangeurs (E-93 A-H) pour un chauffage supplémentaire avant d'entrer le ballon de Pré-Flash (V1). Le brut est pris sur le côté tube des échangeurs (E-93 A-H). Où la température est élevée de 71 °C à 148 °C.

Se réunissant dans un seul courant et entre dans le (V1), où l'eau et les hydrocarbures les plus légers vaporisent. La vapeur en tête du ballon de pré-flashé est acheminée à la zone de la colonne atmosphérique (C-1) via le côté calandre de l'échangeur de l'huile chaude en tête du ballon de Pré-flash (E64) après un chauffage supplémentaire.

La température de la vapeur en tête est élevée à 226 °C par cet échangeur. Le brut au fond (le liquide) du ballon de Pré-Flash est pompé par la Pompe du 1er Booster de Brut (P-72 A/B/C) au train-II du préchauffage du brut.

Le brut contenu dans le (V1), pompé par les pompes (P-72 A/B/C) (BOOSTER) est préchauffé à travers les échangeurs dans le côté calandre de l'échangeur de Brut/HGO (E-82A/B), où sa température est élevée de 140°C à 151°C par l'échange de chaleur avec le produit de HGO provenant de HGO Stripper. Les deux échangeurs sont en série. Après cet échange, le brut passe au côté tube de l'échangeur de Brut/Pompe-Around Supérieure (E-61A/B/C/D). Cet échangeur est disposé dans 2-Parallèle & 2-Séries module.

La température du brut est élevée à 174 °C par ces échangeurs. Sur le côté calandre, le liquide de la Pompe-Around Supérieur de la colonne atmosphérique est refroidi par ces échangeurs. Le brut chauffé se déplace au côté calandre de l'échangeur de Brut/RCO (E-83A/B) pour un chauffage supplémentaire. Ces échangeurs sont en série et le brut s'échange la chaleur avec le RCO (résidu crudoil).

La température de ce brut est élevée à 186 °C par cet échangeur. Ensuite, le brut passe au côté tube de l'Echangeur-I(E-91) de Brut/Pompe-Around Supérieur où sa température est élevée à 195 °C. Dans cet échangeur, la chaleur est échangée par le liquide de la pompe-Around Supérieure de la colonne atmosphérique. Le brut se déplace encore au côté calandre de l'échangeur de Brut/Pompe-Around inférieure (E-90A/B) pour augmenter sa température à 226 °C. Dans ce cas, le brut est chauffé par le côté tube du liquide de la Pompe-Around inférieur de la colonne atmosphérique. Après cet échangeur, le brut entre au côté calandre de l'échangeur de Brut/Pompe-Around Inférieur (E-62). La température est encore élevée à 233 °C. Le dernier échangeur dans ce train est l'échangeur de Brut/RCO (E-63A/B/C/D). Dans ce cas, le brut entre sur le côté calandre où la température est atteinte à 260 °C. Les quatre échangeurs ont été disposés en série. ^[9]

III.3.2 Fours

Nécessaire pour la distillation. Le brut absorbe de la chaleur, dans la zone de convection d'abord et ensuite dans la zone radiante. Généralement un four est constitué de 03 zones :

A. Zone radiante

Directement exposée à la flamme et la chaleur des fumées chaudes, la chaleur se propage aux tubes où passe le fluide à réchauffer, essentiellement par rayonnement (80% de chaleur échangée dans cette zone).

B. Zone de convection

Placée dans la partie supérieure du four, les fumées qui propagent de la chaleur essentiellement radiantes devrait, une fois terminées cette fonction, sortir du four encore très chaudes, on peut récupérer une partie de cette chaleur et mettant une portion du serpentin en contact avec les fumées avant qu'elles ne sortent de la cheminée afin qu'elles cèdent encore de la chaleur par convection, cette zone généralement placée pour la génération et le sur chauffage de la vapeur à basse pression utilisée pour le stripping des produits.

C. La cheminée

C'est elle qui permet d'évacuer les fumées vers l'atmosphère. Par son tirage, elle met la chambre de combustion en dépression et provoque l'entrée de l'air nécessaire à la combustion. Donc, de tout ce qui est passé, le brut absorbe de la chaleur dans la zone de convection d'abord et ensuite dans la zone radiante, afin qu'il sorte à une température de 360 °C et qu'aille à la zone de flash de la colonne de distillation C. [20]

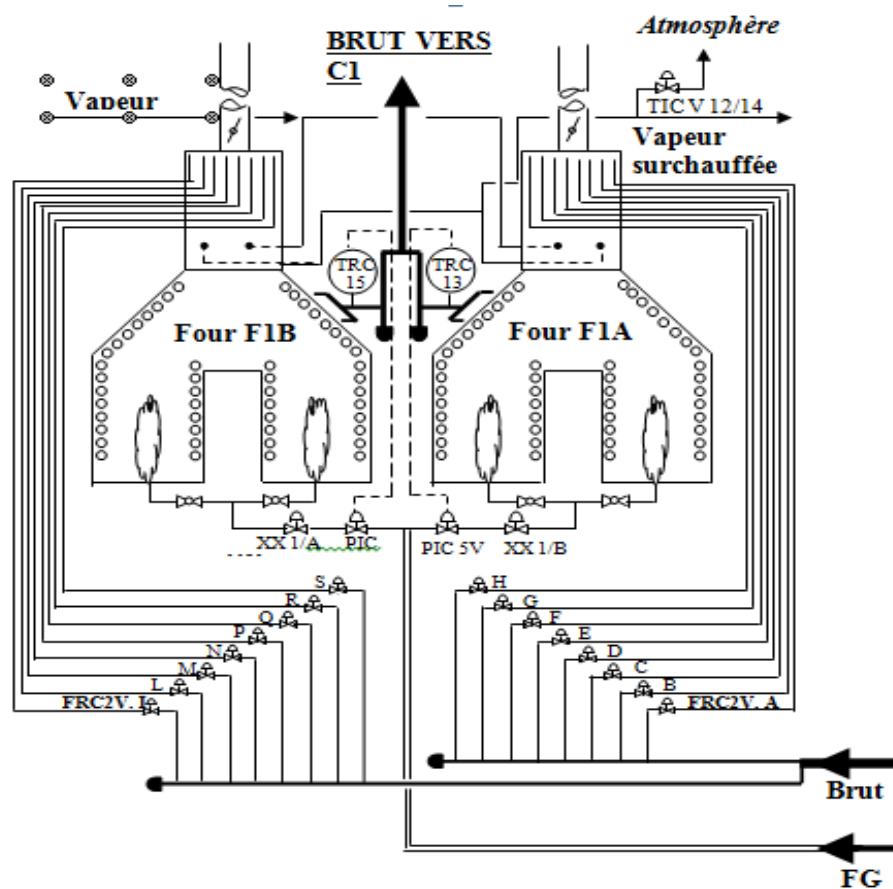


Figure III-1: Les fours F1A/B [20]

III.3.3 Colonne de distillation (C-1)

La ligne de transfert est connectée tangentiellement avec la colonne (C1), dans laquelle elle introduit le brut à travers un distributeur à cyclone approprié. La colonne de distillation atmosphérique 11-C1 (contient 52 plateaux) est subdivisée en trois sections:

- ❖ La zone de « stripping » du résidu, comprise entre le 1^{er} et le 5^{ème} plateau.
- ❖ La zone d'alimentation de zone de flash, comprise entre le 5^{ème} et le 6^{ème} plateau.
- ❖ La zone de fractionnement comprise entre le 6^{ème} et le 52^{ème} plateau. [20]

III.3.4 Pompe-Around

Dans la distillation atmosphérique, on trouve 2 circulations latérales :

- ❖ Pompe-around inférieure.
- ❖ Pompe-around supérieure.

La pompe-around inférieure, prélevée du 15^{ème} plateau au moyen de la pompe (P15A/B) à une température de 292 °C, après avoir été refroidi, dans les échangeurs (E20, E62, E90A/B). Le retour à la colonne de pompe-around a lieu sur le 16^{ème} plateau de la colonne (C-1).

La pompe around supérieure prélevée, du 33^{ème} plateau au moyen de la pompe (P-75A/B), après avoir été refroidi dans les échangeurs (E-91, E -61A~D). La température est réduite de 219 °C à 163 °C pendant le passage de ces échangeurs. La pompe-around retourne à la colonne (C-1) sur le 34^{ème} plateau. [20]

III.3.5 SOUTIRAGES LATÉRAUX, STRIPPERS ET DRAYERS

Les soutirages latéraux, à partir de la partie inférieure de la colonne vers le haut, sont les suivants :

- ❖ 1^{ère} coupe : Kérosène.
- ❖ 2^{ème} coupe : Gasoil léger (LGO).
- ❖ 3^{ème} coupe : Gasoil lourd (HGO).

1. 1^{ère} coupe : Kérosène

La première coupe prélevée du 46^{ème} plateau va au stripper (C2) à travers ; Le stripper contenant 8 plateaux, le stripping a lieu au moyen du rebouilleur à thermosiphon E20 avec la pompe-around inférieure. Les vapeurs, après le stripping, retournent à la colonne C1 sur le 47^{ème} plateau. Le fond du stripper est pompé par les pompes (P-94 A/B), refroidi dans les échangeurs E10 du côté des tubes et l'aéro-réfrigérant (EA-8), à

travers lesquels, il cède de la chaleur à la charge de stabilisation, dans le réfrigérant à eau E21 et, finalement, envoyé au stockage.

Il est en outre prévu de pouvoir envoyer la première coupe dans une section de traitement à la soude avec séparateur électrostatique pour réduire l'acidité et éliminer les composés sulfureux pour la production de jet.

2. 2^{ème} coupe : Gasoil léger

La 2^{ème} coupe, selon les caractéristiques du produit qu'on veut obtenir, peut être prélevée du 35^{ème} ou du 20^{ème} plateau et va au stripper (C3) à travers la soupape LIC-12. Le stripper contient 5 plateaux et le stripage est réalisé par la vapeur surchauffée à basse pression. Les vapeurs, après stripping, retournent à la colonne 11-C1 sur le 21^{ème} plateau. Le produit de fond de stripper passe au côté de calandre des échangeurs (E-72, E117-5A/B) ; La température est réduite à 153°C et 97°C ; La sortie de l'échangeur est prise aux pompes (P- 74A/B), refroidi dans les aéro-réfrigérants (EA-9A/B) et les échangeurs (E-65A/B), finalement, envoyé au stockage.

3. 3^{ème} coupe : Gasoil lourd

La 3^{ème} coupe, prélevée du 15^{ème} plateau, va au stripper 11-C4. Le stripper C4 contient 5 plateaux et le stripage est réalisé par de la vapeur d'eau surchauffée à basse pression.

Après le stripage, les vapeurs retournent à la colonne C1 sur le 16^{ème} plateau ; Le fond du stripper est pompé par les pompes P95 A/B, refroidi dans le réfrigérant à air EA-10 et après l'échange de chaleur à travers les échangeurs E-66 A/B du côté des tubes est envoyé au stockage. ^[31]

III.3.6 Produit de tête de la colonne C1

Les vapeurs de tête sont condensées partiellement dans les 4 couples d'échangeurs en parallèle (E93-A/B, E93-C/D, E93-E/F, E93-G/H) du côté de l'enveloppe, en cédant de la chaleur au brut. Le liquide condensé est séparé dans le ballon (V2), est pompé par les pompes (P73A/B) en tête de la colonne, comme reflux réglé par FIC-40, en cascade avec le régulateur de température de la tête 11-TRC 16, aussi bien que dans le 11-V3, avec le niveau contrôlé par le 11-LIC 9. ^[27]

Les vapeurs sortantes du V2 sont condensées dans les condenseurs E-92A/B d'abord et passent dans le ballon (V3) par la suite dans le ballon V3 a lieu la séparation en trois phases, phase d'eau, phase d'hydrocarbures et phase de gaz non condensés. La phase

d'eau, prélevée par les pompes P70 A/B est envoyée au (Sour Water). Avec le niveau inter-facial réglé par le LIC 9.

La phase liquide des hydrocarbures est envoyée par les pompes P-92A/B comme charge des colonnes C5 (70%) et C62 (30%) (Colonnes de stabilisation). Soit, au-dessus du 19^{ème} plateau, après chauffage dans les échangeurs 11-E8 A/B du côté des tubes, 11-E9 du côté de l'enveloppe et 11-E10 A/B du côté de l'enveloppe. [35]

Les vapeurs de tête des colonnes C5 et C62 sont condensées dans les réfrigérants à air (EA- 2A~G) et (EA-62A/B) dans le condenseur à eau E11 et sont recueillies dans les ballons (V8) et (V62). Le fond des colonnes de stabilisation est envoyé comme charge à la colonne C63. Le naphta stabilisé alimente la C63 sur le 23^{ème} plateau. La colonne C63 comprenant 36 plateaux, permet d'obtenir trois coupes :

1. Un produit de tête.
2. Une coupe latérale.
3. Un produit de fond.

La chaleur nécessaire pour le fractionnement est fournie par les rebouilleurs (E-75A/B).

Le naphta-A en tête de la colonne est refroidi dans les aéro (EA-63A~F) et condensé dans les condenseurs (E-78A~H), et recueilli dans le ballon (V-67), Et pompé par les pompes P87 A/B vers le stockage. [7]

Le produit de fond de la colonne C63 aspire par les pompes (P-65A/B) est partiellement envoyé aux colonnes C61 et C6 (60% vers la colonne C61 et 40% vers la colonne C6). La colonne (C61) a 36 plateaux avec l'alimentation entrante sur le 27^{ème} plateau. La colonne fonctionne à une température de 140 °C et pression de 1.0 kg / cm²g. La vapeur en tête de colonne (C61) est condensée par les aéro (EA-64A~D). Le liquide condensé en tête est collecté dans le Ballon (V-63). Le liquide accumulé dans le ballon de reflux est aspiré par la pompe (P-77 A/B) et envoyé comme reflux à la tête de colonne (sur 36^{ème} plateau).

Le Naphta B du Liquide distillat (Condensat en tête) est envoyé au stockage par la Pompe (P- 5A/B). Cependant, avant d'aller au stockage, le produit est encore refroidi par les aéro (10- EA- 6A/B) et le Condenseur (E-17) pour atteindre la température de 38°C.

Le produit de fond de colonne est chauffé dans l'échangeur du côté calandre du Rebouilleur (E-73A/B) par l'Huile chaude.

Le liquide de ré-ébullition revient à la colonne sous le plateau 1. Le produit de fond de colonne (Naphta C), aspiré par les pompes (P-86A/B), est partiellement envoyé au stockage en passant les différents échangeurs pour le refroidissement.

Le fond de la colonne fonctionne à la température de 204.2°C. Le produit de fond joint par le Naphta C du Splitter de la Coupe C6 à 140°C, est envoyé à l'Echangeur (E-9), d'abord pour réduire la température moyenne de 154 °C à 132 °C. Ce flux est encore refroidi en passant le refroidisseur (EA-7) et le Refroidisseur de d'Eau de Naphta C (E-68 A/B) pour réduire la température à 38°C.

La colonne (C6) a 36 plateaux avec l'alimentation entrante sur le 13^{ème} plateau. Fonctionne à une température de 89 °C et pression 1.0 kg/cm²g. Les vapeurs de tête sont refroidies par aéro- réfrigérant (EA-3A/D), ces dernières condensées par cet échangeur et à la température de 73°C. Le liquide condensé en tête est collecté dans le ballon (V9).

Le liquide accumulé dans le ballon de reflux est aspiré par la Pompe (P-84A/B) et envoyé comme reflux à la tête de colonne (sur 36^{ème} plateau). La Coupe de C6 du Liquide distillat Condensé (condensat en tête) est envoyé à stockage pour alimenter l'unité d'isomérisation. Dans cette colonne, le remouillage est effectué par l'huile chaude dans le Rebouilleur (E-87).

La température de fond de colonne est maintenue à 140°C et la température de Sortie de rebouilleur est maintenue à 146.9°C. Le produit de fond de Splitter de la Coupe C6 est pompé par les Pompes de Fond de Splitter de la Coupe C6 (P-85 A/B) et joint le fond de Splitter-II pour faire le flux de produit de Naphta C. ^[27]

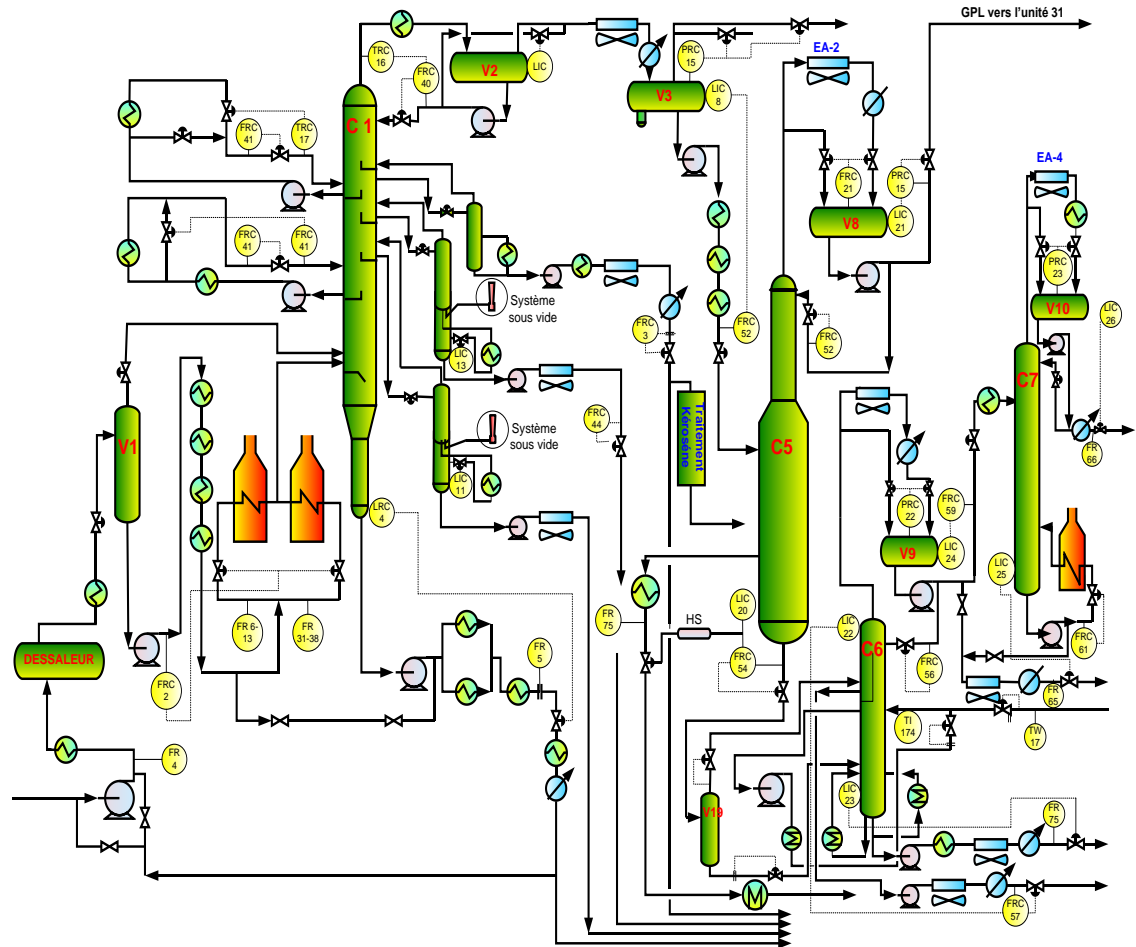


Figure III-2 : Schéma simplifié des circuits de l'installation [20]

III.4 Description du dessaleur électrostatique (V-51) de la raffinerie de Skikda

Le dessaleur (V-51) de la raffinerie de Skikda (R1K) a les caractéristiques principales suivantes :

- ❖ Diamètre intérieur: 3,56 m.
- ❖ Longueur : 36 m.
- ❖ Fond : hémisphérique.
- ❖ Pression de calcul : 12 bars.
- ❖ Température de calcul : 71°C.
- ❖ Surépaisseur de corrosion : 3 mm. [20]

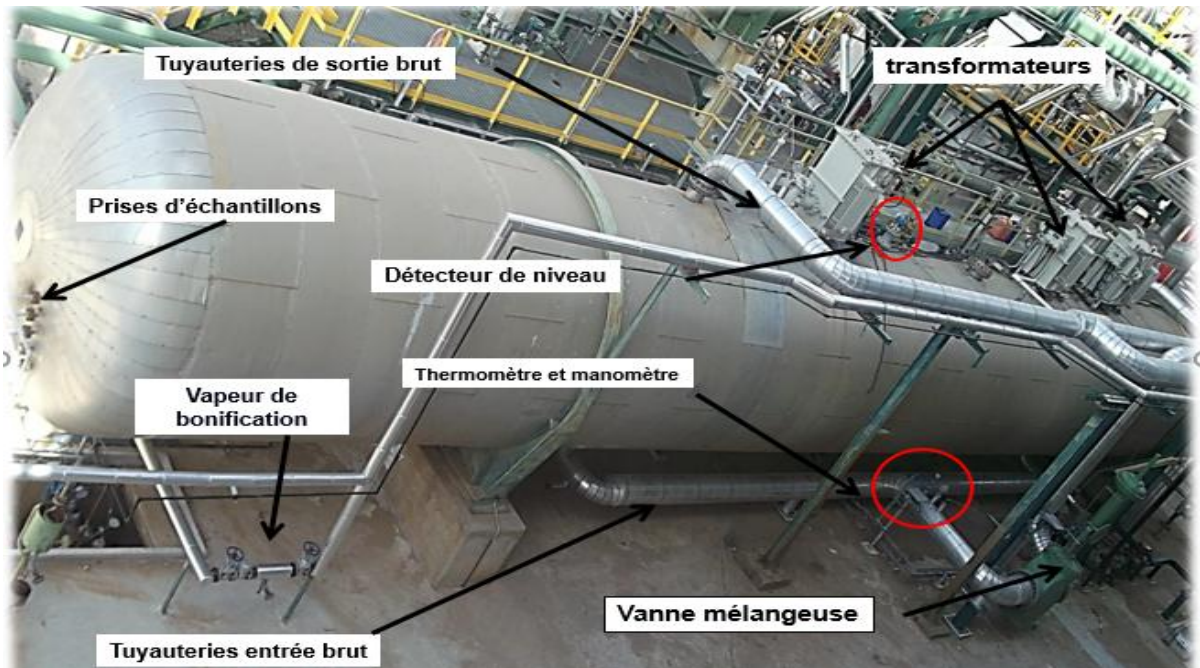


Figure III-3 : Dessaleur électrostatique V51 de l'unité 10 RA1K [20]

Ce dernier comprend les éléments suivants :

III.4.1 Tuyauterie

L'unité de dessalage est équipée de plusieurs ensembles de tuyauteries. Chacune a sa propre fonction dans le procédé de dessalage.



Figure III-4 : Les tuyauteries du dessaleur en arrêt pour le nettoyage [20]



Figure III-5 : Les tuyauteries du dessaleur après nettoyage et peinture [20]

❖ **Tuyauterie d'entrée du brut**

La ligne d'alimentation de brut se raccorde à la tubulure d'entrée de la tuyauterie de distribution, cette dernière est constituée d'un collecteur horizontal monté à la partie inférieure du ballon, il permet de véhiculer l'émulsion eau / brut.

❖ **Tuyauterie de sortie du brut dessalé**

C'est un collecteur disposé à la partie supérieure du ballon parallèlement au collecteur d'entrée. Ce collecteur est raccordé à la tubulure de sortie du brut dessalé.

❖ **Tuyauterie d'écoulement d'eau**

Cette tuyauterie est constituée par un collecteur fixé à la partie inférieure du réservoir, la fonction de la tuyauterie est d'évacuer l'eau salée accumulée au fond du réservoir.

❖ **Tuyauterie de vapeur**

Cette tuyauterie permet l'injection de la vapeur dans le dessaleur pour le dégazage lors de démarrage ou arrêt de l'unité (bonification). □

III.4.2 Electrodes

Les électrodes constituent le cœur de l'unité de dessalage, elles ont été conçues pour obtenir un rendement maximal de fonctionnement tout en étant d'une construction simple.

Lorsque l'alimentation électrique est triphasique, les électrodes sont divisées en trois sections différentes mais disposées sur deux plans horizontaux.



Figure III-6 : Les électrodes du dessaleur ^[20]

III.4.3 Ensemble transformateur-réactance

L'ensemble transformateur-réactance est du type immergé dans l'huile, contenu dans une cuve. La réactance est montée en série sur le circuit primaire (380 v). Le dessaleur V-51 est équipé de trois transformateurs ayant les caractéristiques suivantes :

- ❖ Marque OCREV ITALY.
- ❖ Puissance 75 KW.
- ❖ Alimentation 380 V.
- ❖ Secondaire 16000 / 19200 V.

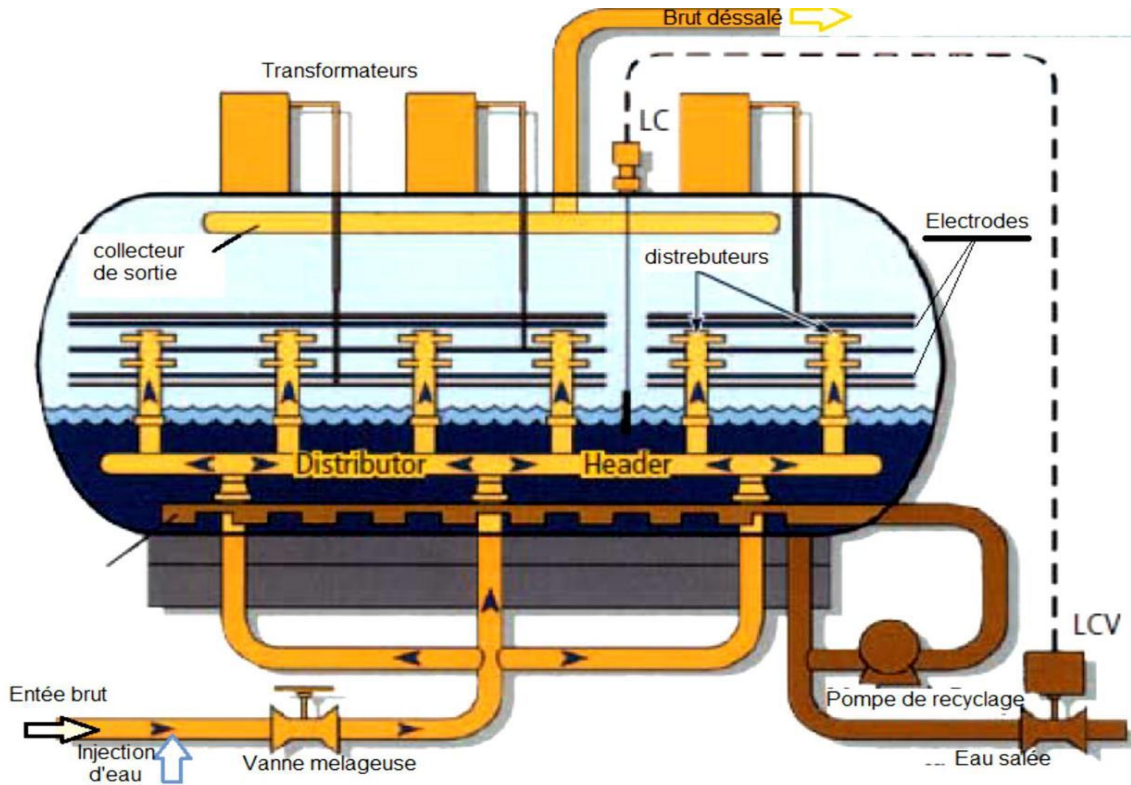


Figure III-7 : Schéma général d'un dessaleur électrostatique [13]

III.4.4 Ensemble de l'alimentation électrique haute-tension

La sortie de haute tension du circuit secondaire (19200v) de chaque ensemble transformateur-réactance est reliée aux électrodes à l'intérieur du ballon (dessaleur) par l'ensemble d'alimentation haute-tension. [25]

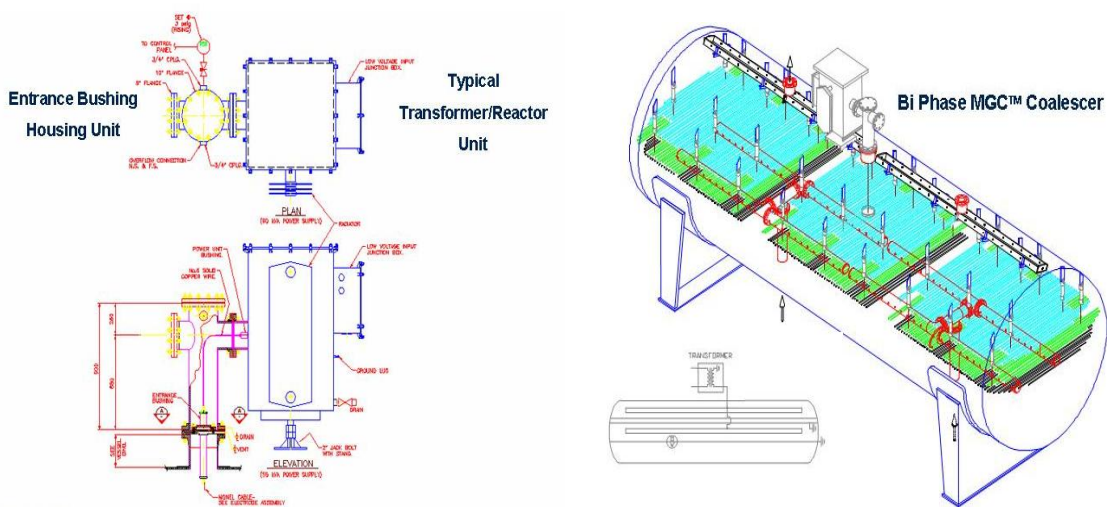


Figure III-8: Ensemble transformateur-réactance [26]

III.4.5 Tableau électrique

L'unité de dessalage de RA1K est prévue avec un tableau électrique local anti déflagrant qui est alimenté par un circuit triphasé.

Ce tableau comprend :

- ❖ Bornes d'arrivée de l'alimentation électrique.
 - ❖ Bornes de départ des liaisons entre le tableau et les ensembles transformateur-réactance.
 - ❖ Bornes de connexion avec l'interrupteur de niveau bas.
 - ❖ Le bouton de marche-arrêt relié au disjoncteur.
 - ❖ Les lampes des signalisations
 - ❖ Les voltmètres
 - ❖ Les ampèremètres
- } un pour chaque ensemble transformateur-réactance

Les liaisons électriques entre tableau électrique, les ensembles transformateur-réactance et l'interrupteur de niveau seront effectués avec le type de câble spécifiée par les normes de la raffinerie.

Le câblage du circuit primaire des trois ensembles transformateur-réactance est en triangle. [25]

III.4.6 Instrumentation

Les trois instruments nécessaires au fonctionnement de dessaleur sont :

- ❖ Une vanne mélangeuse.
- ❖ Un régulateur de niveau d'interface (eau/brut).
- ❖ Une vanne automatique de l'eau d'écoulement (sortie dessaleur). [25]

III.4.6.1 Vanne mélangeuse (HV-1251)

Cette vanne a un rôle très important pour un bon fonctionnement de dessaleur, car elle améliore le contact entre les cristaux de sels et l'eau de lavage.

La commande de cette vanne est en général pneumatique grâce à un régulateur monté sur la vanne elle-même. [25]

III.4.6.2 Régulateur de niveau interface

Le régulateur de niveau interface est normalement monte à la partie supérieure du ballon est relie, grâce à une tige, au flotteur intérieur.

Ce régulateur est utilisé pour commander la vanne pneumatique de l'eau d'écoulement, mais quelquefois il est équipé d'un transmetteur pour la transmission en salle de contrôle.

Pour un service idéal, l'instrument devrait être égale avec le minimum de bande proportionnelle, normalement 10%, dans ce cas on peut limiter au minimum des écarts de niveau tout en évitant un pompage. [25]

III.4.6.3 Vanne pneumatique de l'eau d'écoulement (UV-1251)

La manœuvre de la vanne est effectuée automatiquement grâce à un régulateur de niveau interface. Pour une augmentation de niveau interface, la vanne s'ouvre. Pour une diminution de niveau, la vanne se ferme. [25]



Figures III-9 : Régulateur de pression, Vanne Manuelle et Vanne Mélangeuse [25]

III.4.6.4 Les accessoires et équipements de protection

Le dessaleur comprend :

- ❖ Thermomètres qui indiquent les températures (entrée, sortie).
- ❖ Manomètres qui indiquent les pressions (entrée, sortie).
- ❖ Une soupape de sécurité tarée à une pression donnée.
- ❖ Une mise à la terre en cas d'excès du courant dans le transformateur.
- ❖ Interrupteur du niveau bas (au sommet du ballon).
- ❖ Trous d'homme.
- ❖ Prise d'échantillon multiple (monté sur l'une des extrémités du dessaleur et permet de soutenir des échantillons à trois niveaux : haut, milieu et bas). [25]



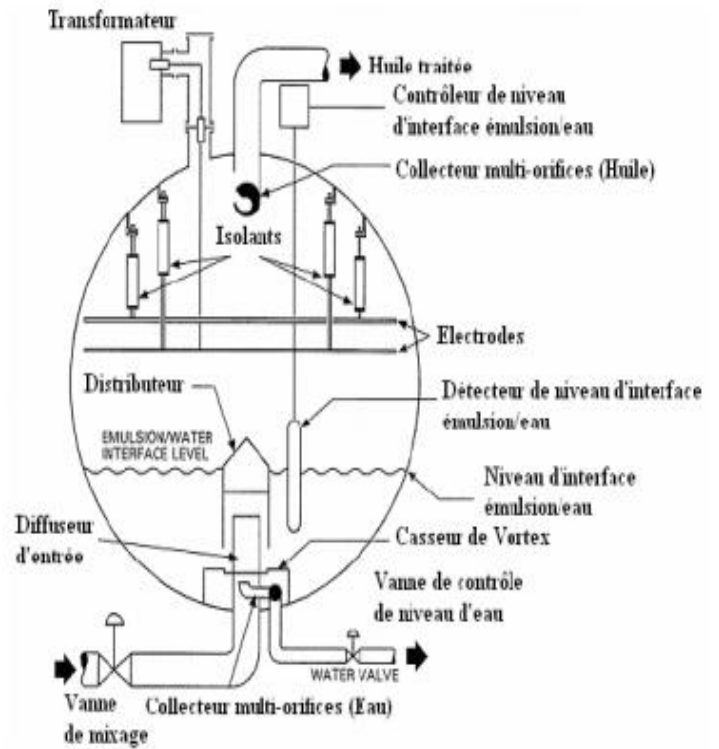
Transmetteur De Pression

Transmetteur de température

Manomètre

Thermomètre

Soupage de Sécurité



Prise d'Echantillon Multiple

Figures III-10 : Les accessoires et les équipements de protection du dessaleur [25]

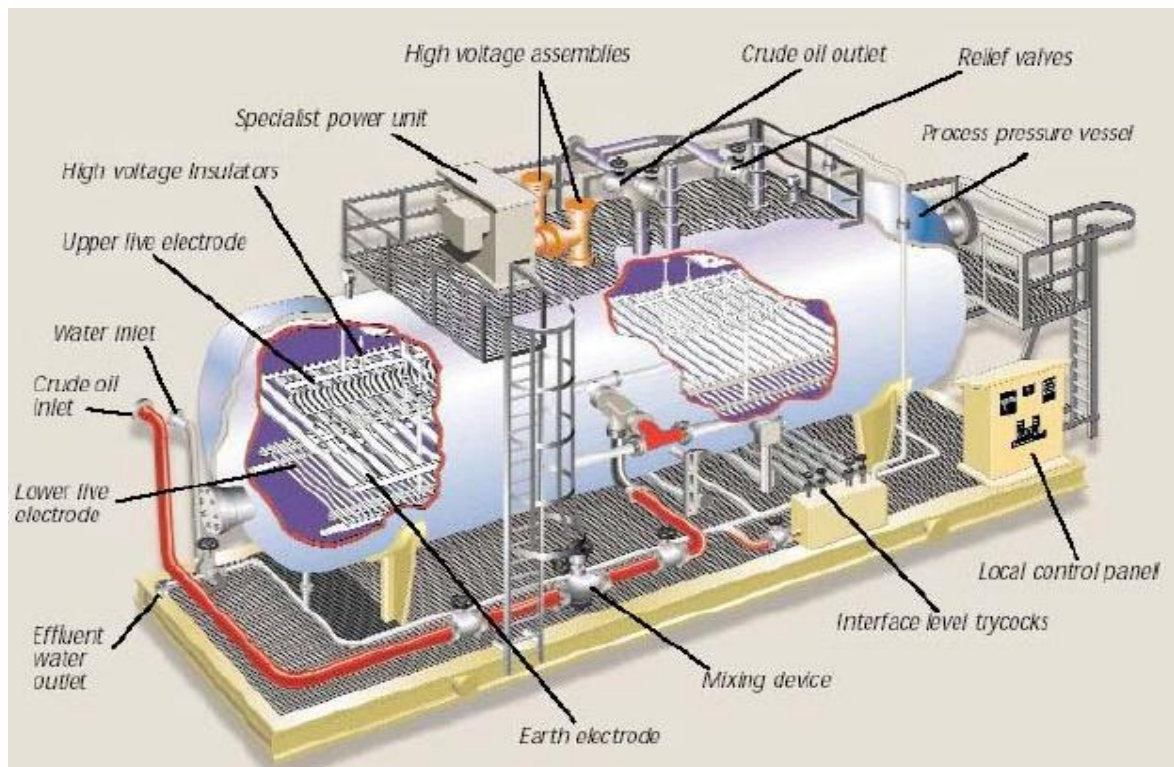


Figure III-11 : Schéma détaillé d'un dessaleur électrostatique [21]

III.5 Conclusion

On conclut les produits obtenus à partir de la distillation du brut, peuvent être envoyés directement dans le réservoir de stockage comme produits unis : gas-oil, fuel, naphta, ou alimenter d'autres unités situées en aval : Magnaforming, gaz.

A decorative border resembling a scroll, with a blue outline and grey shading on the top and bottom edges, framing the text.

Chapitre IV

Partie calcul

IV.1 Introduction

Le dessaleur est la base de traitement du pétrole brut venant de Hassi Messaoud contient de différents sels, ces sels ont une tendance très active à cause de la corrosion au niveau du topping.

Dans ce chapitre nous allons étudier l'influence des paramètres opératoires sur l'efficacité du dessaleur.

IV.2 calcul du dessaleur

Les données pour calcul du dessaleur

Tableau IV-1 : les données pour calcul du dessaleur

Grandeurs	Valeurs
1- Pétrole brut	
Densité (g/cm)	0.8025
Teneur de sel entrée (mg/l)	38
Teneur de sel sortie (mg/l)	<3
Débit d'alimentation (m ³ /h)	1400
2- Eau process	
Taux de l'eau de lavage (% vol)	3.5
Quantité de désémulsifiants (ppm)	0
3- Dessaleur	
Pression de service (bar)	12
Température de service (°C)	71

IV.2.1 Détermination de la teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur

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

$$S_{ps} (Y+X) = S_{pe} * Y$$

$$X = \frac{Y(S_{pe} - S_{ps})}{S_{ps}}$$

Où :

S_{pe} : teneur en sel du brut à dessaler (mg/l)

S_{ps} : teneur en sel du brut dessalé (mg/l)

X : teneur en eau de brut à l'entrée du dessaleur (%)

Y : quantité d'eau injectée par rapport du brut mesurée en (% vol)

$$S_{pe} = 38$$

$$S_{ps} = 3$$

$$X = 3.5\%$$

$$Y = \frac{X * S_{ps}}{S_{pe} - S_{ps}}$$

$$Y = \frac{0.035 * 3}{38 - 3}$$

$$Y = 0.3\%$$

Le bilan matière

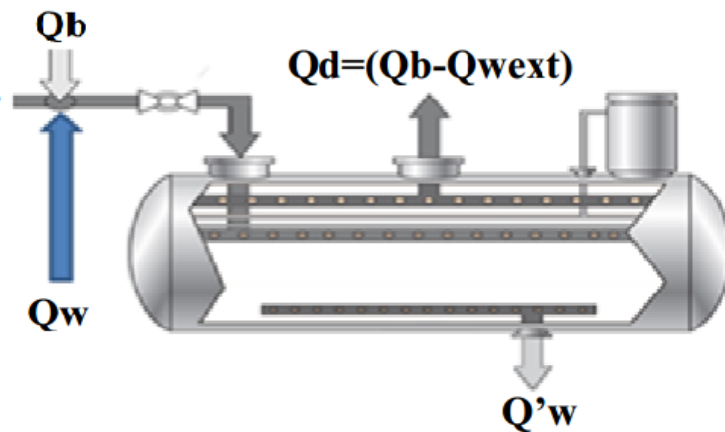


Figure IV-1: Schéma simplifié du bilan dans un dessaleur

Q_b : quantité de brut à dessaler

Q_w : quantité d'eau de lavage

Q_d : quantité de brut dessalée

Q'_w : quantité d'eau de purge

Q_{wext} : quantité d'eau dans le brut dessalé

$$Q_t = Q_b + Q_w$$

On a:

$$Q_b = 1400 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$X = \frac{Q_w}{Q_b}$$

$$Q_w = Q_b * X = 1400 * 0.035$$

$$Q_w = 49 \text{ m}^3/\text{h}$$

IV.2.2 Calcul de la quantité du brut dessalé

La quantité d'eau contenue dans le brut dessalé est inférieure à 0.1%

$$Q_{wext} = 1400 * 0.001$$

$$Q_{wext} = 1.4 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_d = Q_b - Q_{wext} =$$

$$Q_d = 1400 - 1.4$$

$$Q_d = 1398.6 \text{ m}^3/\text{h}$$

IV.2.3 Détermination de la quantité d'eau de purge

$$Q'_w = Q_b + Q_w - Q_d = Q_{wex} + Q_w$$

$$= 1.4 + 49$$

$$Q'_w = 50.4 \text{ m}^3/\text{h}$$

IV.2.4 Calcul de vitesse de décantation

La vitesse de décantation se calcule par la formule suivante :

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

Où :

- Vd : Vitesse de décantation (m/s)
- Dd : densité de la phase dispersée (eau)
- Dc : densité de la phase continue (brut)
- D : diamètre des gouttelettes d'eau
- G : accélération de la pesanteur
- φ : Coefficient de frottement qui dépend du régime d'écoulement.

Tableau IV-2 : le diamètre de la particule d'eau en fonction de la teneur en eau.

Teneur en eau X (% vol)	1	5	10	15	20
Diamètre de la gouttelette d'eau (10 ⁻⁵ m)	5	10	22	27	35

On trace le graphe de diamètre de la gouttelette d'eau en fonction de la teneur en eau afin de déterminer le diamètre de la particule d'eau.

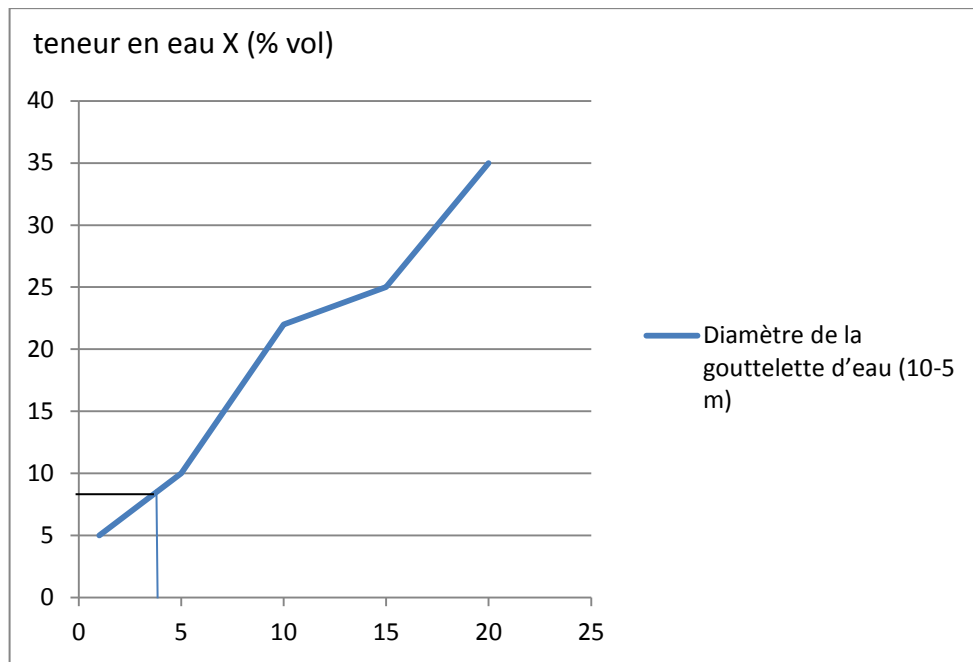


Figure IV-2: Variation du diamètre des gouttelettes d’eau en fonction du taux de lavage

Dans ce cas (X= 3.5%) donc, d’après le graphe on trouve $D=8.125 * 10^{-5} \text{ m}$

Coefficient de frottement

On détermine le coefficient de frottement (φ), en fonction de nombre de Réynolds (Re).

Où :

- Vd : vitesse de décantation.
- D : Diamètre de la particule d’eau.
- U : viscosité cinématique du pétrole.

Tableau IV-3 : Coefficient de frottement (φ) en fonction du Re et le régime d’écoulement

Valeur du nombre de Reynolds	$Re \leq 0.2$	$0.2 < Re < 500$	$Re > 500$
Régime d’écoulement	Laminaire	Intermédiaire	Turbulent
Coefficient de frottement (φ)	$24 / Re$	$18.5 / Re^{0.6}$	$44 / Re$

Pour calculer la vitesse de décantation, on doit introduire dans l’équation (1) la valeur (φ), correspondante au régime hydraulique, le régime lui-même est en fonction du nombre de Reynolds qui se détermine à partir de la vitesse de décantation, pour sortir de ce

cercle, on fixe le régime provisoirement et après avoir calculé la vitesse de décantation fixé est bien, celui qui convient donc :

Soit le régime est un régime laminaire, donc d'après le tableau on trouve $Re = 24 / Re$
Alors, l'équation (1) devient :

$$Vd = \left[\frac{1}{18} \cdot g \frac{(dd - dc)}{dc} \cdot \frac{D^2}{\nu} \right]$$

Avec : $Re = \frac{Vd \cdot D}{\nu}$

Pour pouvoir déterminer la viscosité de la phase continue à la température du dessalage, il faut d'abord qu'on détermine la viscosité de cette dernière à deux températures différentes :

$$\rho_{20^{\circ}C} = 2.76 \text{ cst} , \rho_{37.8^{\circ}C} = 1.99 \text{ cst}$$

D'après GROSS

$$\log \frac{\rho_{t1}}{\rho_{t2}} = R \log \frac{t_2}{t_1}$$

On détermine d'abord le coefficient « R »

$$R = \log \frac{\rho_{t1}}{\rho_{t2}} / \log \frac{t_2}{t_1} \Rightarrow R = \log \frac{1.99}{2.76} / \log \frac{37.8}{20} = 0,51$$

Donc, la viscosité du brut à la température de dessalage sera :

$$\log \frac{\rho_{t1}}{\rho_{t2}} = R \log \frac{t_2}{t_1}$$

$$\log \rho_{t2} = \log \rho_{t1} - R \log \frac{t_2}{t_1}$$

$$\log \rho_2 = \log 2.76 - 0,51 \log \frac{71}{20} = 0.16$$

$$\rho_{71} = 1.45 \text{ cst.}$$

Pour déterminer la densité de la phase continue à la température du dessalage, il faut d'abord connaître sa densité à 20°C. $d_{20^{\circ}C} = 0.8025$

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

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

α : Coefficient caractérisant la variation de la densité en fonction de la température.

$$\alpha = 0,001828 - 0,00132 (d_{20})$$

$$\alpha = 0,001828 - 0,00132 (0,8025).$$

$$\alpha = 7,687. 10^{-4}$$

Donc, la densité à 71°C sera :

$$dc_{71^{\circ}C} = 0.8025 - 7.687.10^{-4} (71-20) = 0.763$$

A la température 71°C, la densité de l'eau sera égale à : $d_{d71^{\circ}C} = 0,975$

On prend les résultats dans le tableau :

Température (° C)	$dc (kg/m^3)$	$dd (kg/m^3)$	ϑ (cst)
71	763	975	1,45

Le taux d'injection d'eau de lavage est de 3.5%, ce qui donne le diamètre de la gouttelette d'eau :

$$D = 8,125. 10^{-5} \text{ m}$$

Donc, la vitesse de décantation d'après l'équation sera

$$Vd = \frac{1}{18} \cdot 9,81 \cdot \frac{975 - 763}{763} \cdot \frac{(8.125.10^{-5})^2}{1,45.10^{-6}} = 6.89 \cdot 10^{-4} \text{ m/s}$$

Vérification du régime :

$$Re = \frac{Vd \cdot D}{\vartheta} = \frac{6.89.10^{-4} \cdot 8.125.10^{-5}}{1,45.10^{-6}} = 0,04$$

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

Donc : Le régime fixé au départ pour déterminer la vitesse de décantation est celui qui convient.

IV.2.5 Redimensionnement de dessaleur

IV.2.5.1 Calcul du diamètre de dessaleur

Pour calculer le diamètre il faut d'abord calculer le facteur A.

A : facteur relatif à la phase légère

A donné par la formule suivante :

$$A = Qd / (0,8\pi \cdot r \cdot Vd)$$

$$A = \frac{0.388}{0.8\pi \cdot 9,35 \cdot 6,89 \cdot 10^{-4}}$$

Avec: $r = \frac{L}{D} = 9.35$

$$A = 24.02$$

Le diamètre du dessaleur est donné par l'expression :

$$D = Y1 \sqrt{2\pi A}$$

On détermine Y par la formule :

$$Y1 = \frac{\sin \alpha/2}{2\alpha - \sin 2\alpha} \quad (\alpha \text{ en rads})$$

Pour trouver α on calcule la constante K

$$K = \frac{0.7}{\sqrt{2\pi A}}$$

AN :

$$K=0.057$$

D'après le graphe $K=f(\alpha)$: $\alpha = 250^\circ = 4.36$ rads

$$\sin \alpha/2 = 0.82$$

$$\sin 2\alpha = 0.65$$

$$\text{AN : } Y1 = 0.82 / (\sqrt{2 \cdot 4.36} - 0.34)$$

$$Y1 = 0.28$$

$$D = Y1 \sqrt{2\pi A} = 0.288 \sqrt{2 \cdot 3.14 \cdot 24.02}$$

$$D = 3.54$$

On a : $L/D = 9.35$

$$L = 33.10$$

IV.2.5.2 Calcul du volume de dessaleur

$$V_t = V_1 + V_2$$

V_2 : volume des deux l'extrémité supposées qu'ils ont la forme hémisphère

$$V_t = \frac{\pi D^2}{4} L + \frac{4}{3} \pi \frac{D^3}{8}$$

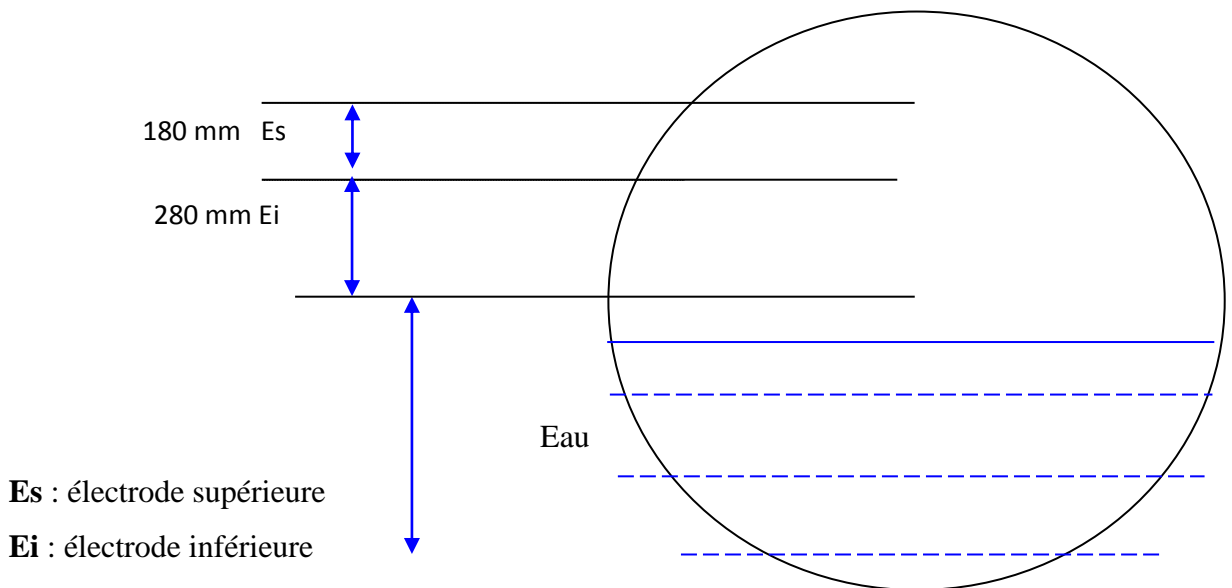
A.N

$$= \frac{\pi \cdot 3.54^2}{4} \cdot 33.10 + \frac{4}{3} \pi \frac{3.54^3}{8}$$

$$V_t = 349,01 \text{ m}^3$$

IV.3 Calcul des caractéristiques électriques de dessaleur

IV.3.1 Calcul du champ électrique entre deux électrodes



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

$$E = \frac{U}{L}$$

Où :

E : champ électrique entre les électrodes (volts/cm).

U : tension du courant en volts, U = 19200 volts.

L : distance entre les électrodes. L = 18 cm.

A.N :

$$E = \frac{19200}{18} = 1066.7 \text{ Volts/ cm.}$$

IV.3.2 Calcul du champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure

$$E_1 = \frac{U}{L_1}$$

E₁ : champ électrique entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau (interface).

U : tension du courant. (U = 19200 volts).

L₁ : distance entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau (L₁ = 28 cm).

Donc :

$$E_1 = 19200 / 28 = 685.714 \text{ volts/cm.}$$

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

$$E < E_C$$

IV.3.3 Calcul du champ critique

$$E_c = A \sqrt{\frac{2 \cdot \delta}{\epsilon \cdot d}}$$

Où :

δ : Tension superficielle entre l'eau et le pétrole en (g/cm²) ;

ε : Coefficient diélectrique ;

d : diamètre de la gouttelette d'eau en cm ;

A : coefficient de proportionnalité.

On a :

$$D = 8,125 \cdot 10^{-5} \text{ m} = 8,125 \cdot 10^{-3} \text{ cm}$$

$$\epsilon = 16$$

$$\delta = 15 \text{ g/cm}^2$$

X = Taux d'eau de lavage (X = 3.5% vol).

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

Tableau IV-4 : Variation du Coefficient de proportionnalité en fonction du taux de lavage

X (%vol)	1	2	5	10	20
A	376	378	382	391	403

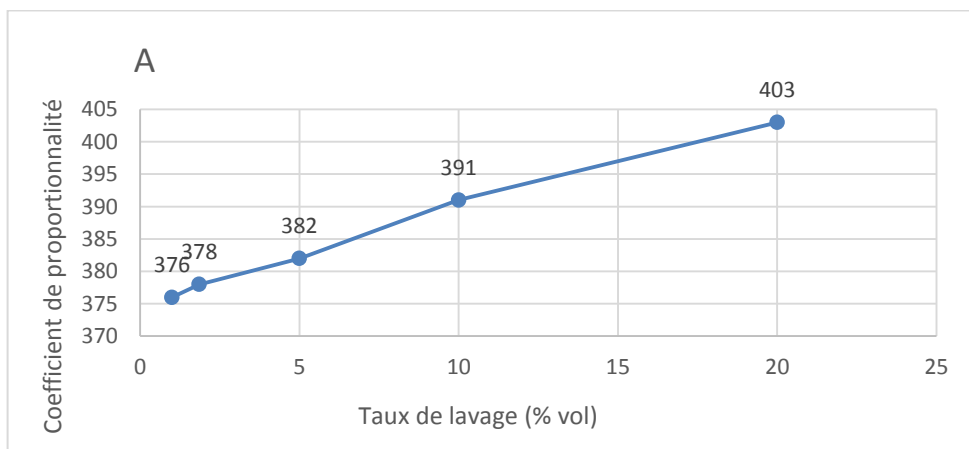


Figure IV-3 : Variation du Coefficient de proportionnalité en fonction du taux de lavage

Donc, d'après le graphe on a :

$$X = 3.5\% \rightarrow A = 379.75$$

A.N:

$$E_c = 379.75 \sqrt{\frac{2.15}{16.8,125 \cdot 10^{-3}}}$$

$$E_c = 5768,82 \text{ volts/cm}$$

Après le calcul du champ électrique (E) entre les électrodes et du champ critique (E_c), on remarque que le champ électrique entre les électrodes est inférieur au champ critique $E < E_c$.

Donc, notre dessaleur a un fonctionnement normal du point de vue électrique.

IV.3.4 Calcul du temps de séjour

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

$$T_s = V/Q_t$$

Où : T_s : le temps de séjour du brut dans le dessaleur

V : le volume de capacité (m^3)

Q_t : débit volumique de la charge

$$Q_t = Q_b + Q_w$$

Q_b : débit volumique de pétrole brut

Q_w : débit volumique de l'eau de lavage

On a :

$$Q_b = 1400 \text{ m}^3/\text{h} \text{ et } Q_w = 49 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\text{Donc : } Q_t = 1449 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\text{On a : } V_t = 349.01 \text{ m}^3$$

AN :

$$T_s = 349.01 / 1449 = 0,24 \text{ h}$$

$$T_s = 14.45 \text{ min} = 867 \text{ sec.}$$

IV.3.5 Calcul du temps de décantation

On peut calculer le temps de décantation par la formule suivante :

$$T_d = L_1 / V_d$$

Où : T_d : temps de décantation

L_1 : la distance entre l'électrode basse et l'interface (280 mm)

V_d : la vitesse de décantation (m/sec)

A.N:

$$T_d = 280 / 6.89 \cdot 10^{-4} = 406.39 \text{ sec}$$

$$T_d = 6,77 \text{ min}$$

Remarque

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

IV.3.5 Calcul du distributeur

Le calcul de distribution a pour but de connaître la vitesse de décantation et la vitesse admissible du brut, à travers les trous du distributeur, l'augmentation de la vitesse améliore le degré de distribution de pétrole sur la longueur du dessaleur, mais les grandes vitesses donnent lieu à une haute turbulence à l'émulsion ; Pour le calcul du distributeur, il faut suivre les étapes suivantes :

IV.3.5.1 Calcul du nombre de rampes de distribution

Le nombre des rampes de distribution est donné par la formule suivante :

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

L : la distance séparant les deux trous extrêmes (L=8400mm) ;

l : la distance séparant les deux rampes (l = 2800 mm).

Donc, d'après la formule (1), on applique numériquement

$$n = \frac{8400}{2800} + 1 = 4.$$

Dans chaque rampe de distribution, il y a 2 trous. Donc, le nombre total des trous sera égal à 8.

IV.3.6 Calcul d'efficacité de dessaleur et de dessalage

L'efficacité du dessaleur et celle du dessalage sont les paramètres qui conditionnent le rendement optimal du dessaleur. Ces deux termes peuvent être exprimés mathématiquement en fonction des différents paramètres intéressés dans le dessalage.

$$A = \frac{Z \left(Spe + \frac{X \cdot Sw}{100} \right)}{Y + X}$$

Où :

A : teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur mesurée en mg/l ;

Spe : teneur en sel du brut à l'entrée du dessaleur mesuré en (mg/l) ;

Sw : teneur en sel de l'eau injectée en (mg/l) ;

Y : teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur (%) ;

X : quantité d'eau injectée par rapport au brut mesurée en (% vol) ;

Z : teneur en eau du brut à la sortie du dessaleur (%).

On a comme données de départ :

$$Spe = 38 \text{ mg/l.}$$

$$Sw = 250 \text{ mg/l.}$$

$$X = 3.5\%.$$

$$Y = 0.3\%$$

$$Z = 0.1 \%$$

$$A = \frac{0,1 \left(38 + \frac{3,5 \cdot 250}{100} \right)}{0,3 + 3,5} = 1.23 \text{ mg/l}$$

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

$$E = \frac{Spe - Sps}{Spe} \times 100$$

Où :

E : efficacité de dessaleur en %.

D'après le tableau de calcul de l'efficacité du dessaleur :

$$E = \frac{38 - 3}{38} \times 100 = 92.11\%$$

$$E = 92.11\%$$

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

$$Ep = \frac{Se - Ss}{Se - A} \times 100$$

$$Ep = \frac{38 - 3}{38 - 1.23} = 95.18\%$$

$$Ep = 95.18 \%$$

IV.4 L'influence des paramètres de marche actuels sur le dessalage

- ❖ Débit de pétrole brut : 1360 m³/h
- ❖ Température de dessalage : 64 C°
- ❖ Taux d'injection de l'eau de lavage : 16 m³/h (arrive d'ETP2) + 5 m³/h (recyclé)
- ❖ Pression de service : 8.5 kg/cm²
- ❖ Perte de charge dans la vanne mélangeuse : 0.176 kg/cm²
- ❖ Nature et taux des désémulfissions : 0 %

V.4.1 Calcul la vitesse de décantation

$$Vd = \left[\frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{(dd - dc)}{dc} \cdot \frac{D^2}{\nu} \right]$$

Pour calculer la vitesse de décantation, on doit introduire dans l'équation précédente les nouvelles valeurs de la densité, la viscosité et le diamètre de la gouttelette d'eau correspondant à la température de marche (64 C°).

Donc,

La viscosité du brut à la température du dessalage sera :

$$\log \frac{\vartheta_{t1}}{\vartheta_{t2}} = R \log \frac{t2}{t1}$$

$$\log \vartheta_{t2} = \log \vartheta_{t1} - R \log \frac{t2}{t1}$$

$$\log \vartheta_{64} = \log 2.76 - 0,51 \log \frac{64}{20} = 0.18$$

$$\vartheta_{64} = 1.53 \text{ cst.}$$

La densité de la phase continue et dispersée à la température du dessalage sera :

$$dt = d20^{\circ}C - \alpha(t - 20)$$

$$D_{64^{\circ}C} = 0.8025 - 7.687 \cdot 10^{-4} (64 - 20) = 0.7694$$

A la température 64°C, la densité de l'eau sera égale à :

$$d_{64^{\circ}C} = 0,967.$$

On prend les résultats dans le tableau suivant :

Tableau IV-5 : La densité et la viscosité de la phase continue et la densité de l'eau à la température de service (64°C)

Température (°C)	dc (kg/m ³)	dd (kg/m ³)	Ƴ (cst)
64	769.4	967	1.53

Donc, la vitesse de décantation d'après l'équation sera :

$$Vd = \frac{1}{18} \cdot 9,81 \cdot \frac{967 - 769,4}{769,4} \cdot \frac{(6,5 \cdot 10^{-5})^2}{1,53 \cdot 10^{-6}} = 3,865 \cdot 10^{-4} \text{ m/s}$$

IV.4.2 Calcul du temps de séjour

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

$$T_s = V / Q$$

Où :

$$Q_b = 1360 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_w = 21 \text{ m}^3/\text{h}$$

Donc :

$$Q = 1360 + 21 = 1381 \text{ m}^3/\text{h}$$

On a:

$$V_t = 349,01 \text{ m}^3$$

AN:

$$T_s = 349,01 / 1381 = 0,253 \text{ h}$$

$$T_s = 910 \text{ sec} = 15,16 \text{ min.}$$

IV.4.3 Calcul du temps de décantation

On peut calculer le temps de décantation par la formule suivante :

$$T_d = L_1 / Vd$$

Où :

$$L_1 = 280 \text{ mm} = 0,28 \text{ m}$$

$$Vd = 3,865 \cdot 10^{-4} \text{ (m/sec).}$$

A.N:

$$T_d = 0,28 / (3,865 \cdot 10^{-4}) = 724 \text{ sec} = 12,07 \text{ min}$$

IV.4.4 Calcul l'efficacité du dessaleur et le dessalage

L'efficacité du dessaleur et celle du dessalage sont les paramètres qui conditionnent le rendement optimal du dessaleur. Ces deux termes peuvent être exprimés mathématiquement en fonction des différents paramètres intéressés dans le dessalage.

$$A = \frac{Z \left(Spe + \frac{X \cdot Sw}{100} \right)}{Y + X}$$

On a comme données de départ :

$$Spe = 18 \text{ mg/l.}$$

$$Sps = 3 \text{ mg/l}$$

$$Sw = 250 \text{ mg/l.}$$

$$X = 1,64\%.$$

$$Y = 0,3 \%$$

$$Z = 0,1 \%$$

Efficacité du dessaleur est exprimée par la formule suivante :

$$E = \frac{Spe - Sps}{Spe} \times 100$$

A.N:

$$E = \frac{18 - 3}{18} \times 100$$

$$E = 83,3\%$$

Efficacité de dessalage est donnée par la formule suivante :

$$Ep = \frac{Spe - Sps}{Spe - A} \times 100$$

Où :

$$A = \frac{Z \left(Spe + \frac{X \cdot Sw}{100} \right)}{Y + X} = \frac{0,1 \left(18 + \frac{1,64 \cdot 250}{100} \right)}{0,3 + 1,64}$$

$$A = 1,2$$

$$\text{Donc : } Ep = \frac{18 - 3}{18 - 1,2} \times 100$$

$$Ep = 89,3 \%$$

IV.5 Comparaison des résultats de design et l’actuel

Tableau IV-6: comparaison des résultats de design et l’actuel

GRANDEURS	DESIGN	ACTUEL
1-Paramètres de marche :		
débit d’alimentation (m ³ /h)	1400	1360
température de service (C°)	71	64
pression de service (kg/cm)	12	8.5
taux d’eau de lavage (% vol)	3.5	1.64
quantité de désémulsifiant (ppm)	10	/
2- le dessalage		
Vitesse de décantation (m/s)	6.89 10 ⁻⁴	3,865 10 ⁻⁴
Le temps de décantation (min)	6.77	12.07
Le temps de séjour (min)	14.45	15.16
L’efficacité du dessaleur (%)	92,11	83.3
L’efficacité de dessalage (%)	95.18	89.3

On observe que le baissement des paramètres opératoires : la température ; le taux de lavage et la pression de service provoque une vitesse lente de décantation par rapport le temps de séjour du brut et ceci est prouvé par le temps de décantation qui est 2 fois plus grand que le temps nécessaire de design, qui nous a conduit à une chute d’efficacité de dessalage (mauvaise décantation des émulsions).

On peut expliquer cette diminution par l’influence des paramètres opératoires.

IV.6 Influences des Paramètres opératoires sur le procédé

Pour voir l’influence des paramètres opératoires sur le procédé, on trace les courbes suivantes :

Tableau IV-7 : Variation de la viscosité de la phase continue en fonction de la température

T (°c)	10	20	30	40	50	60	63	70	71	80	90	100
θ(cst)	3,94	2,76	2,24	1,93	1,72	1,57	1,53	1,45	1,44	1,35	1,27	1,21

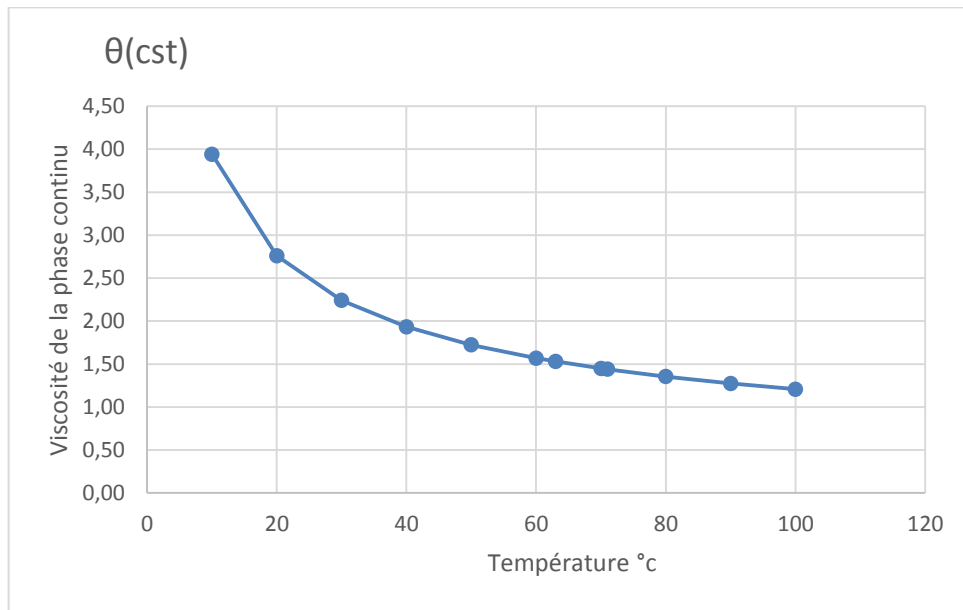


Figure IV-4 : Variation de la viscosité de la phase continue en fonction de la température

Tableau IV-8 : Variation de la densité de la phase continue en fonction de la température

T (°c)	10	20	30	40	50	60	63	70	71	80	90	100
dc	0,8102	0,8025	0,7948	0,7871	0,7794	0,7718	0,7694	0,7641	0,7633	0,7564	0,7487	0,741

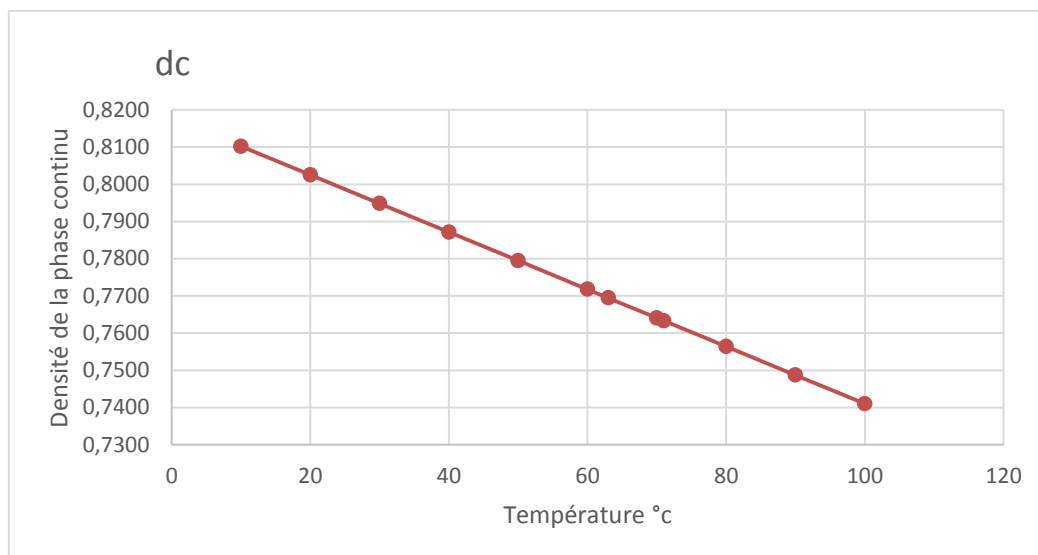


Figure IV-5 : Variation de la densité de la phase continue en fonction de la température

Tableau IV-9 : Variation de la vitesse de coalescence en fonction de la température

T(°c)	10	20	30	40	50	60	63	70	71	80	90	100
Vc(m/s) 10^{-4}	0,146	0,208	0,257	0,298	0,334	0,367	0,376	0,397	0,400	0,425	0,452	0,477

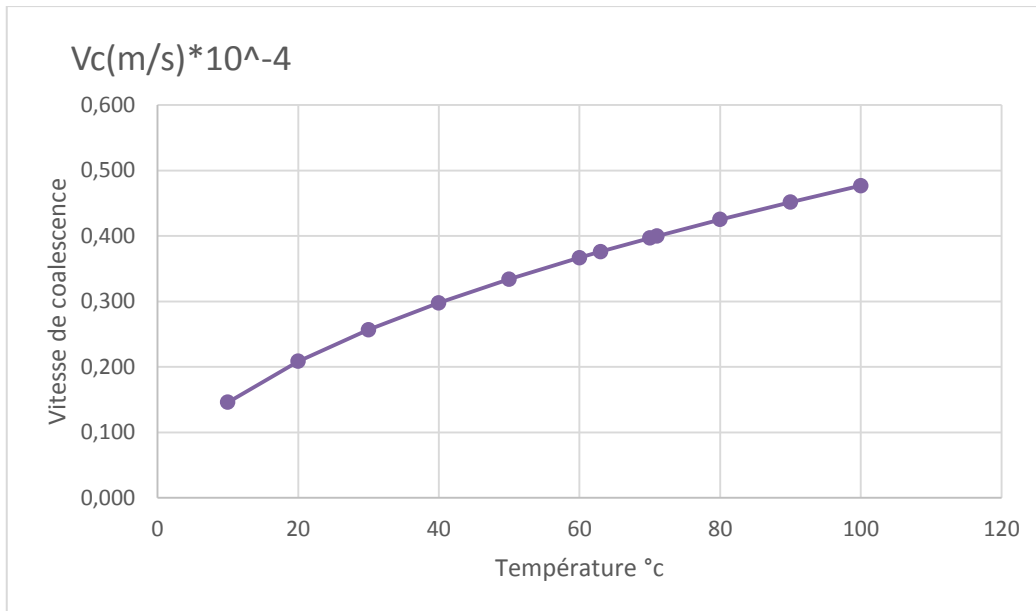


Figure IV-6 : Variation de la vitesse de coalescence en fonction de la température

Tableau IV-10 : Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage

X(%vol)	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6
Vc (m/s) 10^{-4}	0,848	1,363	1,799	2,191	2,553	2,893	2,991	3,215	3,246	3,523	3,819	4,105

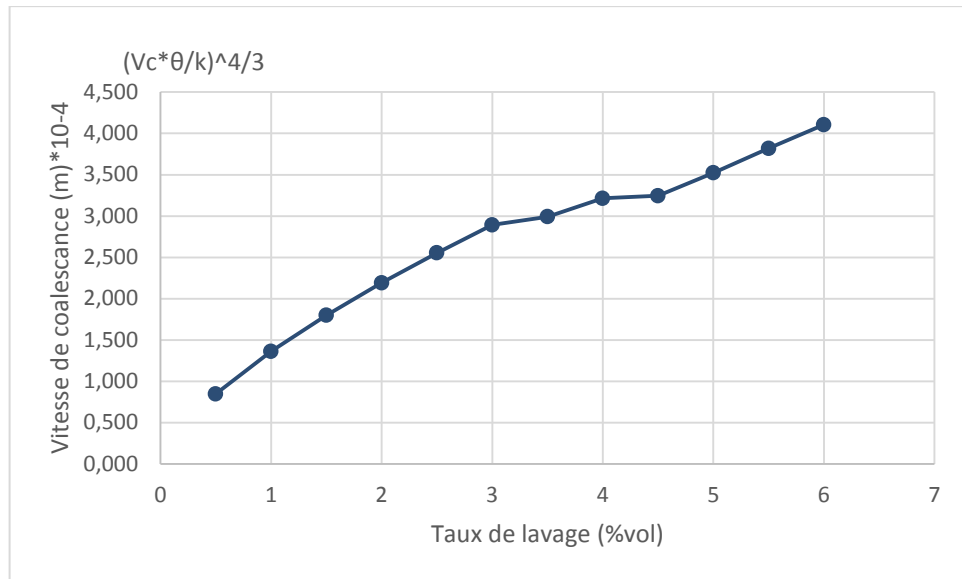


Figure IV-7 : Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage

Tableau IV- 11 : Variation de la vitesse de décantation en fonction de la température

T(°c)	10	20	30	40	50	60	63	70	71	80	90	100
Vd(m/s) 10 ⁻⁴	1,424	2,053	2,553	2,989	3,385	3,75	3,861	4,105	4,139	4,441	4,767	5,084

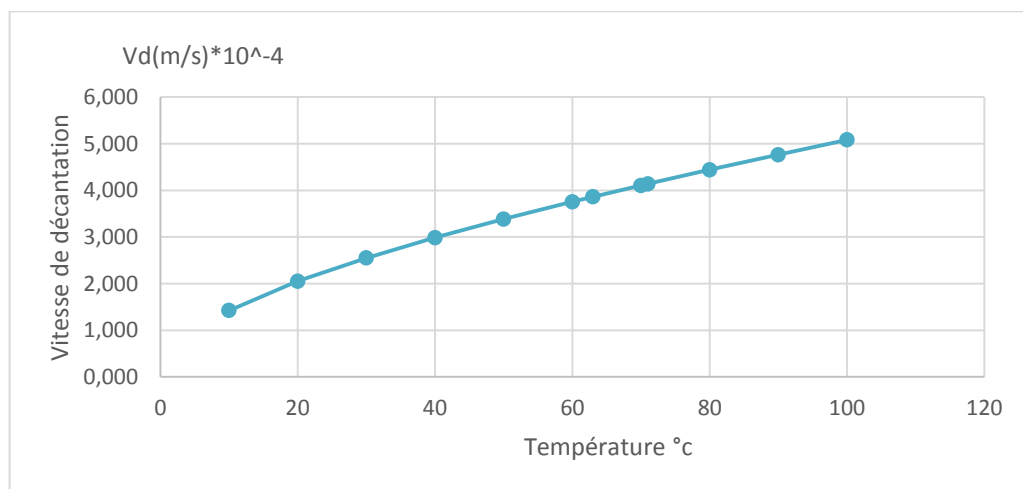


Figure IV-8 : Variation de la vitesse de décantation en fonction de la température

Tableau IV-12: Variation du diamètre des gouttelettes d'eau en fonction du taux de lavage

X (%vol)	1	1,825	5	10	15	20
D (m) 10 ⁻⁵	5	6,5	10	22	27	35

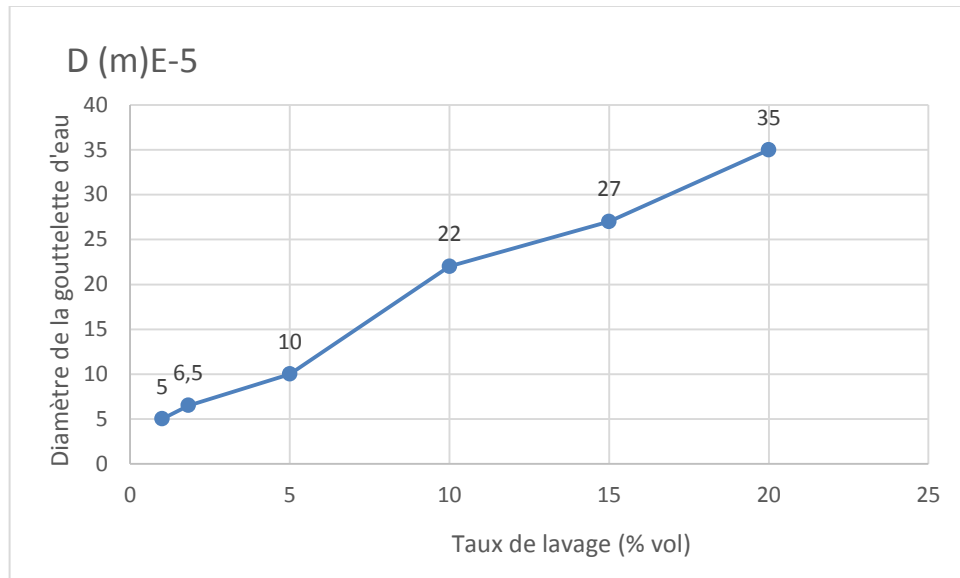


Figure IV-9: Variation du diamètre des gouttelettes d'eau en fonction du taux de lavage

IV.6.1 Interprétation des graphes

On remarque avec l'augmentation de la température, la viscosité de la charge ainsi que sa densité diminuent et les deux vitesses de coalescence et celle de décantation augmentent. Autrement dit diminue les forces opposées au déplacement des gouttelettes ayant une masse suffisante pour descendre par gravité vers le fond du dessaleur, entraînant avec elles des sels, d'où diminution de la salinité du brut à la sortie du dessaleur, et amélioration de l'efficacité du dessaleur.

L'augmentation du taux d'eau de lavage augmente la force d'attraction des gouttelettes d'eau, car l'augmentation de ce dernier augmente la taille des gouttelettes d'eau ce qui conduit à l'augmentation de la vitesse de décantation.

IV.6.2 Commentaire

D'après l'interprétation des graphes, on constate que lorsque la température et le taux d'eau de lavage augmentent les deux vitesses augmentent, car l'élévation de la température augmente l'agitation moléculaire, donc la probabilité de rencontre des gouttelettes d'eau augmente (coalescence) et la viscosité de la couche inter-faciale

diminue ; Cette coalescence provoque une augmentation du diamètre des gouttelettes d'eau, elles acquièrent alors une masse suffisante pour descendre par gravité vers le fond du dessaleur (décantation).

IV.7 Conclusion

A partir des résultats nous concluons que lorsqu'on augmente les trois paramètres (température, taux d'injection d'eau, concentration de désémulsifiant) la salinité du brut de sortie diminue ainsi que l'efficacité de dessalage, mais la variation des paramètres est limitée par d'autres facteurs qui ne doivent pas dépasser la température de design de dessaleur.

Le pourcentage d'eau est aussi limité par le niveau d'eau dans le dessaleur, ce dernier ne doit pas être proche de l'électrode, et limité aussi par certains facteurs économiques tels que le débit de production et le cout de désémulsifiant.



Conclusion
Générale

Conclusion générale

Un mauvais dessalage a des conséquences directes sur le fonctionnement de l'unité de distillation atmosphérique :

- ❖ Dépôt des sels sur les parois des tubes de train préchauffé ce qui provoque le bouchage.
- ❖ Limitation du taux de marche.
- ❖ Corrosion, surtout dans le circuit de tête des colonnes (causée par formation de HCl).
- ❖ Altération de la qualité des produits (teneur élevée en sédiment dans le résidu).
- ❖ L'augmentation du coût de la maintenance.

D'après le calcul, on constate qu'il y avait une dégradation d'efficacité actuelle du dessaleur par rapport à celle de design. Ceci permet de conclure que le problème déjà posé se situe non pas au niveau de l'équipement (selon les résultats des calculs du dessaleur), mais dû au changement des paramètres opératoires : température, taux de lavage, pression.

Cette chute d'efficacité est due essentiellement au taux de l'eau de lavage qui est insuffisant (1,64% vol) est ça à cause de la réhabilitation (augmentation de la capacité de traitement)

Alors nous recommandons :

- ❖ D'augmenter le taux de l'eau de lavage jusqu'à 3 ou 3,5% vol (40 à 45 m^3/h) pour favoriser la diffusion et la solubilité des sels (augmenter le nombre et la taille des gouttelettes d'eau dans le brut dans le but d'augmenter la vitesse de coalescence et décantation).
- ❖ De laver l'échangeur périodiquement à cause de l'encrassement de ce dernier pour atteindre la température convenable ($>64^\circ$) pour faciliter le dessalage (réduire la viscosité et ramollisse les émulsions naturelles).
- ❖ Injection de l'agent désémulsifiant afin de désactiver l'agent émulsifiant naturel et d'obtenir des émulsions moins stables et faciles à détruire (accélérer la vitesse de décantation).
- ❖ D'augmenter la différence de pression à travers la vanne mélangeuse en respectant l'intervalle de ΔP entre 0,2 à 1,2 bars dans le but de voir une bonne agitation et contacte intime entre l'eau/huile.
- ❖ Vérifier la perte de charge et de régler la pression de service en respectant la pression indiquée au design 12 bar.



Bibliographie

Bibliographie

[1] Monde : évolution de la capacité de raffinage, source : oil and gaz journal-
<http://www.OGJ.com/index.HTML>, Statistiques nationales, activé en 2013.

[2] site web : Wikipédia, liste des raffineries.

[3] L. BEYROUK OULD MOHAMED. Extraction des aromatiques: Calcul de vérification de la colonne de Benzène de l'unité 200/RA1/K. Mémoire d'ingénieur d'état, université M'hamed Bougara de Boumerdes, 2007.

[4] S.AMIOUR, étude de l'unité d'extraction des aromatiques et calcul de vérification de section de fractionnement de la raffinerie de Skikda, 1ères JNTSTD, 200

[5] J.M.BOUMANN. Dessalage du pétrole brut sur champs de production. Revue IFP. (2011).

[6] S. B, H CHEKKAT. Traitement de la coupe Kérosène au niveau de la raffinerie de Skikda, mémoire de fin d'études master, 2011

[7] Manuel opératoire de l'Unité de Topping U11 (M-PROD-2), NAFTEC, Raffinerie de Skikda, 2015.

[8] R. Rédaouna. M. Ladaycia, R. Herizi, Déminéralisation d'eau d'alimentation des chaudières, mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de licence en génie des procédés option traitement des eaux, Université de Skikda, (2009).

[9] Mr. R.GHA. Extraction des aromatiques, institut algérien du pétrole – centre de Skikda. Mémoire de fin D'études en vue de l'obtention d'un diplôme de technicien supérieur en génie chimique.

[10] N. M ; F. H, raffinage du pétrole, process et analyse au laboratoire mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en chimie industrielle, université de Boumerdes 2009

[11] H I, L. Y, optimisation de l'exploitation d'un compresseur de recyclage d'hydrogène dans un procédé de reforming catalyque, mémoire du diplôme d'études universitaires appliquées en chimie industrielle option analyse, université de boumerdes, 2005.

[12] Benaouda ilyes études de système de dessalage du champs ourhout mémoire de fin d'études en vue de l'obtention de diplôme de master académique en génie chimique, génie des procédés université kasdi 2012/2013 14-17, 20-21

[13] Akboudj Farid, Boumekir Nedjila, Chirouf Nadia, étude du pétrole brut dessalage et distillation atmosphérique mémoire de fin d'études en vue de l'obtention de diplôme d'ingénieur d'état génie chimique, université Mentouri 2008 ; 14.17.18

[14] Salhi Sofiane limite de fonctionnement dun dessaleur électrostatique 10-vw mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention de diplôme d'ingénieur d'état en pétrochimie université de boumerdes 2009

[15] R. DAVID; Handbook of chemistry and physics; CRD, édition 89^{eme}; 2008; pp 9-50. (ISBN 142006 ET 978-140066791)

[16] Dessaleur RSI. Mode de comptabilité.

[17] Feiyue Wu, ,Hong Li ; Study on the divided-wall electric desalting technology for Suizhong crude oil ; Desalination ; Volume 307 ; Jiangsu Key Laboratory for Chemistry of Low-Dimensional Materials, College of Chemistry and Chemical Engineering, Huaiyin Normal University, Huai'an, 223300, P.R. China ; 2012 ; pp 20-25.

[18] BELKHIR Nabil et TORCHE Mohammed ; Vérification du calcul d'une unité de dessalage du pétrole brut ; mémoire d'ingénieur ; Université de Boumerdès ; 2007 ; 93 p.

[19] CLINT J.H. Surfactant aggregation. Blackie & Son Ltd, 1992.

[20] T. Ghazali études et vérifications des performances de l'unité de dessalage de RAK projet professionnel de fin de formation pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en raffinage et pétrochimie IAP école de Boumerdes 2015/2016 28-32, 40-43

[21] Document de TOTAL. Manuel de formation. Cours exp-pr-eq090. Dernière Révision : 11/04/2007.

[22] J.-P ; WAUQUIER ; Le raffinage de pétrole brut ; procédés de séparation ; EDITIONS TECHNIP; Tom2; 1998; pp 240-260.

[23] M.S.LACHGAR. Traitement du pétrole brut. Institut Algérien du pétrole. Ecole de SEKIKDA. Groupe : exploitation du pétrole. 12/2015 1/2016

- [24] Brahim Dorban. Etude et optimisation des dessaleurs électrostatiques. (MAGISTER) : Raffinage. Boumerdes, (2003).
- [25] Sonatrach raffinerie de Skikda unité de dessalage Cde 131.700/SKR/1715
- [26] M Bouabdellah, étude du dessaleur de pétrole brut, mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état pétrochimie université de boumerdes 2 005
- [27] H H. étude du dessaleur de pétrole brut, mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'étude universitaire appliquée, chimie industrielle université de boumerdes 2005
- [28] Amour Bachir optimisation des paramètres de fonctionnement de dessalage de l'unité de traitement du brut de HM mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de master en génie des procédés université de Mohamed Khider Biskra génie chimique 2013.13
- [29] tammer Mounir Naam Ridha le dessalage de pétrole redimensionnement et paramètres clés 5UTBS HMD) mémoire master académique université de Ouargla génie des procédés 2013
- [30] Document de TOTAL. Manuel de formation .Cours exp-pr-eq090. (2007). p 4-97.
- [31] S Nadji distillation atmosphérique du brut Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur en génie chimique université de Constantine, 2005
- [32] cours spécifiques, description de raffinerie vol 1 l'unité de Skikda.



Annexes