



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DE 20 AOUT 1955 SKIKDA

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE PETROCHIMIE



Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Filière : Industries pétrochimiques

Spécialité : Raffinage et pétrochimie

Vérification des performances et redimensionnement et
optimisation de dessaleur V-51 de RA1K

Soutenu le : 00/07/2023

Encadreur : Dr. BOULAHNECHE Samia

Présenté Par :

- GACEMI Abdelmajid
- BELHADJ Akram

Année universitaire : 2022-2023

Résumé

Le dessalage est une opération très importante pour assurer le bon fonctionnement des différents traitements pétroliers et éviter ses conséquences telles que la Corrosion des équipements. des exigences de traitement de raffinage du brut qui fixent en particulier les teneurs en sels et en eau (3 mg/l en sel, et d'ordre de 1% en eau). Nous consacrerons ce travail d'étude à l'unité de dessalage du pétrole brut dans la raffinerie de Skikda« RA1K » ou nous traitons le problème des sels existant dans le brut. Nous nous concentrerons sur le dessaleur électrostatique et sa vérification de calcul, après, nous optimisons ces paramètres avec calcul manuelle.

Mots clés : Corrosion , raffinage , RA1K , dessaleur Electrostatique

Abstract

Desalting is a very important operation to ensure the proper functioning of the various petroleum treatments and to avoid its consequences such as Corrosion of equipment. crude refining treatment requirements which set the salt and water content in particular (3 mg/l in salt, and around 1% in water). We will devote this study work to the crude oil desalting unit in the Skikda "RA1K" refinery where we deal with the problem of salts existing in the crude. We will focus on the Electrostatic desalter and its calculation verification, after, we optimize these parameters with the use of the manual calculation.

Key words: Corrosion, refinery, RA1K, electrostatic desalter .

ملخص

تعد تحلية المياه عملية مهمة للغاية لضمان حسن سير المعالجات البترولية المختلفة ولتجنب عواقبها مثل تآكل المعدات. تحدد متطلبات معالجة تكرير الخام على وجه الخصوص محتوى الملح والماء (3 مجم / لتر في الملح ، وحوالي 1٪ في الماء) حيث نتعامل مع مشكلة الأملاح الموجودة في "RAIK" سنخصص هذه الدراسة لوحدة تحلية الزيت الخام في مصفاة سكيكدة الخام. سنركز على جهاز إزالة الملوحة الكهروستاتيكي والتحقق من حساباته ، وبعد ذلك ، نقوم بتحسين هذه المعلمات باستخدام الحساب اليدوي.

الكلمات المفتاحية : ، مزيل الأملاح الكهروستاتيكي ، التآكل ، المصفاة ، .

Remerciement

On remercie Dieu le tout puissant de nous avoir donné la santé et la volonté d'entamer et de terminer cette mémoire. Merci de nous avoir éclairé le chemin de la réussite.

Nous tenons tout d'abord à exprimer nos remerciements avec un grand plaisir et un grand respect à notre encadreur **Dr. BOULAHNECHE Samia** pour la qualité de ses conseils qui ont contribué à alimenter notre réflexion, aussi pour l'aide qu'il a fournie et les connaissances qu'il a su nous transmettre.

Nous exprimons de même notre gratitude envers tous ceux qui nous ont accordé leur soutien, tant par leur gentillesse que par leur dévouement.

À tous les enseignants qui nous ont aidés pendant les Cinq ans passés à l'université 20 aout 1955.

À toute personne ayant contribué de près ou de loin à l'avancement de notre projet tel que

:

Mr Chibane, Mr Amidi, et Mr Ouled chikh.

Nous exprimons nos sincères remerciements aux membres de jury,

D'avoir accepté de juger notre travail.

Enfin, nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire.

Dédicaces

Au nom d'allah, le plus grand merci lui revient de m'avoir guidé vers le droit chemin, de m'avoir aidé tout au long de mes années d'études

A mes chers parents.

Aucun hommage ne pourrait être à la hauteur de vos sacrifices, de l'amour et de l'affection dont vous n'avez jamais cessé de m'entourer toutes au long de ces années d'étude. J'espère que vous trouvez dans ce travail un vrai témoignage de mon profond amour et éternelle reconnaissance.

À mes **Frères Khalil, Ayoub, Fakhreddine**, et Ma Sœur **Raihana**.

A toute ma famille **Belhadj et Ferhat**.

À mon collègue de ce Modest travail Gasmi Abdelmajid, je vous souhaite bonne chance pour votre prochain projet.

A mes amis dans mon parcours, Rami, Abdeljalil, Fehed, Aymen, Oussama, Abdallah, Youcef , Imed , Saide .

A tous ceux qui m'aiment.

A tous ceux que j'aime.

Akram

Dédicaces

Tout d'abord, louange à Dieu pour la grâce de la réussite. Tout cela est grâce à Allah.

Ensuite, à mon frère, mon ami et mon compagnon de mon parcours de cinq ans, Akram, qui a été mon meilleur soutien et aide tout au long de cette vie universitaire.

Tout le mérite revient à mon père, cet homme solide qui a été mon idole pendant toutes ces années. Il a été mon meilleur allié, ma source de force.

Je remercie aussi ma mère, car sans ses prières, je n'aurais pas atteint ce stade.

Merci à mon frère, Naoufel, et à Zino, qui ont été un grand soutien dans ma vie.

Et à toute ma famille, des plus petits aux plus grands, sans oublier ma famille sportive, tous les joueurs de l'équipe U14 et U15 de Wifak Chat.

Louange à Dieu pour Sa grâce et la bénédiction de la réussite.

Abdelmajid

Liste des Figures

Titre de Figure	page
Figure I.1 : Position géographique de la raffinerie de Skikda	5
Figure 1.2 : Schéma des différentes unités de la raffinerie de SKIKDA	6
Figure II.1: Gap et Overlap	13
Figure II.2: Séparation négative	13
Figure II.3 : schéma de flux simplifié du complexe	29
Figure II.4 : Schéma de Flux Simplifié du Stabilisateur et Stripper	30
Figure III.1: Émulsion d'eau dans l'huile	35
Figure III.2: Émulsion eau dans l'huile	36
Figure III.3: Émulsion huile dans l'eau	36
Figure III.4: Représentation d'une émulsion eau – huile	37
Figure III.5: Représentation d'une émulsion avec émulsifiant	37
Figure III.6: Principe de l'émulsion	39
Figure III.7: Dessaleur électrostatique	42
Figure III.8: Représentation détaillée d'un dessaleur électrostatique	42
Figure III.9: Action d'un champ alternatif	45
Figure III.10: Principe du dessalage	46
Figure III.11: Variation de la viscosité en fonction de la température	49
Figure III.12: Variation de la densité en fonction de la température	49
Figure III.13: Variation du facteur de décantation en fonction de la température	50
Figure III.14: Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage	52
Figure III.15: Schéma de principe du dessalage	52

Figure III.16: Schéma de principe d'un dessaleur électrostatique	54
Figure IV.1: Mesurage des électrodes de dessaleur	62
Figure IV.2: Représentation de la distance entre les électrodes et la phase eau	62
Figure IV.3 : Variation du coefficient de proportionnalité (A') en fonction du taux de lavage .	65
Figure IV.4: Variation de la gouttelette d'eau en fonction de la teneur en eau et du taux de lavage.	66
V.5: Représentation du distributeur	67
Figure IV.6: Schéma représentatif des dimensions des trous de distributeur	68
Figure IV.7: Variation du coefficient K en fonction de l'angle $\alpha(^{\circ})$	76

Liste des Tableaux

Titre de tableaux	Page
Tableau I.1 : Les produits stockés dans la raffinerie de Skikda	9
Tableau I.2: Représente le Rendement du fractionnement (GAP) (unité 100)	14
Tableau I.3 : Les bacs de stockages de la zone nord	25
Tableau I.4 : Caractéristiques physico-chimiques du brut	39
Tableau II.2: Bilan de Matières de l'unité CDU	23
Tableau III.1: Opérations et paramètres actifs	23
Tableau II.3 : Le tableaux de consommation de l'utilité conçue	32
Tableau III.1: Opérations et paramètres actifs	32
Tableau IV.1: Comparaison des paramètres du design et de l'optimum	39
Tableau IV.2: Coefficient de proportionnalité (A) en fonction du teneur en eau avec teneur en eau plus taux de lavage (Y+X)	44
Tableau IV.3: Détermination du diamètre de gouttelette d'eau	45
Tableau IV.4: Régime d'écoulement et le coefficient de frottement	49
Tableau IV.5: Résumé des résultats	50
Tableau IV.6: Récapitulatif	55
Tableau IV.7: Résultats de l'optimisation du dessaleur(1)	56
Tableau IV.8: Résultats de l'optimisation du dessaleur(2)	57

Liste des abréviations

ADU: Distillation Atmospheric Unity.

API: American Petroleum Institute.

ASTM: American Society for Testing and Materials.

A' : coefficient de proportionnalité. (-)

A_f : Facteur relatif à la phase légère (-).

A_f : teneur en sel théorique optimale du brut dessalé (mg/l).

BSW: Basic Sediment and Water....

BRI : La brigade de recherche et d'intervention

BP : basse pression.

BTS : basse teneur en soufre

BPA : Le bisphénol A

RA1k : Raffinerie de skikda

L.P.G: Liquefied Petroleum Gas.

GPL : Gaz de pétrole liquéfié.

RON : Research Octane Number.

C5 : Pentane.

C6 : Hexane.

CCR: Continuous Catalytic Reforming.

CCR: Control Center Room.

CCR : Compagnie Centrale de Réassurance

cSt : centistokes.

D : Le diamètre du dessaleur (m).

d : diamètre intérieur (mm).

d_{ex} : diamètre extérieur (mm).

d_g : Diamètre de gouttelette d'eau (mm).

dd : densité de la phase dispersée (Kg/m³).

dc : densité de la phase continue (Kg/m³).

DCS : Digital Combat Simulator

Ed : efficacité du dessalage.

ETP : Éducation thérapeutique du patient

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

E : efficacité de dessaleur (%).

f : Surface de passage d'un trou (m²).

HGO: Gas-oil lourd

HSE : Hygiène Sécurité et Environnement.

HTS : haute teneur en soufre
g : Accélération de la pesanteur (m/s²).
LGO: Gas-oil léger
L : longueur (m).
MON : Indice Octane Moteur.
MTBE : éther aliphatique
MON : Motor Octane Number.
MTS : moyenne teneur en soufre
mPa.s : milli Pascal seconde.
NHT : Naphtha Hydrotreater.
RON : Indice octane recherché.
RFCC: Residue Fluid Catalytic Cracking.
Re : nombre de Reynolds (-).
RCO : Rapport cyclique d'ouverture
SpGr: Specific Gravity.
TBTS : très basse teneur en soufre
TBP: True Boiling Point Distillation.
THTS : très haute teneur en soufre
ts : Temps de séjour (s).
td : le temps de décantation (s).
T : Température (C°).
I'OWS : Overweight Surcharge_ppm : partie par million.
PTB: 1 pound / 1000 barrel.
Pa.s : Pascal seconde.
PTE : plomb tétra éthyle
Vd : Vitesse de décantation (m/s).
(%) : Q Débit volumique (m³/h).
Φ : Coefficient de frottement (-).
ρ : Masse volumique (kg/m³).
μ : Viscosité dynamique (kg/m.s ; kg/m.h).
νc: Viscosité cinématique (cst).
α : coefficient de correction (-).
δ : tension superficielle entre l'eau et le pétrole (g/cm²)

Introduction générale	1
Chapitre I: Présentation de la raffinerie de Skikda	
Introduction	4
I-1 Présentation de la Raffinerie de Skikda	4
I.1.1 Position géographique	4
I.1.2 Historique	5
I-2 Principe général de fonctionnement	6
I-2-1 Explication détaillée des unités	7
I-3 Présentation de l'unité de MELange et EXpédition (MELEX - zone nord)	10
I-3.1 Produits provenant des unités toppings	10
I-3.2 Produits provenant du reforming	11
I-3.3 Produits provenant de l'unité 200	12
I-3.4 Produits provenant de l'unité 400	12
I-4 Spécification du pétrole brut	14
I-4.1 Origine du pétrole brut	14
I-4.2 Composition du pétrole brut	14
I-5 Caractéristiques du pétrole brut	14
I-5.1 La densité	15
I-5.2 Point d'écoulement	15
I-5.3 Viscosité	15
I-5.4 Teneur en soufre	16
I-5.5 Teneur en sel	16
Conclusion	17
Chapitre II: Description de l'unité 10	
Introduction	19
II.1 Base de conception.	19
II.2 Principe de distillation atmosphérique	19
II.3 Mise en œuvre industrielle de la distillation	20
II.4 Qualité de fractionnement	22
II.5 Capacité de l'Installation	22
II.6 Capacité de la production de l'Unité	23
II.7 Flexibilité de l'Unité	24
II.8 Consommation des utilités	24
II.9 Les Equipements	24
II.10 Description du Procédé	25
Conclusion	31
Chapitre III: Théorie de dessaleur	
Introduction	33
III.1 Définition du dessalage	33

III.2 Nature des sels	33
III.3 Inconvénients des sels	34
III.4 Phénomène d'émulsion	34
III.4.1 Conditions de formation d'une émulsion	36
III.4.2 Stabilité d'une émulsion	37
III.4.3 Étapes de désintégration des émulsions	38
III.4.3.1 Procédé mécanique	39
III.4.3.2 Procédé chimique	40
III.4.3.3 Procédé électrique	40
III.5. Dessalage électrostatique	41
III.5.1 Exemple d'un dessaleur électrostatique	42
III.5.2 La composition d'un dessaleur électrostatique	43
III.5.3 Mécanisme du dessalage électrostatique	43
III.5.3.1 La diffusion des sels du brut dans l'eau de lavage	43
III.5.3.2 Coalescence des gouttelettes d'eau	43
III.5.3.3 La décantation	45
III.5.4 Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique	.47
III.5.5 Paramètres de fonctionnement d'un dessaleur électrostatique	.47
III.5.5.1 Niveau d'interface eau-brut	.47
III.5.5.2 Température de dessalage	48
III.5.5.3 Taux de l'eau de lavage	50
III.5.5.4 Point d'injection de l'eau de lavage	52
III.5.5.5 Point d'injection de l'eau de lavage	52
III.5.5.6 Pression de service et la perte de charge dans la vanne de mélange	52
III.5.5.7 Nature et taux de dés-émulsifiant	53
III.5.5.8 Champ électrique	53
III.5.5.9 Temps de séjour	54
III.6 Avantages et inconvénients de dessaleur électrostatique	55
Chapitre IV : Vérification et calcul du dessaleur	57
Introduction	58
IV.1 Comparaisons des paramètres du design et de l'optimum	59
IV.2 Détermination de la teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur	59
IV.3 Bilan matière	60
IV.3.1 Calcul de la quantité d'eau de lavage	60
IV.3.2 de la quantité de brut dessalé	61
IV.3.3 Calcul de l'eau de purgec	61
IV.4 Calcul des caractéristiques électriques du dessaleur	62
IV.4.1 Calcul du champ électrique entre deux électrodes	62
IV.4.2 Calcul du champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inferieur	63
IV.4.3 Calcul du champ critique	63
IV.5 Calcul du distributeur	67
IV.5.1 Calcul du nombre de rampe de distribution	67

IV.5.2 Calcul de la vitesse d'écoulement	68
IV.6 Calcul de la vitesse de décantation	69
IV.6.1 Détermination du coefficient de frottement	69
IV.6.2 Détermination des densités	70
IV.6.3 Détermination de la viscosité	70
IV.7 Calcul du temps de décantation	72
IV.8 Calcul du temps de séjour	72
IV.8.1 Calcul volume de la capacité	73
IV.8.2 Calcul de la charge totale	73
IV.9 Redimensionnement du dessaleur	74
IV.9.1 Calcul du diamètre du dessaleur	75
IV.9.2 Calcul de la longueur du dessaleur	76
IV.9.3 Calcul de l'efficacité de dessaleur	77
IV.10 Optimisation l'efficacité de dessaleur	78
Conclusion générale	79
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	81
ANNEXES	82

Introduction générale

Introduction générale

Au cours des dernières décennies, la transformation de la structure industrielle et le développement démographique font accroître de jour en jour la demande en produits pétroliers du marché interne et externe selon des normes bien précis. Dans ces conditions, la productivité des centres de traitement du brut doit être au maximum, ce qui rend la recherche des nouveaux procédés et l'amélioration de rendement des équipements de traitement un objectif permanent.

Le pétrole brut doit subir des procédés de traitement convenable capable de fournir un pétrole qui répond aux normes exigées, et de diminuer leur répercussion sur les installations pétrolières. Le pétrole brut contient en plus des hydrocarbures, l'eau sous forme d'émulsion et une certaine quantité des sels, comme les chlorures de sodium et de magnésium, accompagnés des traces de sulfate, de silice et d'oxyde de fer.

La présence de l'eau salée dans le pétrole diminue sa qualité ainsi il peut provoquer la corrosion des équipements. Pour ces raisons, la chaîne de traitement du brut comporte un dessaleur ; Il existe trois méthodes pour le dessalage, mécaniques qui se basent sur la différence entre les densités des phases à séparer, chimiques qui consistent à utiliser des composés chimiques pour éliminer les émulsions et enfin électriques qui sont les plus utilisées.

Actuellement, des exigences des raffineurs qui fixent les spécifications du pétrole mis en traitement en particulier les teneurs en sel et en eau. Les valeurs les plus courants sont de moins de (3mg /l) pour la teneur en sel et de l'ordre inférieur à 1% pour l'eau. L'élimination de ces sels et d'eau est indispensable, à tous les niveaux des traitements du brut et cela, nécessite la présence de dessaleur dans chaque unité de raffinage.

Dans notre travail, nous allons examiner l'influence de paramètre de taux de lavage, qui influe sur l'opération de dessalage, afin de comprendre l'influence de ce paramètre, il faut faire les calculs de vérification et des dimensions du dessaleur électrostatique de RA1K, enfin on termine par une étude d'optimisation par la méthode de calcul manuelle et discutons les résultats

Notre travail repartie en quatre chapitres, notre étude est ainsi faite :

- ✓ 1-présentation du site.
- ✓ 2-description de l'unité de distillation atmosphérique et processus de fonctionnement.
- ✓ 3- théorie sur le dessaleur.
- ✓ 4 calculs et interprétation des résultats

Chapitre I :
Présentation de la raffinerie
de Skikda.

Introduction

Le visiteur qui franchit pour la première fois l'enceinte d'une raffinerie est tout d'abord frappé par l'importance et la complexité des unités, en outre le caractère statique de l'ensemble et l'absence de personnel laisse naître dans son esprit, de même celui qui cherche à initier aux techniques pétrolières est toujours étonné par le caractère de multiplicité des différents éléments inhérents à cette industrie.

L'industrie du raffinage met en œuvre des techniques de séparation et de transformation permettant de produire à partir du pétrole brut l'éventail complet des produits commerciaux des produits.

La raffinerie de Skikda est la plus grande raffinerie en Algérie et elle présente plus que la moitié de la capacité de raffinage du pays et possède un parc de stockage gigantesque et donc c'est un organisme très important dans l'économie nationale.

I.1 Présentation de la Raffinerie de Skikda

Le complexe de raffinerie de pétrole de SKIKDA, baptisé RA1/K, a pour mission de transformer le pétrole brut provenant de Hassi Messaoud avec une capacité de traitement de plus de 18 millions t/an, ainsi que le brut réduit importé (277.000 t/an) [1].

I.1.1 Position géographique

Cette raffinerie est située dans la zone industrielle à 07 Km à l'est de la ville de SKIKDA et à 02 Km de la mer, et est aménagée sur une superficie de 183 hectares environ. Elle emploie actuellement un effectif de 15.000 travailleurs environ [1].



Source : <https://www.google.dz/maps>

Figure I.1 : Position géographique de la raffinerie de Skikda.

I.1.2 Historique

La raffinerie de SKIKDA a été construite en Janvier 1976 à la suite d'un contrat signé le 03 Avril 1974 entre le gouvernement Algérien et le constructeur Italien SNAM-PROGETTI 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 et SONATIBA pour la construction des immeubles et de la tour de refroidissement, ainsi que la SNMETAL 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 DA.

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

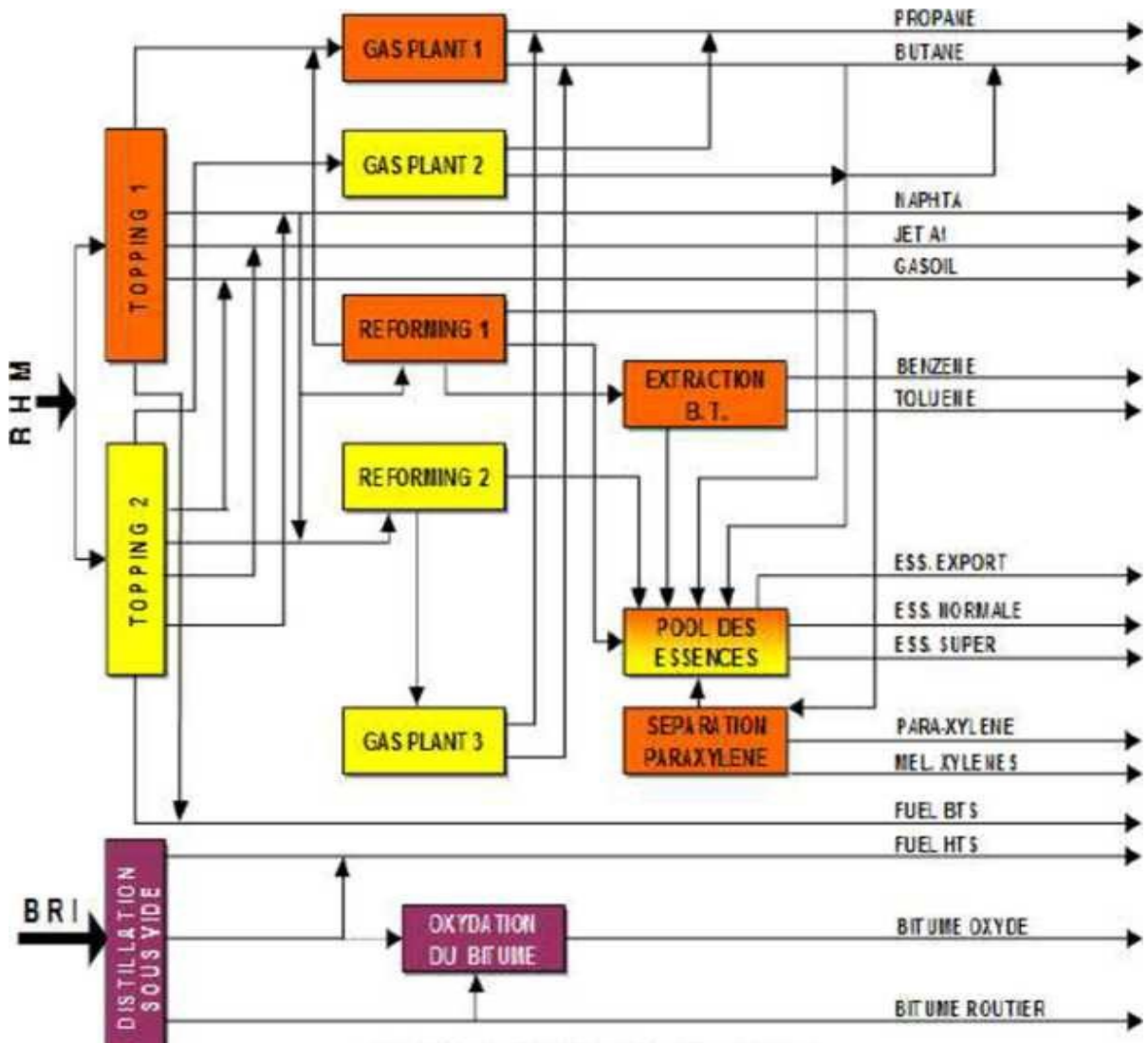
- L'unité de prétraitement et de reforming catalytique II (PLATEFORMING U 101/103).
- L'unité de traitement et séparation des gaz (U 104), ces deux unités ont démarré en Octobre 1993; ainsi que d'autres utilités.

L'inauguration officielle du complexe a eu lieu le 27 Novembre 1983. La raffinerie de Skikda est alimentée en brut Algérien par l'unité de transport est (UTE) de Skikda, qui est une station intermédiaire de Hassi -Messaoud.

Le transport du pétrole brut est réalisé à l'aide de pipelines. La distance entre les champs pétrolifères et la raffinerie de Skikda est de 640 Km [1].

I.2 Principe général de fonctionnement

- Transformation du pétrole brut provenant de HASSI MESSAOUD et du brut réduit importe (BRI) ;
- La capacité totale de transformation est d'environ 18.7 millions de tonnes par ans et 277000 T/AN de (BRI);
- L'activité de raffinage a pour mission de développer les produits énergétiques et d'assurer l'indépendance nationale en matière de produits pétroliers raffinés et de permettre une meilleure valorisation de cette ressource naturelle non renouvelable qu'est le pétrole brut [1].



Source : Analyse quantitative des risques au stockage des GPL

Figure I.2 : Schéma des différentes unités de la raffinerie de SKIKDA.

Raffinerie de pétrole est composée de plusieurs unités, qui sont :

- Deux unités de distillation atmosphérique (U. 10/11) ;
- Trois unités de séparation de GPL (U.30/31/104) ;
- Deux unités de reforming catalytique (U. 100/103) ;
- Une unité d'extraction / fractionnement aromatiques (U.200) ;
- Une unité de Séparation du para xylène (U.400) ;
- Unité d'isomérisation des xylènes (U.500) ;
- Deux (02) unités d'hydrotraitement et Isomérisation de Naphta léger (U700-701/702-703) ;
- Une unité de production de bitumes ;
- Une (01) nouvelle unité de traitement des effluents (ETP) ;
- Une (01) nouvelle salle de contrôle centralisée de DCS (CCR) ;
- Des utilités (eau, vapeur, électricité, air, azote...) [1].

I.2.1 Explication détaillée des unités

A- Les deux (02) unités de distillation atmosphérique

Indépendantes, de plus de 9 millions T/AN chacune (TOPPING 10/11) ont pour but de fractionner le brut en différentes coupes stabilisées pour obtenir des produit finis (GPL, kérosène, fuel, gasoil, naphta) ou pour alimenter d'autres unités situées en aval [1].

B- Les deux (02) unités de prétraitement et reforming catalytique (Reforming 1 et 2)

Ont pour but de transformer le naphta moyen provenant du topping en un produit reformat pour la fabrication des essences et du GPL qui seront acheminés vers les réservoirs de stockage [1].

C- Les trois (03) unités de prétraitement et séparation des gaz (Gas- Plant 104/30/31)

Ces unités ont pour but de séparer à partir du GPL, obtenus des unités topping et reformings, le butane et le propane commercialisable [1].

D- Unité d'extraction du benzène et toluène : U200

Cette unité utilise une charge obtenue à partir de l'unité reforming et par extraction au sulfolane, permet de séparer le benzène et le toluène des autres familles des hydrocarbures [1].

E- Une (01) unité de séparation du para xylène : U 400

Cette unité utilise aussi une charge venant de l'unité reforming, elle permet par

cristallisation de séparer le para xylène des autres xylènes [1].

F- Une (01) unité de production de bitume routier et oxydé U70**➤ Section bitume routier :**

Elle produit, par distillation sous vide du brut réduit importé (BRI), du bitume routier, du bunker et du fuel.

➤ Section oxydation :

Cette section utilise comme charge, une partie du bitume et du slop wax produit par la section bitume routier qui, dans un réacteur, avec l'air, permet d'obtenir le bitume oxydé et après conditionnement (mis en sachets) est utilisé pour le revêtement d'étanchéité [1].

G-Les deux (02) centrales thermoélectriques : CTE1 et CTE2

La centrale thermique électrique et utilité est conçues par la production, le conditionnement et la distribution au sein de la raffinerie des utilités suivantes :

- Air comprimé ;
- Vapeur basse, moyenne et haute pression ;
- Roues de refroidissement, eaux potables et anti-incendie ;
- Azote (gaz inerte) ;
- Fuel gaz et gaz naturel ;
- Électricité [1].

H-Les deux unités de traitement des effluents

A pour but le traitement des effluents. Dans cette unité toutes les eaux de procédé, pluviales et sanitaires sont récupérées puis traitées chimiquement et biologiquement avant d'être évacuées vers l'extérieur après analyse au laboratoire [1].

I-Unité de stockage, mélanges, expéditions U 600

La raffinerie possède une capacité de stockage de 2.500.000 m³ environ. L'unité comprend tous les équipements nécessaires au mouvement blending et exportation des produits finis.

L'expédition des produits finis se fait par un réseau de canalisation vers les deux ports de Skikda, les dépôts GPL et carburants de Skikda, ainsi que le centre installations intégrées de distributions du Khroub Constantine et un autre à Berrahal Anaba. L'évacuation du bitume routier se fait quant à elle par camions et par pipelines vers le port.

La raffinerie de Skikda est conçue pour permettre la production de carburant, aromatique, bitumes et gaz selon les répartitions suivantes :

- Propane Butane : utilisation domestique ;
- Essence normale Essence Super : utilisation automobile ;
- NAPHTA "A": industrie pétrochimique ;
- Kerosène -Jet A1 : Transport aérien ;
- Gasoil : véhicules lourdes, utilisation domestique ;
- Aromatiques Benzène : utilisation peinture, plastique, pharmaceutique ;
- Bitume routier Bitume oxydé : pour le pavage, revêtement d'étanchéité ;
- Bunker Fuel Oil-Fuel Oil lourd : pour le transport maritime plus chaudière [1].

Des produits finis et semi-finis dont la capacité est de 2.300.000 m³

Tableau I.1 : Les produits stockés dans la raffinerie de Skikda.

<i>Produits</i>	<i>Capacité (tonne métrique)</i>
BHM	143500
BRI	63048
PROPANE	393
BUTANE	3831
ESSENCE SUPER ETHYLEE	10942
ESSENCE NORMALE ETHYLEE	68397
ESSENCE NORMALE SANS PLOMB	106071
ESSENCE SUPER SANS PLOMB	74128
NAPHTA PETROCHIMIQUE	216736
JET A1	6618
KEROZENE	149632
GASOIL	551155
FUELBTS	424270
FUELHTS	16940
BITUME ROUTIER	2330
BITUME OXYDE	1100
AROMATIQUE	52144

Source : Analyse quantitative des risques au stockage des GPL

La raffinerie de Skikda procède 3 zones de stockage qui sont la zone nord, sud et est. Ces trois zones comportent plusieurs bacs e stockages des charges des unités de production et les bacs de leurs produits dérivés [2].

Les bacs de stockages des trois zones sont de différents types adaptés pour la nature et les propriétés de leurs produits [1].

Tableau I.2 : Les zones de stockage dans la raffinerie de Skikda.

Zone	Bacs/sphères	Type de toit
Zone SUD	18	11 : toit fixe 07 : toit flottant
Zone NORD	49	35 : toit fixe 14 : toit flottant
Zone EST	16	6 sphères 3 cigares 4 bacs toit flottant

J-Des ateliers d'entretien

Ayant pour mission la maintenance des équipements du complexe, comprenant cinq groupes principaux : Mécanique, chaudronnerie, instrumentation, électricité, logistique. Le service méthode est chargé de la préparation des interventions [1].

K- Laboratoire central

Chargé du contrôle des spécifications des produits finis. Il a pour mission de réaliser les analyses de routine, contrôler la marche des unités et contrôler les spécifications de tous les produits commercialisables [1].

I.3 Présentation de l'unité de MELange et EXpédition (MELEX - zone nord)

La raffinerie de Skikda possède une capacité de stockage de 2.500.000 m³ environ. L'unité comprend tous les équipements nécessaires au mouvement blending (mélange) et exportation des produits finis. L'unité 600 est gérée par le département de production P4 [2]. Elle a pour mission de gérer le parc de stockage des produits finis (Gasoil, Essence, Jet, Fuel Oil) et les produits intermédiaires (Toluène, Benzène, Raffinat, Reformat..etc.), et aussi d'assurer l'expédition de ces produits vers les différentes destinations (camions, dépôts, ports) [1].

I.3.1. Produits provenant des unités toppings

- a) **KEROSENE** : la zone dispose de quatre réservoirs S83 ÷ S86 de capacité 47530 m³ chacun pour le stockage de la coupe de kérosène provenant des unités toppings et le kérosène provenant du TOPING et CONDENSAT.
- b) **Gasoil léger et le gasoil lourd** : stocké dans les bacs S77 ÷ S78, S79 ÷ S82, S87 ÷ S94 directement à partir des unités sur la ligne 24''(mélange en ligne) de capacité 47530 m³ chacun.
- c) **FUEL BTS** : 08 réservoirs (S95 ÷ 99 et 102, 104, 105) de capacité nominale de 58580 m³ chacun, ces réservoirs sont munis d'un serpentin de chauffage, permettant de chauffer le produit à l'aide de la vapeur LS à une température pouvant atteindre 65°C [3].
- d) Le traitement du slop s'effectue au niveau du topping après l'analyse du produit (en particulier la teneur en plomb) et élimination de l'eau libre du fond des bacs, ou on l'injecte dans le fuel BTS sur la ligne de coulage. Le traitement (ou l'injection) du slop s'effectueront sur instruction du service Planning et programme.
- e) A noté qu'après remplissage et contrôle de qualité du jet A1 ou du white spirit stocké dans les bacs S4 ÷ S7 d'une capacité de 5380 m³ chacun sont transférés vers les bacs S75 ÷ S76 de stockage de produits fini selon le programme transmis par le service PP [1].

I.3.2. Produits provenant du reforming 1 (section magnaforming)

- **Pentane** : la zone dispose de deux bacs à toit fixe bombé S 27 ÷ S 28 de capacité nominale de 456 m³ pour le stockage du pentane provenant du magnaforming et ce produit est utilisé comme base pour la fabrication des essences.
- **Toluène brut** : la zone dispose de deux bacs S18 ÷ S19 de capacité nominale de 2444 m³ chacun pour le stockage du toluène brut provenant du magnaforming et est utilisé comme base pour la fabrication des essences.
- **E.R.Leger** : deux bacs S32 de capacité nominale de 9450 m³.
- **E.R.Lourd**: transféré vers le bac S29.
- c Produits provenant du reforming 2 (section platforming).
- **Reformat léger** : dans bac S32 de capacité nominale de 11098m³[1].

- **Reformat lourd** : le bac S29 de capacité nominale de 8888 m³.et les bacs S65÷ S66 de capacité nominale de 9786 m³ chacun et est utilisé comme base pour la fabrication des essences.
- **Toluène brut** : la zone dispose de deux bacs à toit flottant S24 ÷ S25 de capacité 3767 m³ chacun pour le stockage du toluène brut de la section platforming.
- **Pentane** : deux bacs à toit fixe bombé S 27 ÷ S 28 de capacité nominale de 456 m³ pour le stockage du pentane provenant du magnaforming et ce produit est utilisé comme base pour la fabrication des essences [1].

I.3.3. Produits provenant de l'unité 200

De l'unité d'extraction aromatique, on soutire les produits suivants : toluène fini, benzène, raffinat et les aromatiques lourds.

- a) **Toluène fini** : il est stocké dans les réservoirs intermédiaires S 39 ÷ S40 à toit de capacité 91 m³ chacun, après analyse pour le contrôle de la qualité, le produit est transféré dans les bacs de produits finis.
- b) **Benzène** : il est stocké dans les bacs intermédiaires S 37 ÷ S 38 à toit fixe de capacité 497 m³ chacun et le S 41÷ S 42 à toit fixe de capacité 221 m³ chacun, après analyse pour le contrôle de la qualité, le produit est transféré à travers les pompes MP 35 ou MP 36 dans les bacs de produits finis S 122 ÷ S 123.
- c) **Raffinat** : il est stocké dans les bacs à toit flottant S 35 ÷ S36 de capacité nominale 1305 m³ chacun et les deux bacs S 22 ÷ S23 de capacité 3767 m³ chacun, ce produit est utilisé comme base pour la fabrication des essences. A la demande du service planning et programme.
- d) **Aromatiques lourdes** : stocké dans les bacs à toit fixe S33 ÷ S34 de capacité nominale de 793 m³ et aussi les deux bacs S30 ÷ S31 de capacité nominale de 1008 m³ chacun, destiné à la fabrication des essences [1].

I.3.4. Produits provenant de l'unité 400

- a) **Aromatiques lourdes** : le produit provenant de la section splitting est stocké dans les bacs à toit fixe S33 ÷ S34 de capacité nominale de 793 m³ chacun, et destiné à la fabrication des essences et aussi les deux bacs S30 ÷ S31 de capacité nominale de 1008 m³ chacun [3].
- b) Filtrat : il est stocké dans les bacs à toit flottant S 65 ÷ S 66 de capacité nominale 9754

m³ chacun et destiné à la fabrication des essences [1].

c) La zone nord possède 49 bacs dont 35 à toit fixe et 14 à toit flottant.

Tableau I.3 : Les bacs de stockages de la zone nord.

<i>Produits</i>	<i>Nombre de bacs</i>	<i>Toit</i>
<i>ESSENCE NORMALE</i>	3	flottant
<i>ESSENCE SUPER</i>	4	flottant
<i>JET A1</i>	2	flottant
<i>KEROZENE</i>	4	flottant
<i>GASOIL</i>	14	fixe
<i>FUELBTS</i>	7	fixe
<i>FUELHTS</i>	2	fixe
<i>BITUME ROUTIER</i>	1	fixe
<i>BITUME OXYDE</i>	1	fixe
<i>AROMATIQUES LOURDS</i>	2	fixe
<i>RAFFINAT</i>	3	bombé
<i>TOLUENE BRUT</i>	4	bombé
<i>TOLUENE FINIT</i>	3	fixe
<i>BENZENE</i>	2	fixe
<i>REFORMAT LOURD</i>	2	fixe
<i>REFORMAT LEGER</i>	1	flottant
<i>P XYLENE</i>	2	fixe
<i>NAPHTA PRETRAITE</i>	1	flottant
<i>NC5</i>	2	bombé
<i>BRI</i>	2	fixe
<i>MTBE</i>	2	Fixe avec écran flottante
<i>PARADINE</i>	1	fixe

Source : Analyse quantitative des risques au stockage des GPL

En addition des bacs, la zone nord possède 4 ballons pour le stockage de PTE (plomb tétra éthyle) [1].

I.4 Spécification du pétrole brut

I.4.1 Origine du pétrole brut

Le pétrole est une huile minérale de couleur variant, du vert au brun noir, qui dégage une odeur caractéristique. Son exploitation est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine comme il fournit la quasi-totalité des carburants liquides. Il s'est formé dans des lagunes peu profondes par décomposition de matières organiques accumulées en milieu visqueux qui est le pétrole; ces transformations sont très lentes (*de 250 à 850 millions d'année*). En raison de sa faible densité, il a tendance à migrer jusqu'à être piégé dans une couche poreuse qui donne alors la roche réservoir, coincée entre deux couches imperméables. C'est là où se trouvent les gisements.

Il existe une grande diversité des pétroles bruts aussi bien du point de vue physique que du point de vue de composition chimique ce qui entraîne des conditions spécifiques de production, de transport, de stockage et de raffinage, d'où la nécessité d'une connaissance approfondie de leur composition [2].

Le pétrole est non seulement la première source d'énergie dans le monde, depuis 1950, mais aussi la matière première de l'industrie pétrochimique. Il est à l'origine d'un nombre incalculable de produits dérivés, des matières plastiques aux peintures en passant par les cosmétiques. Cependant, cette ressource n'est jamais utilisée à l'état brut. Elle doit subir un ensemble d'opérations réuni sous le terme de "*Raffinage du pétrole*".

I.4.2 Composition du pétrole brut

Hydrocarbures constituent les éléments essentiels de pétrole, leurs molécules ne contiennent que du carbone (83 à 87 %) et d'hydrogène (11 à 14%), elles se divisent en plusieurs familles chimiques selon leur structure : les paraffines, les naphthènes et les hydrocarbures aromatiques.

Parmi les composants du pétrole, on compte également les composés oxygénés, le soufre et l'azote (au total jusqu'à 6 ou 7%), aussi on a pu constater la présence dans les cendres du pétrole du chlore, phosphate, silicium et des métaux tels que : K, Na, Ca, Fe, Ni...etc [3].

I.5 Caractéristiques du pétrole brut

I.5.1 La densité

La connaissance de la densité a une importance commerciale comme la cotation des pétroles dépend de cette propriété, souvent exprimé en degré API. Dans une même région géographique, la densité du brut varie d'un gisement à un autre. On distingue souvent le degré

APL :

- Pétrole léger "*light crude oil*" : de degré API supérieur à 31,1.
- Pétrole moyen "*medium crude oil*" : de degré API compris entre 22,3 et 31,1.
- Pétrole lourd "*heavy crude oil*" : de degré API compris entre 10 et 22,3. Le brut utiliser dans la raffinerie d'Alger est pétrole léger avec API = 45.6 [4].

Par ailleurs, dans la Specific Gravity, Sp.gr, le poids du produit et l'eau sont comparé à la même température 60/60 F° :

$$^{\circ}\text{API} = 141.5 - 131.5 / \text{SpGr}$$

I.5.2 Point d'écoulement

Le point d'écoulement pour un brut est mesuré suivant la température la plus basse à laquelle le brut s'écoule dans des conditions de tests bien déterminées. Le point d'écoulement des pétroles bruts se situe généralement dans un intervalle compris entre -60 °C et +30 °C. La connaissance du point d'écoulement est importante pour la détermination des conditions de pompage du brut en hiver.

I.5.3 Viscosité

La viscosité peut être définie comme l'ensemble des phénomènes de résistance au mouvement d'un fluide pour un écoulement avec ou sans turbulence. La viscosité diminue la liberté d'écoulement du fluide et dissipe son énergie.

La mesure de la viscosité des pétroles bruts à différentes températures est particulièrement importante pour le calcul des pertes de charge dans les pipelines, ainsi pour la spécification rapidement si la température baisse par contre pour le brut naphthénique ou mixte l'accroissement de la viscosité sera plus progressif.

I.5.4 Teneur en soufre

La teneur en soufre varie considérablement d'un gisement à l'autre et donc d'un mélange commercial à l'autre, de 0,03 % à quelque 5 %. Le soufre est un polluant que les raffineurs doivent retirer (du moins dans les pays ayant des lois contre les pluies acides), il diminue donc la valeur du brut. On place en général à 1,5 % de soufre la limite entre pétrole « doux » ((en) sweet) et « acide » ((en) sour).

On distingue 4 types de brut selon leurs teneurs en soufre :

- ✓ TBTS (très basse teneur en soufre).
- ✓ BTS (basse teneur en soufre).
- ✓ MTS (moyenne teneur en soufre).
- ✓ HTS (haute teneur en soufre).
- ✓ THTS (très haute teneur en soufre).

I.5.5 Teneur en sel

Le teneur en sel est exprimé en mg de chlorure de sodium NaCl par litre de pétrole brut ou en pounds/baril de brut. Ce teneur représente la qualité de sel dissoute dans l'eau présente au sein du brut. Une teneur élevée de sel dans le brut provoque la corrosion. Généralement une teneur de NaCl > 10lb/1000 baril ou teneur > 28,6 mg/L nécessite un dessalage.

Le tableau suivant résume les caractéristiques du brut :

Tableau I.4 Caractéristiques physico-chimiques du brut [5].

Caractéristiques	Résultats
La densité à 15 C° (g/cm ³)	0.7991
°API	45.6
Viscosité à 20 C° (cSt)	3.97
Le teneur en sel (ppm)	7.1138

Conclusion

En conclusion, la raffinerie de Skikda en Algérie est une installation majeure dans l'industrie pétrolière du pays. Elle joue un rôle essentiel dans la transformation du pétrole brut en une large gamme de produits commerciaux, est la plus grande raffinerie du pays et représente plus de la moitié de la capacité de raffinage de l'Algérie, est composée de nombreuses unités de traitement et de séparation, chacune ayant un rôle spécifique dans le processus de raffinage.

En somme, la raffinerie de Skikda joue un rôle crucial dans la production et la distribution des produits pétroliers raffinés en Algérie, contribuant ainsi à l'indépendance énergétique du pays et à son développement économique.

Chapitre II
**Description de
l'unité 10**

Introduction

Le raffinage du pétrole désigne l'ensemble des traitements et transformations permettant d'obtenir, à partir du pétrole brut, un maximum de produits à haute valeur commerciale. En effet, le pétrole brut est un mélange, en quantités variables, de plusieurs hydrocarbures et de molécules appelées résines et asphaltènes. Parmi ces procédés de traitement de pétrole brut on trouve la distillation atmosphérique « Topping ».

II.1 Base de conception

Cette unité de Brut est l'unité maternelle de toutes les raffineries de Pétrole. La matière première pour l'unité de Brut est le Pétrole Brut qui est indigène ou importé. Dans ce cas, la modernisation a été réalisée en considérant le Pétrole brut de Hassi Messaoud. L'objectif de cette unité de Pétrole brut est de séparer le pétrole brut en différentes fractions comme indiquées ci-dessous:

- Gaz combustible
- GPL - Coupe C6
- Naphtha A
- Naphtha B
- Naphtha C
- Kérosène
- Gas-oil léger (LGO)
- Gas-oil lourd (HGO)
- RCO% [6].

II.2 Principe de distillation atmosphérique

La distillation consiste à porter le mélange à ébullition et à recueillir, après une succession de vaporisations et de condensations, une fraction dite légère appelée le distillat. Celui-ci correspond au produit le plus volatil qui a le point d'ébullition le plus bas et qui distille en premier. Dans le ballon, il reste la fraction dite lourde appelée le résidu [6].

La distillation permet d'amplifier la séparation en réalisant une circulation à contre-courant de deux phases liquide et vapeur à l'intérieur d'une colonne ou tour de distillation des contacts entre les phases liquides et vapeur grâce à des plateaux ou des garnissages. À chaque contact la vapeur s'enrichit en constituants légers et le liquide se concentre en produits lourds [6].

II.3 Mise en œuvre industrielle de la distillation

La mise en place du contre-courant liquide-vapeur fait apparaître la nécessité :

- ✓ D'un CONDENSEUR pour amorcer dans la colonne Brut de Stockage le flux liquide par l'intermédiaire du reflux externe injecté en tête.
- ✓ D'un REBOUILLEUR pour initier le FLUX VAPEUR par vaporisation partielle du liquide de fond de tour.

L'alimentation partiellement vaporisée participe également à la constitution de ces deux flux en s'intégrant à un niveau intermédiaire dans la colonne.

Le contact liquide-vapeur est obtenu par 2 moyens principaux :

- ✓ Sur des PLATEAUX où le flux vapeur est distribué par des clapets dans une couche de liquide coulant horizontalement.
- ✓ Par des GARNISSAGES sur les légers le liquide coule sur les anneaux ou les selles en formant un film qui est léché par la vapeur ascendante.

Les conditions opératoires d'une colonne industrielle :

- ✓ La pression de fonctionnement est fixée par les conditions opératoires qui règnent au ballon de reflux : c'est la tension de vapeur du produit de tête liquide. Elle est ensuite sensiblement constante dans la colonne.
- ✓ Les températures dans la tour sont les températures d'ébullition des produits qui circulent :
 - La température de tête est la plus basse correspondant aux constituants légers obtenus au sommet.
 - La température de fond est la plus élevée correspondant aux constituants lourds obtenus en fond.

L'évolution des températures dans la colonne est, en fait, le reflet des changements de composition qui se produisent de plateau à plateau. Le débit de reflux externe réinjecté en tête de colonne et la quantité d'énergie thermique dépensée au rebouilleur sont en relation avec la qualité de la séparation recherchée [6].

II.4 Qualité de fractionnement

Les qualités de fractionnement sont souvent formulées en termes de Gap ou d'Overlap des produits considérés. Si le fractionnement est parfait, il n'aurait aucun composé commun entre deux coupes successives, le point final TBP de la coupe légère serait confondu avec le

point initial de TBP de la coupe lourde. Les courbes ASTM des deux produits présenteraient un décalage positif appelé gap, dans le cas contraire cad décalage négatif (recouvrement) overlap.

Comme les points initiaux sont généralement imprécis. Ce sont les points 5% (ou 10%) et les points 95% (ou 90%) qui sont retenus pour déterminer la qualité de fractionnement. La figure suivante illustre les notions de gap et overlap.

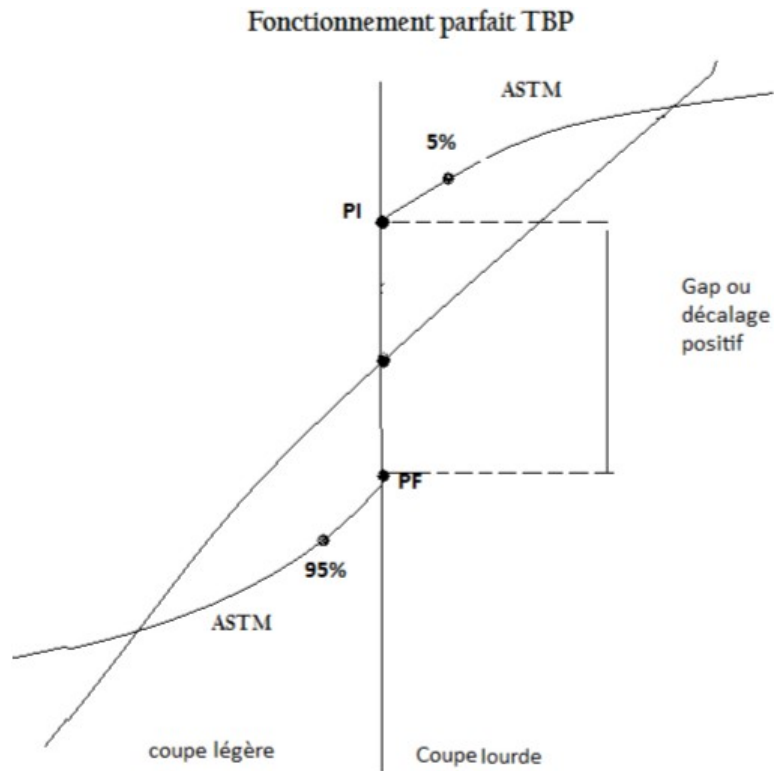


Figure II.1 Gap et Ouerlap [6].

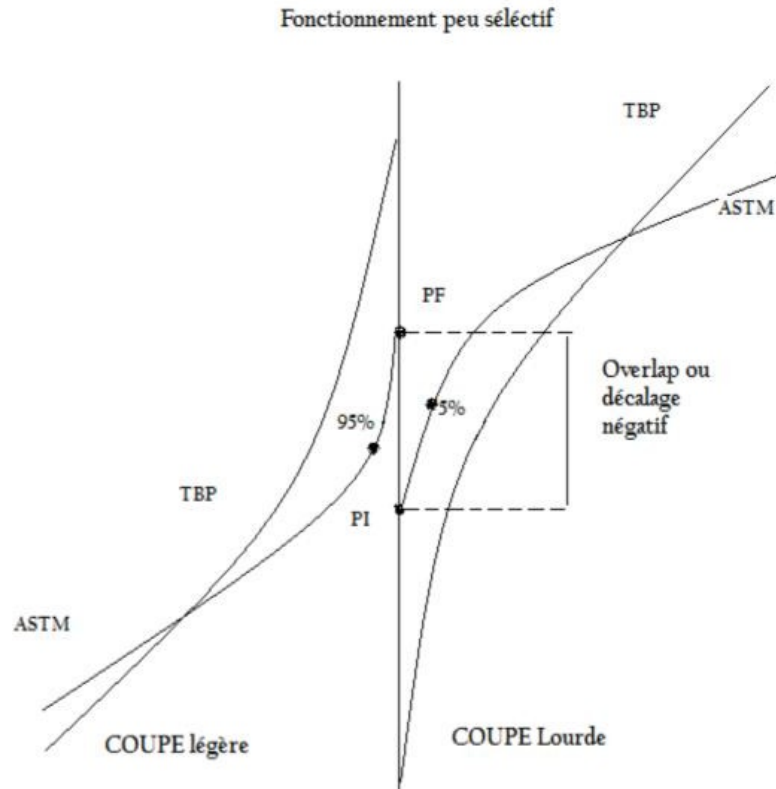


Figure II.2 Séparation négative [6].

D'autres spécifications internes à l'unité sont couramment contrôlées:

- ✓ Point d'éclair du kérosène et des gazoles.
- ✓ Point final de distillation ASTM D 86 de l'essence lourde, généralement inférieur à 185°C (Respect de la valeur commerciale).
- ✓ Point de trouble du gazole lourd.
- ✓ Point d'éclair du résidu atmosphérique [6].

II.5 Capacité de l'installation

La capacité de conception pour la rénovation de l'unité- I de la Distillation de Pétrole brut (CDU-I), l'unité 10, pour le traitement de pétrole brut de Hassi Messaoud est 9.00 Millions de Tonnes métriques par Annum (Basé sur le taux de traitement horaire de l'unité qui doit être 8000 heures par année).

L'unité a été conçue pour 50% de réduction de la capacité conçue [6].

II.6 Capacité de la Production de l'Unité 10

L'Unité de la Distillation Atmosphérique(U10) rénovée a été conçue avec la capacité de traitement de 27,000 tonnes métriques par jour (TM/D) lorsqu'il est fourni avec l'alimentation du pétrole brut de Hassi Messaoud. Les taux de l'alimentation / produit prévus sont comme suit :

TableauII.1 : Bilan de Matières de l'unité CDU.

Nom de flux	N. de flux (PFD)	Taux de Mass (Kg/hr)
Brut de Stockage	1	1130618
Eau de Dessaleur	110	70004
Vapeur de Stripping	33	8498
Vapeur de Stripping au LGO Stripper	50	4396
Vapeur de Stripping au HGO Strippe	49	1527
Flux de l'Alimentation Total		1215043
Saumure à ETP	111	72892
HGO au Stockage	52	90629
LGO + Kéro en excès	151	259599
Traitement/ Stockage de Kérosène	57	93751
Naphtha C au Stockage	76	128347
Résidu au Stockage	80	299001
GPL à l'Unit 30	73	43091
Naphta A au Stockage	98	43942
Coupe C6 à l'unité ISOM	93	9855
Naphtha B au Stockage	107	157130
Gaz combustible	84	173
Sour water	(47 +85)	16581
Eau à l'OWS	(75+59)	51
Flux de Produit Total		1215042

II.7 Flexibilité de l'Unité

L'unité 10 sera normalement fonctionnée au minimum de 13,500 MT/jour (i.e., 50% de sa capacité normale) avec le pétrole brut de Hassi Messaoud. La performance de cette unité sera la même que lorsque la capacité de l'opération de l'unité est égale à 27,000 MT/jour de pétrole brut de Hassi Messaoud [6].

II.8 Consommation des utilités

La consommation de l'utilité conçue est comme suivante :

Tableau II.2: consommation de l'utilité conçue [6].

Description	Unités	Consommation garantie
Puissance électrique, y compris l'exigence des articles de conception de fournisseur.	(kW)	110% des valeurs de
L'eau de refroidissement circulant, y compris l'exigence des articles de fournisseur de conception	(m3 /h)	110% des valeurs de
Devoir du four de conception	(MMkcal/h)	110% des valeurs de
Vapeur, y compris l'exigence des articles de fournisseur de conception	(kg/h)	110% des valeurs de

Seulement les équipements de marche continue ont été considérés pour la consommation de l'utilité conçue [6].

II.9 Les Équipements

Une unité de distillation comporte les équipements principaux suivants:

- Dessaleur : Élimination des sels.
- Colonne de distillation : Fractionnement du brut en diverses coupes.

- Colonne de stripping : Élimination 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 : Échangeurs – Ballons- Pompes.
- Colonne de stabilisation : Séparer les légers des essences.
- Colonne de splitter : Séparation des coupes d'essence [6].

II.10 Description du Procédé

Le brut provenant des réservoirs de stockage situé dans la zone d'off-site coule par gravité à la limite de batterie de CDU et pompe à l'admission du ballon de pré-flash par les pompes de charge de brut situées à l'intérieur de CDU-I. Le brut est préchauffé dans le train I brut/préchauffage existant. Le brut préchauffé entre ensuite au Dessaleur pour éliminer des sels de pétrole brut d'environ 1.0 PTB.

Le sour -water strippé provenant du Stripper de l'Eau Acide existant et l'Eau d'effluent traité provenant de la nouvelle ETP sont utilisées pour le dessalage. L'eau de dessalage est pompée du Ballon de l'Eau de Dessalage et mélange avec le brut. La coalescence augmente la taille des gouttelettes d'eau qui est obtenue en appliquant le champ électrique, et l'eau s'installe au fond du ballon de Dessaleur. La saumure provenant de Dessaleur est envoyée à l'ETP (effluent treatment plant). Le brut de Dessaleur est ensuite chauffé et flashé dans le ballon de pre-flash où l'eau et la coupe légère dans le pétrole brut sont évaporées. Les vapeurs du ballon de Flash sont acheminées vers la zone de Flash de la Colonne de Brut.

Le brut flashé est pompé et chauffé dans le train-II brut/préchauffage. Le brut préchauffé est encore chauffé et partiellement vaporisé dans les deux parallèles Fours de charge existants. Le four est conçu avec des brûleurs de tir de gaz combustible. Les gaz acides de l'acid Water Stripper sont aussi brûlés dans le four.

La colonne atmosphérique contient 51 plateaux (plateau #17 éliminé) dont 5 plateaux sont dans la section de stripping au fond de colonne. Les plateaux existants du 15 au 45 ont été remplacés avec les nouveaux plateaux, alors que les plateaux existants 1 au 15 et 46 au 52 ont été retenus. La colonne a trois prélèvements latéraux (side draws): Kérosène (kero), Gasoil léger (LGO) et Gasoil lourd (HGO) qui sont déchargés par les strippers latéraux. La colonne est également fournie avec deux reflux circulants, la Pompe-Around Supérieure et la pompe-around inférieure – optimisant la récupération de chaleur de la colonne. L'alimentation de brut du Four de charge entre dans la zone de flash au dessus du plateau # 5.

Le RCO du fond sort sous le contrôle de niveau à l'OBSL comme mazout. Le circuit en tête de la colonne atmosphérique se compose le reflux chaud à la colonne atmosphérique. Le système se compose deux accumulateurs en tête, le premier fonctionnant à 135.4°C et le deuxième ballon fonctionnant à 40°C. Le reflux chaud évite la température basse et la condensation d'eau dans lequel HCl peut se condenser et provoque une corrosion accélérée – le plus inhérent en tête de la colonne de brut. La séparation de vapeur, d'hydrocarbure liquide (naphta instabilisé) et d'eau sulfurée se déroule en ballon de Reflux 2^{ème}.

La vapeur non-condensée du 2^{ème} ballon passe à la section de récupération du gaz combustible, alors que l'eau sulfurée est envoyée à l'Acid Water Stripper par la Pompe de l'Eau Acide. Le naphta instabilisé est alimenté au stabilisateur-A et stabilisateur-B via le préchauffé de l'alimentation par la Pompe de l'Alimentation de Stabilisateur. Une coupe latérale (slipstream) du naphta instabilisé est envoyée à la section de récupération de gaz combustible/compresseur pour l'absorption des composants de GPL provenant de gaz combustible.

Cinq Stripping plateaux sont fournis dans la section de stripping au fond de colonne. La vapeur LP surchauffée comme existante et la vapeur MP sous le contrôle de flux est présenté comme la vapeur de stripping au dessous du plateau #1 de la colonne atmosphérique. Le RCO Strippé provenant du fond de colonne est pompé au stockage par la Pompe de Résidu après l'échange de chaleur avec les différents échangeurs intermédiaires. La Pompe-Around Supérieure (TPA) est retirée du plateau #33 et pompée vers le plateau #34 par la pompe TPA après avoir refroidi avec les différents échangeurs. La Pompe-Around Inférieur (BPA) et HGO sont retirées du plateau #15. La BPA est et pompée vers le plateau #16 par la pompe

BPA après avoir refroidi avec les différents rebouilleurs/échangeurs.

Le kérosène est tiré du plateau #46 comme le produit secondaire au Kero Stripper. La stripping colonne est un stripper rebouillé utilisant la Pompe-around inférieur comme rebouillage moyen. Le produit du kéro strippé est pompé vers le stockage par la kero pompe après refroidissement à une température de la limite de batterie par les différents échangeurs. LGO est tiré du plateau #20 comme le produit secondaire au LGO Stripper. Le Stripper est la vapeur MP strippé. Ce système est conçu pour ASTM T95 point & la gravité spécifique de gazole total, par exemple, LGO et HGO. Le produit de LGO Strippé coule par gravité à l'échangeur de train de préchauffage de brut avant d'être pompé au stockage par la Pompe de Produit LGO.

Le Naphta instabilisé après un préchauffage est divisé en deux parties. 70% de naphta instabilisé est alimenté dans la colonne de stabilisateur existant & 30% est envoyé à la colonne de nouveau stabilisateur. Stabilisateur-A & Stabilisateur-B, chaque colonne a 38 plateaux avec l'alimentation entrant à 19e plateau. La re-ébullition est fournie par l'huile chaude. Les produits en tête sortent au Ballon de Reflux après avoir condensé dans le condenseur. Le liquide condensé est partiellement renvoyé vers la colonne et le reste est envoyé comme le produit de distillat GPL à l'Installation de Gaz. Le produit au fond, le produit de Naphta stabilisé est directement acheminé sous sa propre pression au splitter-I. La colonne de Splitter-I a 36 plateaux avec l'alimentation entrant au 23e plateau. La réébullition est fournie par l'huile chaude dans un rebouilleur thermosiphon. Les produits en tête sortent au Ballon de Reflux après avoir étant condenser dans le condenseur.

Le liquide condensé est partiellement renvoyé vers la colonne et le reste est envoyé comme le produit de Liquid DistillatE Naphtha A (LDN A) au stockage par les pompes.

Le produit au fond de Splitter-I (i.e., Naphtha B+C) est pompé au Splitter-II et Coupe C6 Splitter. La Colonne de Coupe C6 splitter est fournie pour séparer les composants de C6 (principalement C6 paraffine) du naphtha B+C. La colonne de Coupe C6 Splitter a 36 plateaux avec l'alimentation entrant dans le 13e plateau. Les produits en tête sortent au Ballon de Reflux après avoir totalement étant condenser dans le condenseur. Le liquide condensé est partiellement renvoyé à la colonne et le reste de Liquid Distillate Coupe C6 est envoyé au stockage (ISOM alimentation), après le refroidissement de la température de B/L. Le produit

au fond de Coupe C6 Splitter est pompé et rejoint aux fonds Splitter-II pour faire le flux du produit de Naphta.

Une partie des fonds de Splitter-I est alimentée à la nouvelle colonne de Splitter-II fournie pour rénover la séparation de Naphta B du Naphta C. La colonne de Splitter-II à 36 plateaux avec l'alimentation entrant dans le 27^e plateau. Les produits en tête sortent au Ballon de Reflux après avoir totalement étant condenser dans le condenseur. Le liquide condensé est partiellement renvoyé à la colonne et le reste de Liquid distillate Naphta B cut est envoyé au stockage, après le refroidissement de la température de B/L.

Les vapeurs non-condensées, i.e., le gaz combustible de Ballon du Produit en Tête de la Colonne Atmosphérique va à la section de récupération de gaz combustible pour la récupération des composants C3/C4. Ce gaz après avoir passé le Ballon d'Aspiration va au compresseur de Gaz de Torche. Le gaz comprimé est mélangé avec la coupe latérale du naphta instabilisé du Stabilisateur pour absorber les composants de C3/C4. Il est ensuite refroidi dans le Refroidisseur de Refoulement de Compresseur et acheminé vers le ballon de refoulement du compresseur de gaz de torche pour la séparation. Le gaz combustible va en tête de gaz combustible lorsque le flux de naphta est pompé à rejoindre le flux de l'alimentation de stabilisateur.

Les sources of l'eau acide dans la raffinerie de Skikda sont : Unité de brut 10, Unité de brut 11 et Unité de Bitumen Blowing (BBU). L'eau acide de ces trois sources, coule dans l'accumulateur de l'eau acide où le flux de tête d'AWS est flashé après avoir étant refroidi dans le condenseur en tête d'AWS. Le gaz est éliminé par la combustion dans le four de l'unité brut et le liquide est mélangé avec l'alimentation en l'eau acide fraîche. L'eau sulfurée est alimentée au plateau en haut d'AWS après l'échange de chaleur avec le flux inférieur d'AWS. La vapeur basse pression est injectée dans le fond d'AWS. L'eau strippé sortant alimentation/échangeur d'effluent est pompée à l'unité brute pour réutilisation [6].

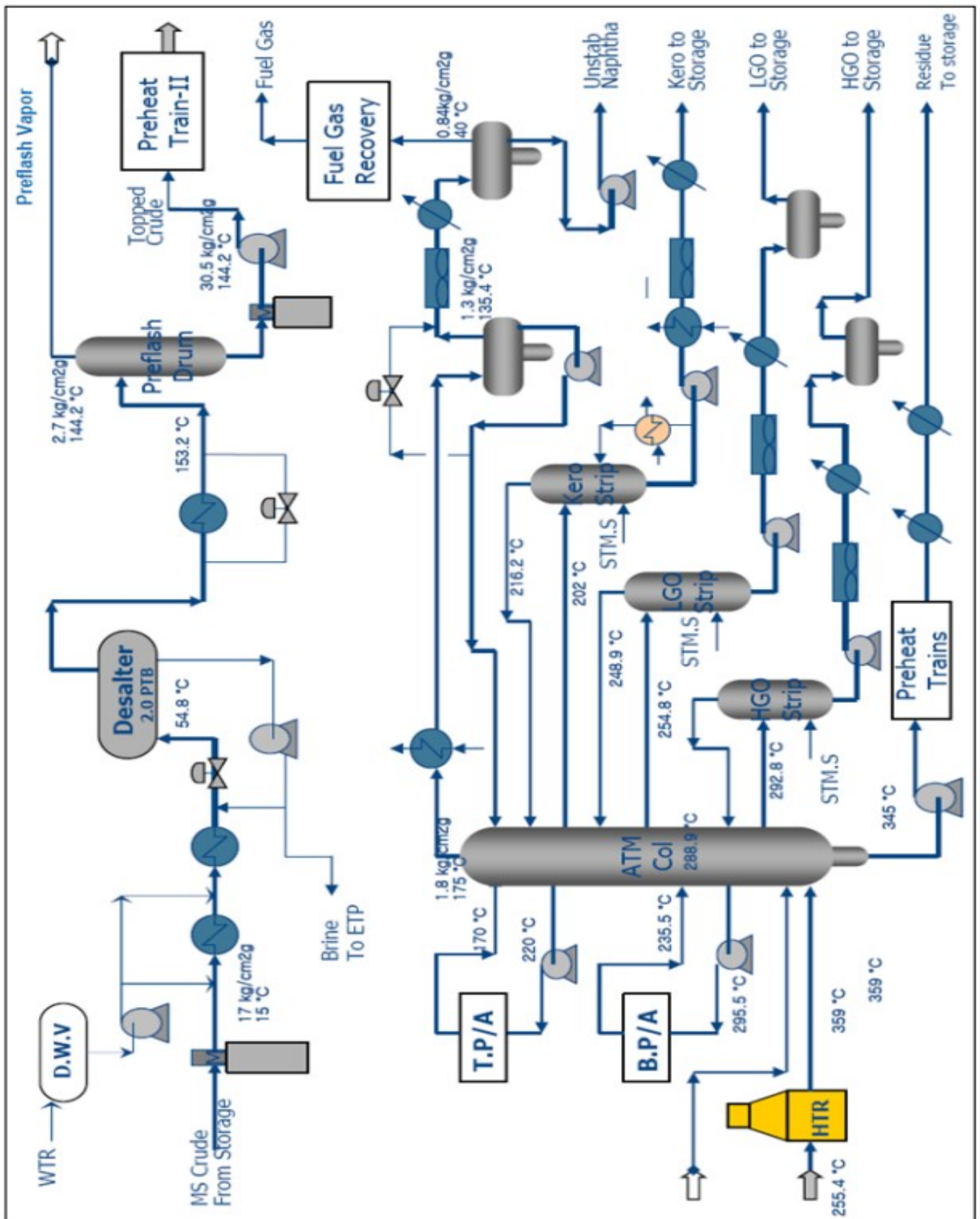


Figure II.6 : Schéma de Flux Simplifié du CDU.

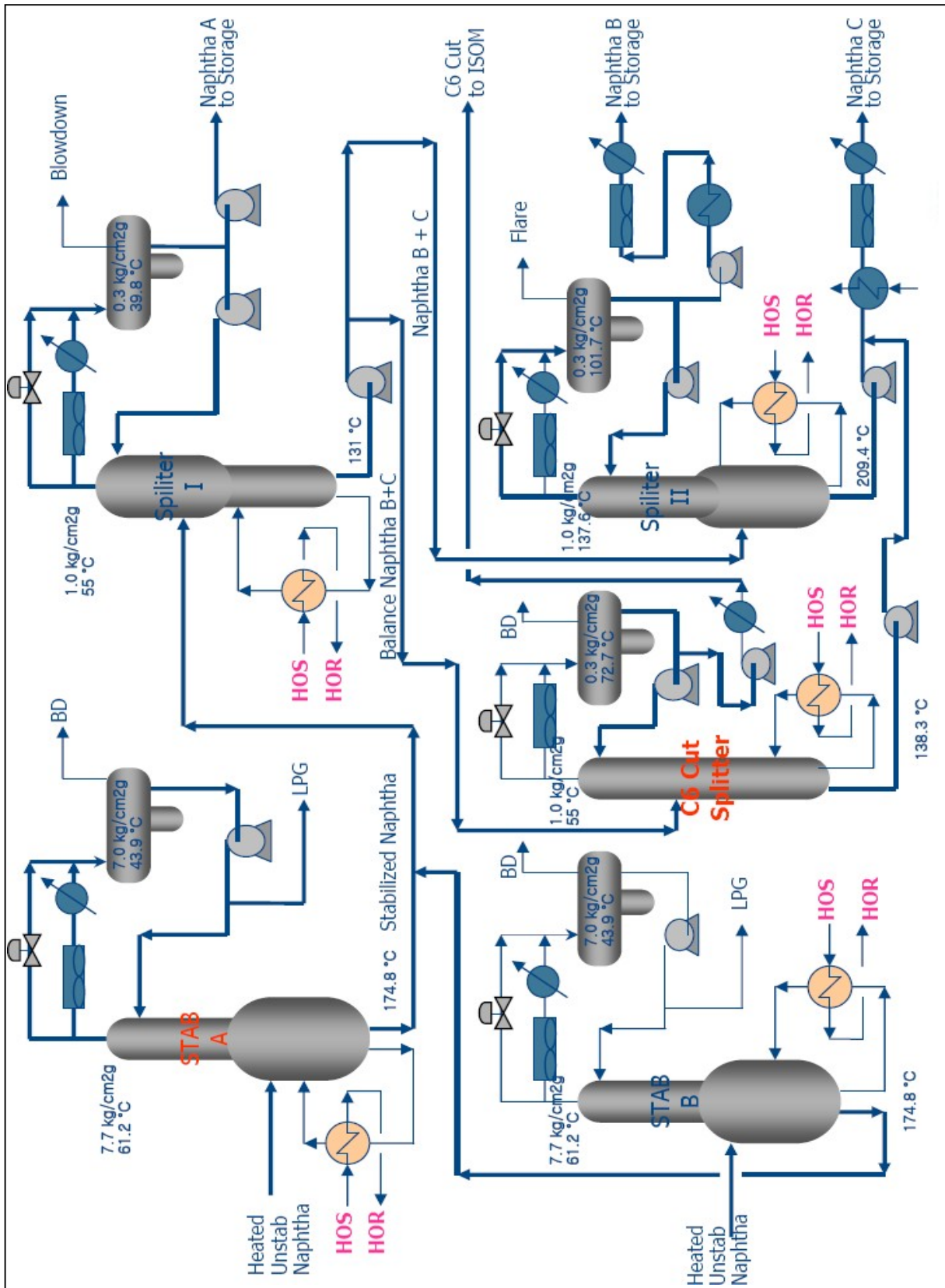


Figure II.7 : Schéma de Flux Simplifié du Stabilisateur et Stripper.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exploré le sujet du raffinage du pétrole, en nous concentrant spécifiquement sur la distillation atmosphérique. Le chapitre a commencé par une introduction au concept de raffinage du pétrole brut pour obtenir des produits commerciaux précieux.

Ensuite, le chapitre a abordé les principes de conception de l'unité de pétrole brut, qui sert d'unité mère pour toutes les raffineries de pétrole.

Enfin, le chapitre a abordé la description du Procédé de l'unité de pétrole brut.

Chapitre III

La théorie de dessaleur

Introduction

Le pétrole brut contient souvent de l'eau, des sels, des solides en suspension et des traces des métaux solubles dans l'eau. La salinité de ce dernier est limitée à 3 mg/l et BSW (Eau en suspension + sédiments) soit inférieure à 1%, pour cette raison des techniques avancées et des recherches continues sur le brut pour éliminer les sels et l'eau contenus dans le brut, dont le but de sauver les installations de traitement et de raffinage, et d'améliorer le prix de vente du baril. En effet, la première étape du raffinage consiste à éliminer ces contaminants par le dessalage (déshydratation) pour réduire la corrosion, le colmatage et l'encrassement des installations [7].

III.1 Définition du dessalage

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

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

La méthode moderne de dessalement électrique élimine simultanément l'eau et les sels dissous du pétrole brut [8].

Le dessalage est une opération permettant d'éliminer par lavage à l'eau les sels minéraux présents dans les pétroles bruts. Ces sels sont en effet susceptibles de provoquer des corrosions et des encrassements dans les unités de traitement de bruts. La séparation brut dessalé-eau s'effectue dans un gros ballon décanteur horizontal: le dessaleur [9].

III.2 Nature des sels présents dans le pétrole

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

- ✓ NaCl (chlorure de sodium): 70 %.
- ✓ MgCl₂ (chlorure de magnésium): 20 %.
- ✓ CaCl₂ (chlorure de calcium): 10 %.

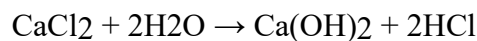
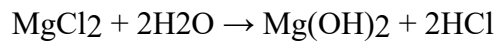
Ces sels se présentent soit se forme de cristaux, soit ionisés dans l'eau présente dans le brut. Par simple décantation on devrait éliminer les sels ionisés.

Pour ce qui concerne les cristaux, leur élimination peut s'effectue par lavage à l'eau: les cristaux s'ionisent puis s'hydratent; l'avantage de ces sels hydratés est la plus grande solubilité dans l'eau [7].

III.3 Inconvénients des sels

Les sels dissous dans l'eau du pétrole brut précipitent sur les parois des tubes des échangeurs de chaleur et des fours et en particulier du système de distillat de tête de l'unité de distillation de brut présentent les inconvénients suivants :

- ✓ Augmentation des pertes de charge qui implique une réduction de débit ou augmentation de la vitesse de passage à cause de la réduction de la section de passage.
- ✓ Diminution du coefficient de transfert de chaleur, car les sels sont mauvais conducteurs de chaleurs [10].
- ✓ Encrassement des échangeurs et des fours.
- ✓ Corrosion des circuits de tête de la colonne de distillation atmosphérique en présence de chlorure de magnésium et de calcium selon les réactions suivantes:



- ✓ Obtention de résidu atmosphérique riche en sodium, qui empoisonne le catalyseur de craquage catalytique [7].

III.4 Phénomène d'émulsion

L'émulsion est une suspension de petites gouttelettes d'un liquide dans un deuxième liquide. L'émulsion stable ne peut pas être séparée par simple décantation, mais peuvent séparées par un traitement (physique et chimique et électrique), qui présentée dans la figure ci-dessous [11].

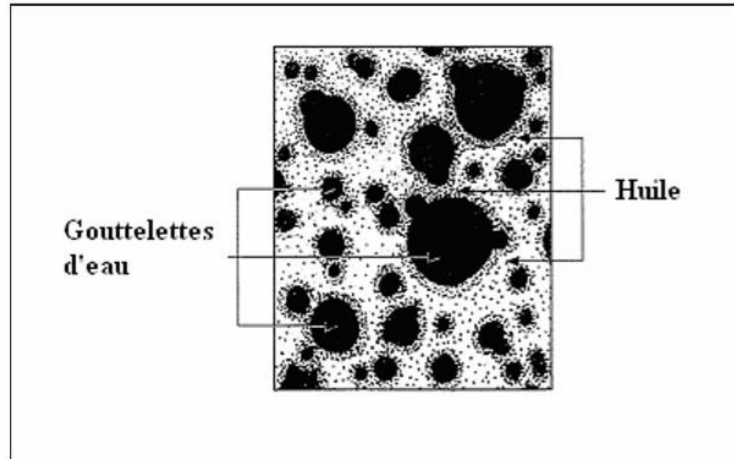


Figure III.1: Émulsion d'eau dans l'huile.

La stabilité d'une émulsion en fonction de :

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

Tous ces paramètres dépendent de la taille de gouttelette d'eau. Des gouttelettes plus petites d'eau font une émulsion plus forte; c-à-d plus difficile pour se casser ces émulsions [11].

Une émulsion du pétrole brut est définie comme deux liquides non miscibles dont le premier (l'eau) est dispersé sous forme de petites gouttelettes (la phase interne), dans l'autre (le brut) est constituée la phase continue ou externe. Un agent dés-émulsifiant injecté pour séparer la couche d'émulsion [12].

III.4.1 Conditions de formation d'une émulsion

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

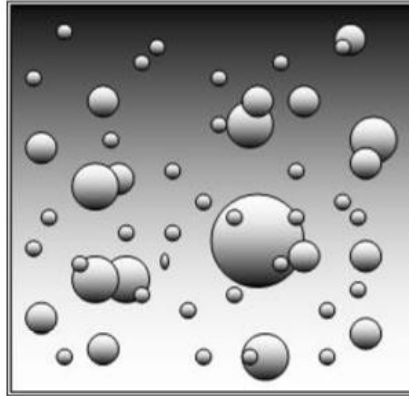


Figure III.2: Émulsion eau dans l'huile.

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

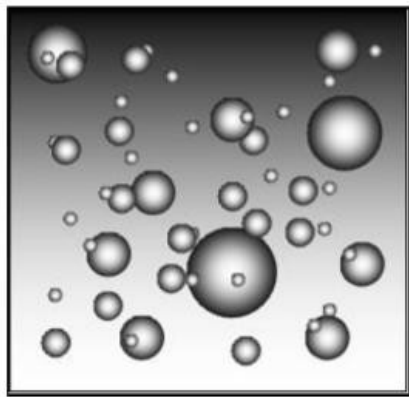


Figure III.3: Émulsion huile dans l'eau.

Trois conditions sont nécessaires pour former une émulsion stable sont :

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

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

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

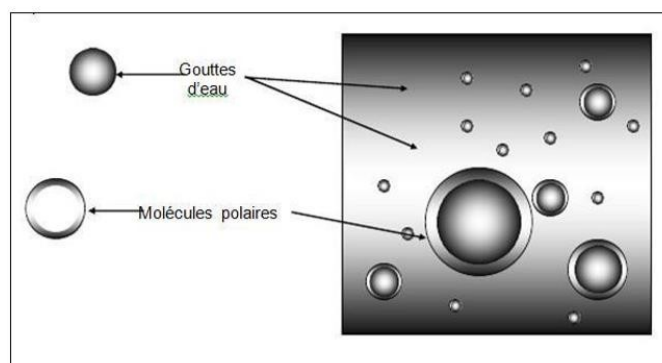


Figure III.4: Représentation d'une émulsion eau – huile.

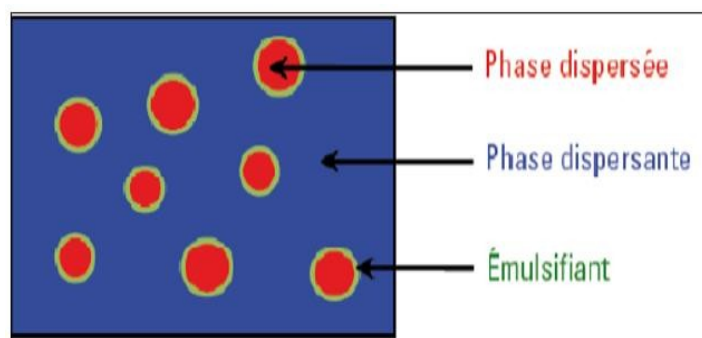


Figure III.5: Représentation d'une émulsion avec émulsifiant.

III.4.2 Stabilité d'une émulsion [13]

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

- **Agent émulsifiant**

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

- **Agitation**

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

- **Viscosité de l'huile**

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

- **Teneur en eau dans l'émulsion**

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

- **Age de l'émulsion**

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

III.4.3 Étapes de désintégration des émulsions [13]

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

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

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

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

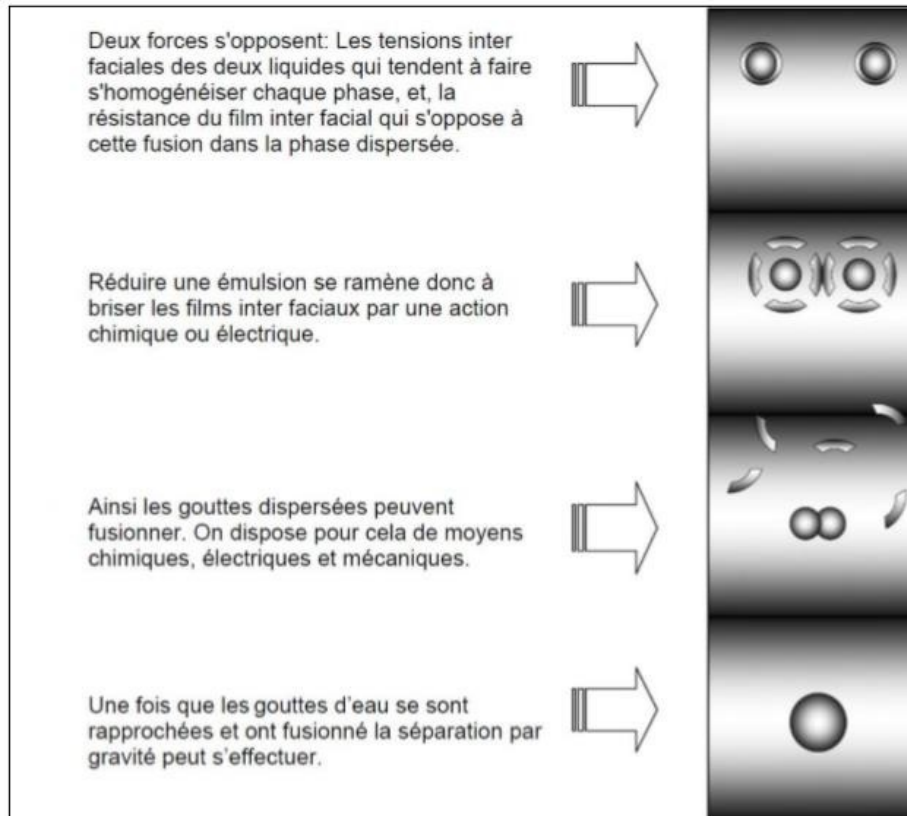


Figure III.6: Principe de l'émulsion.

III.4.3.1 Procédé mécanique

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

✓ La décantation

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

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

✓ La centrifugation (l'essorage)

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

✓ La filtration

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

III.4.3.2 Procédé chimique

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

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

Il existe plusieurs modes d'injection le dés-émulsifiant:

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

III.4.3.3 Procédé électrique

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

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

Tableau III.1: Opérations et paramètres actifs [12].

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

III.5 Dessalage électrostatique

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

travers la vanne. Le type d'écoulement est laminaire de l'émulsion à travers le distributeur du dessaleur (situé au-dessus de fond du dessaleur), ainsi l'émulsion quitte le distributeur par des trous placés tout le long du distributeur. Le rôle des électrodes est casser l'émulsion en gouttelettes d'eau et l'huile. Ces gouttelettes se polarisent puis coalescent. L'interface eau-émulsion est maintenue par régulateur de niveau [11].

III.5.1 Exemple d'un dessaleur électrostatique

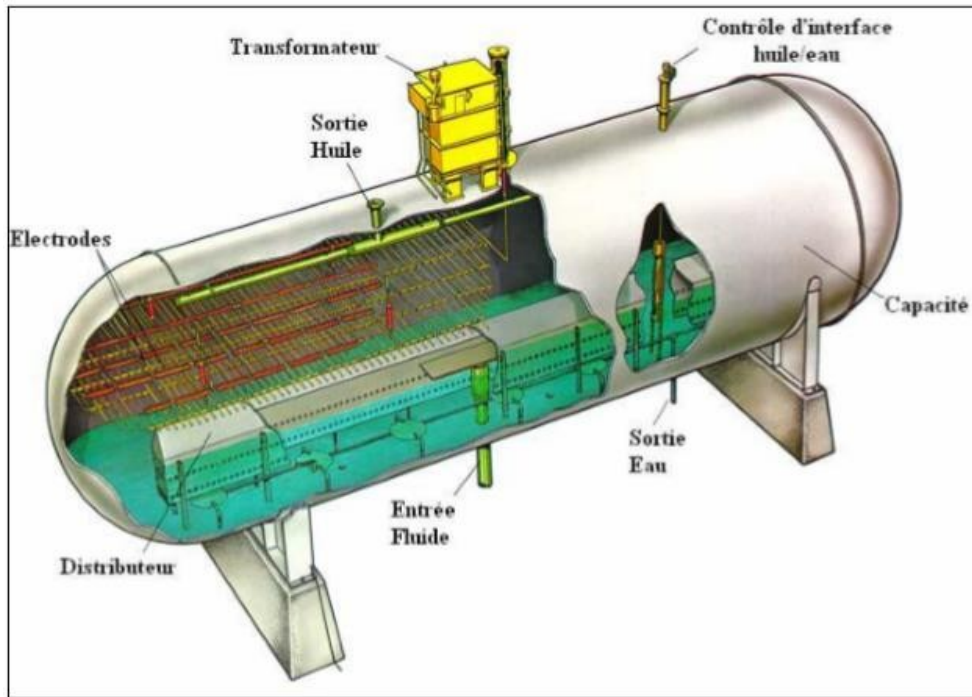


Figure III.7: Dessaleur électrostatique.

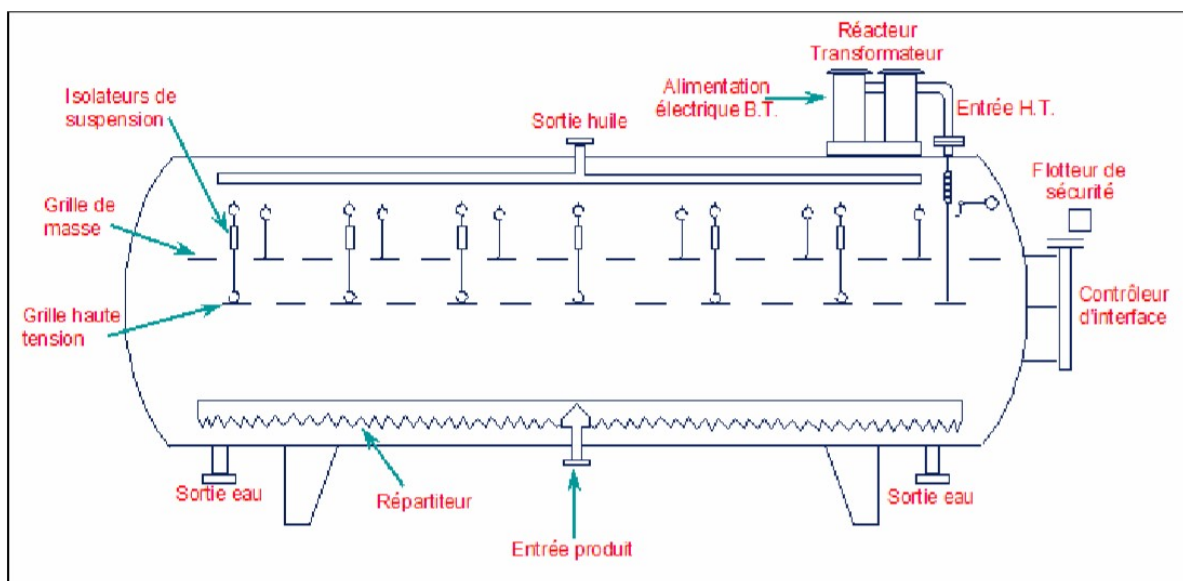


Figure III.8: Représentation détaillée d'un dessaleur électrostatique.

III.5.2 La composition d'un dessaleur électrostatique

Un dessaleur électrostatique est typiquement équipé avec les parties internes suivantes :

- ✓ Un diffuseur d'entrée
- ✓ Un distributeur
- ✓ Des électrodes
- ✓ Un casseur de vortex.

- ✓ Des collecteurs multi-orifices
- ✓ Un détecteur de niveau d'interface émulsion/eau
- ✓ Des isolants

III.5.3 Mécanisme du dessalage électrostatique

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

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives:

- ✓ La diffusion des sels du brut dans l'eau de lavage.
- ✓ La coalescence des gouttelettes d'eau par électro coalescence.
- ✓ La décantation par gravité [7].

III.5.3.1 La diffusion des sels du brut dans l'eau de lavage

La diffusion des sels est réalisée par addition d'eau de lavage avant l'entrée du dessaleur qui permet la dissolution des cristaux des sels contenus dans le pétrole brut. Pour améliorer la diffusion des cristaux des sels dans l'eau de lavage; l'injection d'eau de lavage est divisée en deux parties, l'un s'effectue au niveau de la vanne de mélange et l'autre est assuré au refoulement de la pompe de la charge [7].

III.5.3.2 Coalescence des gouttelettes d'eau

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

- ✓ L'agent dés-émulsifiant.
- ✓ Le champ électrostatique.

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

La coalescence est provoquée par deux phénomènes sont:

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

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

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

Avec :

r : rayon de la gouttelette.

d : distance entre les centres des gouttelettes.

E : gradient de tension.

K : constante.

Noter que r et r/d sont des variables indépendantes [7].

Pour augmenter la coalescence, il faut que:

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

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

$$vc = K \frac{X^{4/3}}{\mu} \quad (\text{III.2})$$

vc: vitesse de coalescence (m/s).

X : taux de l'eau de lavage (%).

μ : viscosité dynamique du pétrole brut (Pa.s) [13].

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

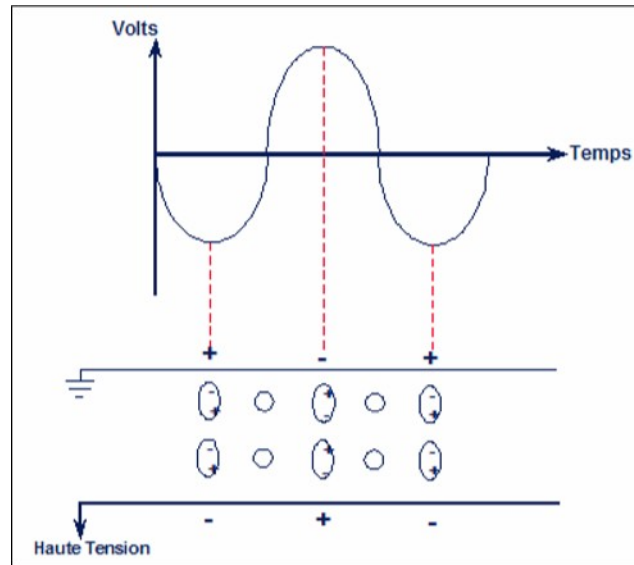


Figure III.9: Action d'un champ alternatif [11].

III.5.3.3 La décantation

Sous l'effet d'un champ électrique, les gouttelettes d'eau se rassemblent et donnent des grosses gouttes d'eau, qui sous l'action de la densité de l'eau supérieure à la densité du brut décantent facilement au fond du dessaleur et évacuer comme eau de la purge.

D'où la vitesse de décantation est donnée par la formule de Stokes :

$$v_d = \frac{2}{9} \left[\frac{r^2(\rho_1 - \rho_2)g}{\mu_2} \right] \quad \text{(III.3)}$$

Avec :

v_d : vitesse de décantation (m/s).

r : rayon de la goutte d'eau (m).

ρ_1 : la masse volumique de l'eau (Kg/m³).

ρ_2 : la masse volumique du brut (Kg/m³).

μ_2 : viscosité dynamique du brut (Pa.s).

g : accélération de la pesanteur ($g=9.81 \text{ m/s}^2$).

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

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

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

Le schéma suivant est résumé l'opération de dessalage du pétrole brut, il contient quatre étapes successives: émulsion, floculation, coalescence et décantation [7].

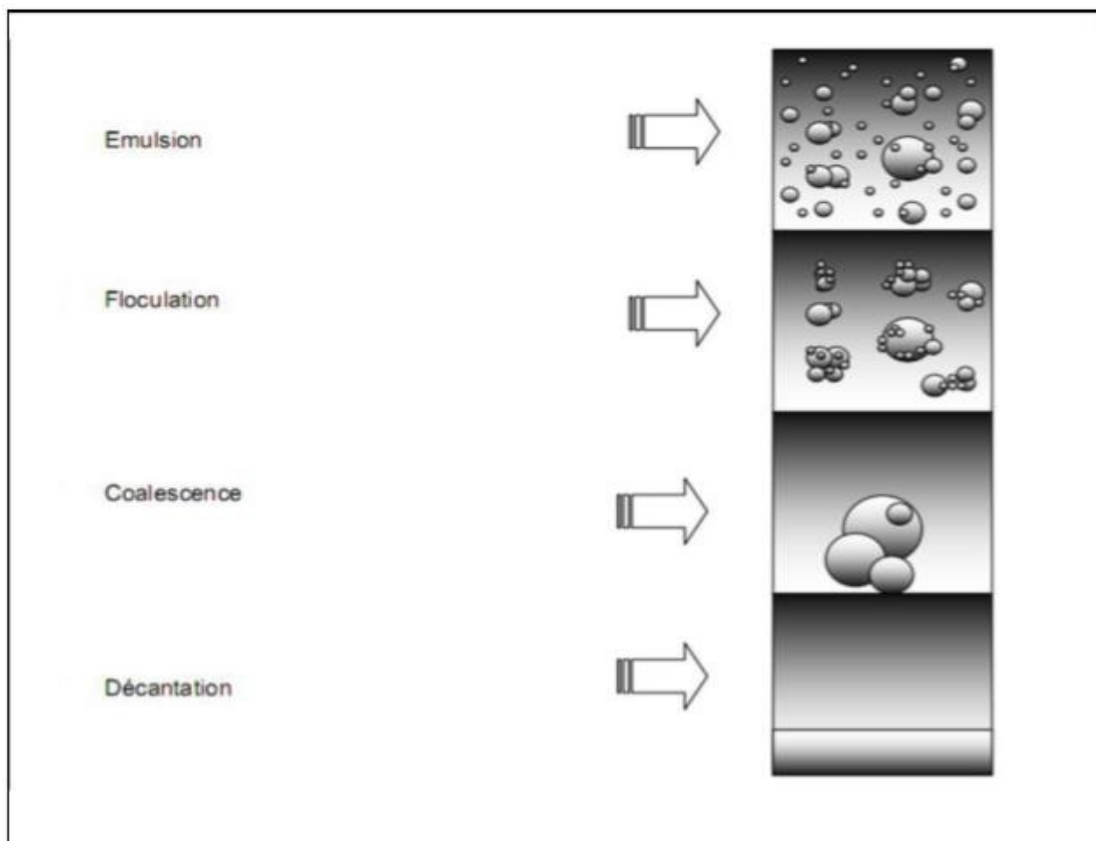


Figure III.10: Principe du dessalage.

III.5.4 Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique

Le brut préchauffé contenant le produit chimique casseur d'émulsion est mélangé avec l'eau préchauffée. L'eau est injectée dans le brut à environ 3 % à 5 % par volume de brut arrivant. Le mélange de brut et l'eau passe par la vanne de mélange pour former une émulsion. L'ouverture de la vanne de mélange est contrôlée par un régulateur de pression différentielle (ΔP) à travers la vanne de mélange. L'émulsion entre alors dans le dessaleur par une admission permettant la dispersion. Cette admission contient des aubes directrices qui permettent de créer un écoulement laminaire. Ce flux laminaire de l'émulsion est envoyé dans un distributeur à l'intérieur du dessaleur [14].

Le distributeur est situé, dans l'eau, juste au-dessus du fond du dessaleur. L'émulsion quitte le distributeur par des trous placés tout le long. L'émulsion, se déplaçant lentement, forme souvent des doigts d'émulsion se déplaçant vers le haut du dessaleur.

Ces doigts d'émulsion traversent de bas en haut l'eau sans toucher les gouttelettes d'eau. Le haut de ces doigts d'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 ceux sont deux sorties jumelles situées sur le sommet du séparateur. La sortie huile est connectée à un collecteur multi orifices localisé à l'intérieur du dessaleur. L'eau quitte le dessaleur par des sorties jumelles au fond du dessaleur. Les 2 sorties eau sont connectées à un collecteur multi orifices localisé à l'intérieur du dessaleur.

III.5.5 Paramètres de fonctionnement d'un dessaleur électrostatique

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

III.5.5.1 Niveau d'interface eau-brut

Le niveau d'eau décantée forme avec l'électrode inférieure un champ primaire d'environ 200 V/cm et le potentiel entre l'interface eau-brut égal 0. Toute variation significative du niveau d'eau modifie le champ primaire et perturbe la coalescence. Il est nécessaire à maintenir ce niveau constant [7].

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

$$E_1 = E_0 / h \quad (\text{III.4})$$

Avec:

$E1$: champ primaire (V).

$E0$: tension entre les deux électrodes (V/cm).

h : la distance entre l'interface et l'électrode inférieure.

Si le niveau d'eau est très élevé, le champ électrique augmente, le temps de décantation diminue ; alors on observe un entraînement de l'eau dans le brut dessalé. Si le niveau d'eau est très bas, le brut n'aura pas le temps de lavage suffisant et le rendement de dessalage diminue avec l'entraînement du pétrole brut dans l'eau de purge [12].

III.5.5.2 Température de dessalage

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

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

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

ρ_1 : la masse volumique de l'eau.

ρ_2 : la masse volumique du brut.

μ_2 : la viscosité du brut.

Les graphes suivants montrent que la relation entre la variation de température en fonction de la viscosité, la densité et le facteur de décantation. D'après les courbes on observe l'augmentation de la température diminue la viscosité, ainsi que l'élévation de la température provoque la chute de densité du brut et l'augmentation de la température augmente la décantation, mais est limité par la conductivité électrolytiques du brut qui est favorable par l'élévation de la température et qui peut la diminution de l'efficacité du dessalage du brut [13].

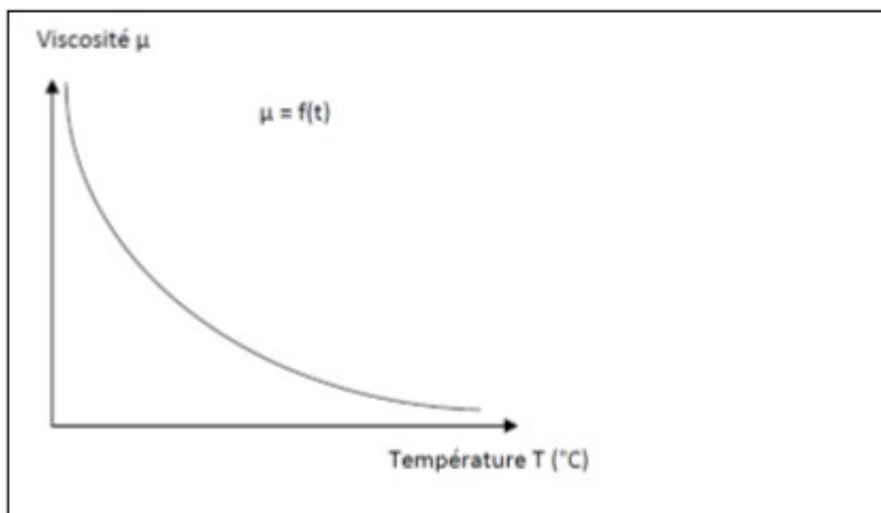


Figure III.11: Variation de la viscosité en fonction de la température.

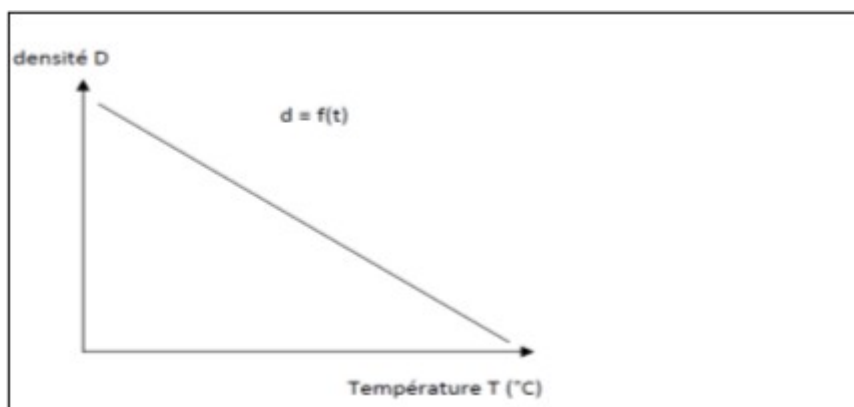


Figure III.12: Variation de la densité en fonction de la température.

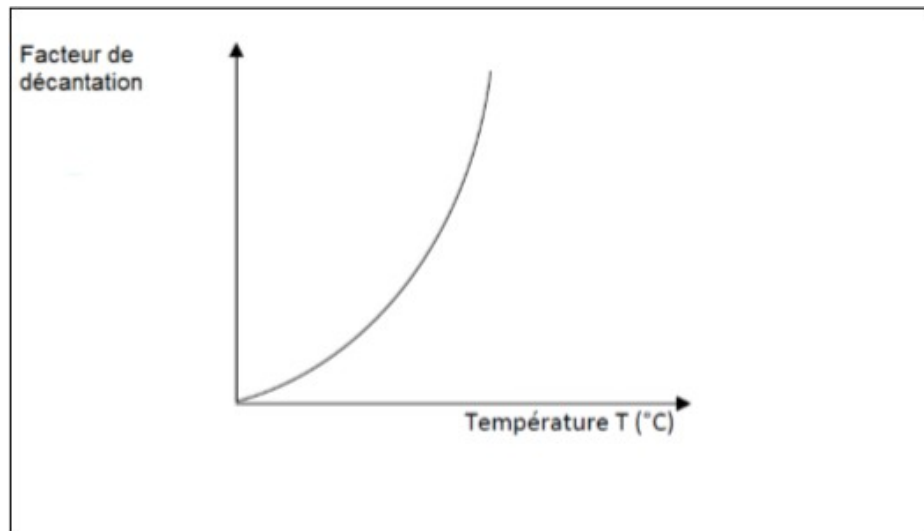


Figure III.13: Variation du facteur de décantation en fonction de la température.

III.5.5.3 Taux de l'eau de lavage

Le taux d'eau de lavage est variable en fonction de la nature du pétrole brut (léger, moyen et lourd) et de la température de dessalage. L'objectif d'injection d'eau de lavage est à dissoudre les sels contenus dans le brut et former une émulsion avant le dessaleur, la force de coalescence électrique est fonction du taux d'eau de lavage; c'est-à-dire l'augmentation du taux d'eau de lavage augmente la vitesse de coalescence entre les gouttelettes d'eau [7].

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

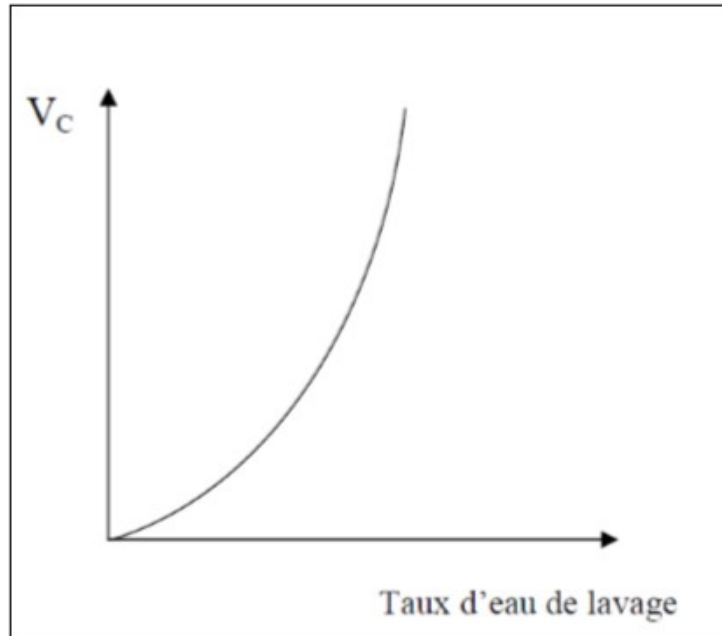


Figure III.14 : Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage.

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

- ✓ Le déclenchement du dessaleur par l'augmentation du niveau d'eau.
- ✓ L'entraînement d'eau avec le brut dessalé.
- ✓ Moussage qui gêne le procédé du dessalage [12].

III.5.5.4 Point d'injection de l'eau de lavage

Une pratique courante consiste à injecter l'eau de lavage pour partie au refoulement de la pompe de charge, et d'autre partie à la vanne de mélange. Si l'eau de lavage est peu agressive, l'injection sera tout ou partie de cette eau au refoulement de la pompe de la charge [7].

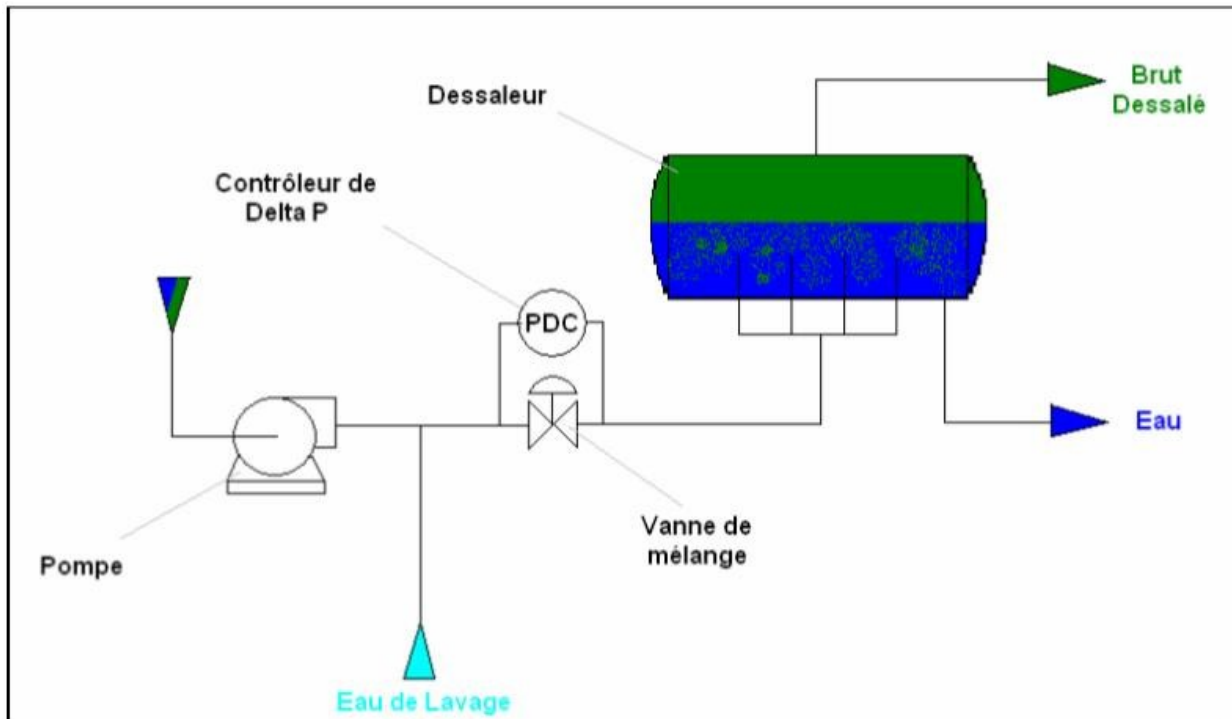


Figure III.15 : Schéma de principe du dessalage.

III.5.5.5 Nature de l'eau de lavage

L'eau douce est fortement oxygénée, peut être utilisée en appoint dans le pétrole brut. Il est nécessaire de mélanger l'eau douce avec l'eau de procédé de traitement. Ceci permet d'éliminer l'oxygène par réaction avec les sulfures présents dans les eaux des procédés de traitement [7].

III.5.5.6 Pression de service et la perte de charge dans la vanne de mélange

La pression du dessaleur n'a pas aucune influence sur la salinité du pétrole brut, mais elle peut influencer sur le fonctionnement du dessaleur. La pression dans le dessaleur est constante, car l'augmentation de la pression provoque la vaporisation du brut et résulte la perte d'efficacité de dessalage. En cas de chute de pression, les vapeurs d'hydrocarbures seront saturés en eau donc plus conductrice que le brut, cela la puissance électrique augmente et convertie en chaleur qui chauffera le brut, et la vaporisation provoquera le déclenchement des électrodes [12].

Une importance augmentation de la pression différentielle risque de former des émulsions stables difficiles à résoudre. Mais le meilleur lavage du pétrole brut; c'est-à-dire la dispersion de l'eau est plus fine provoque de perte de charge à la vanne mélangeuse élevée.

Il faut donc trouver un compromis entre :

- ✓ La perte de charge.

- ✓ La température.
- ✓ Le taux d'eau de lavage [7].

III.5.5.7 Nature et taux de dés-émulsifiant

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

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

La formule générale d'un dés-émulsifiant contient deux ou trois bases, dont les plus courantes sont des copolymères séquencés (oxyde d'éthylène-oxyde de propylène), parfois condensés avec des résines phénol-formol, des diacides organiques ou des groupements (éthylène diamine).

Les points d'injection de l'agent dés-émulsifiant, sont situés soit dans le brut en amont dans la pompe de la charge, soit dans l'eau de lavage et soit dans les deux simultanément [7].

III.5.5.8 Champ électrique

La coalescence est provoquée par un champ électrique; c'est-à-dire l'apparition de la force d'attraction entre les gouttelettes d'eau et se transforme en dipôle induit.

Chaque gouttelette d'eau à son entrée dans le champ électrique alternatif se met à vibrer à la fréquence de 50 Hz, ceci provoque des mouvements continue ainsi se déforment, de rendre et leur forme devient elliptique, et la collision qui forme des grosses gouttes d'eau par la fusion, qui favorisent la migration des gouttes d'eau entre les électrodes puis la décantation au fond du dessaleur [11].

III.5.5.9 Temps de séjour

La détermination du temps de séjour du pétrole brut dans le dessaleur représente une grande importance dans le procédé de traitement, par ce que le temps du séjour influe sur la vitesse de coalescence et surtout sur la décantation des gouttelettes d'eau. Il est donné par la formule ci- dessous:

$$T_s = V / Q \quad (\text{III.6})$$

Avec:

T_s : temps du séjour (s).

V : volume du dessaleur (m³).

Q : débit volumique du brut à dessaler (brut + l'eau de lavage), (m³/s) [12].

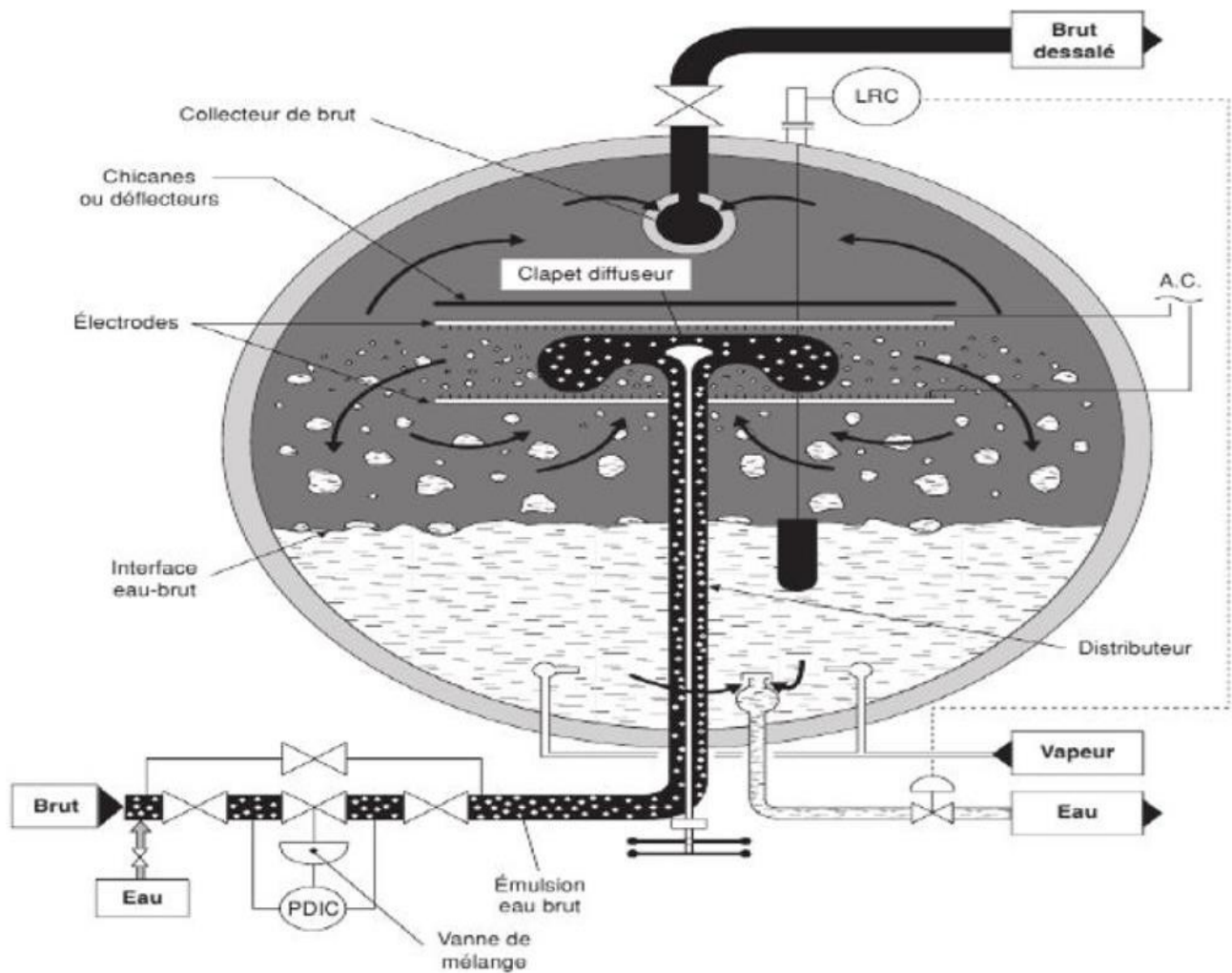


Figure III.16: Schéma de principe d'un dessaleur électrostatique.

III.5.6 Avantages et inconvénients de dessaleur électrostatique [12]

- Les avantages :
 - ✓ Très bonne efficacité.
 - ✓ Compacité, temps de séjour autour 8 minutes.
 - ✓ Marche dégradée possible.
 - ✓ Indicateurs de dysfonctionnement en temps réel.
 - ✓ Réglage possible et facile.
 - ✓ Limitent la consommation des produits chimiques.
- Les inconvénients :
 - ✓ Teneur en eau est limitée à l'entrée (15 à 20 % maximum).
 - ✓ Nécessité deux étages si BSW élevé (déshydratation et dessalage).
 - ✓ La phase gaz interdite.
 - ✓ Coût élevé et la consommation d'énergie électrique.

Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons constaté que le dessalage est une opération indispensable dans le processus de raffinage et les paramètres qui influent sur cette dernière sont : la température, pression, perte en charge, taux d'injection et la qualité d'eau, et le niveau d'interface.

Le dessalage s'effectue avec un dessaleur électrostatique qui a comme avantages ; la facilité et la possibilité de réglage, la consommation de produits chimiques limités, une bonne efficacité. Les inconvénients du dessaleur sont : une grande consommation électrique, limitation de la quantité d'eau d'entrée ...etc.

Chapitre IV

Vérification et calcul du dessaleur

Introduction :

Vérification et calcul de l'unité de dessalage du pétrole brut. Dans cette partie on va effectuer les calculs suivants :

- ❖ **IV.1** Comparaisons des paramètres du design et de l'optimum.
- ❖ **IV.2** Détermination de la teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur.
- ❖ **IV.3** Bilan matière.
- ❖ **IV.4** Calcul des caractéristiques électriques du dessaleur.
- ❖ **IV.5** Calcul du distributeur.
- ❖ **IV.6** Calcul de la vitesse de décantation.
- ❖ **IV.7** Calcul du temps de décantation.
- ❖ **IV.8** Calcul du temps de séjour.
- ❖ **IV.9** Redimensionnement du dessaleur.
- ❖ **IV.10** Optimisation l'efficacité de dessaleur.

IV.1 0Comparaisons des paramètres du design et de l'optimum

Tableau IV.1: Comparaisons des paramètres du design et de l'optimum.

Grandeurs	Design	Actuel
1- Pétrole brut :		
▪ Densité à 100 °C	0.735	0.735
▪ Teneur en sels d'entrée (mg/l)	40.00	6.80
▪ Teneur en sels de sortie (mg/l)	<3.0	2.30
▪ Débit d'alimentation (m³/h)	1609 (max)	1254
2-Eau process :		
▪ Taux d'eau de lavage (%vol)	5	5.26
▪ Quantité de désémulsifiant (l/h)	varier selon le choix final	0.5
3-Dessaleur :		
▪ Pression de service (bar)	12.1	7.4
▪ Température de service (°c)	103	77.4
▪ Efficacité (%)	100	à déterminer

IV.2 Détermination de la teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur

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

$$Sps (Y+X) = Spe * Y \quad (IV.1)$$

Où :

- ❖ Spe : teneur en sel du brut a dessalé (g/m³)
- ❖ Sps : teneur en sel du brut dessalé (g/m³)
- ❖ Y : teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur (%).
- ❖ X : quantité d'eau injectée par rapport au brut mesurée en (% vol).

Avec :

$$S_{pe}=6.80 \text{ mg/l}$$

$$S_{ps}=2.3 \text{ mg/l}$$

$$X=5.26 \%$$

$$1\text{g/m}^3 = 1 \text{ mg/l}$$

Donc :

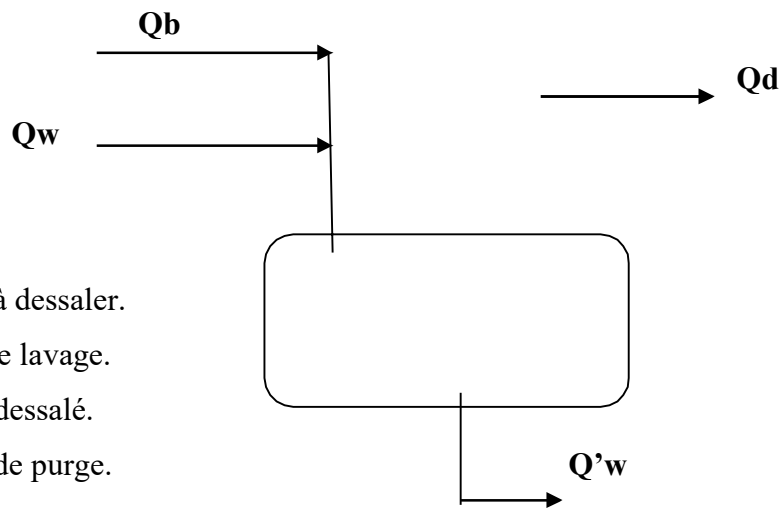
$$Y = \frac{S_{ps} \cdot X}{S_{pe} - S_{ps}} = \frac{2.3 \times 5.26}{6.8 - 2.3} = 2.6884$$

$$Y = 2.6884 \%$$

Donc. : Quantité d'eau dans le brut à dessaler = $2.6884 \cdot 1254 =$

$$33.7125 \text{ m}^3/\text{h}$$

IV.3 Bilan matière



- ❖ Q_b : quantité de brut à dessaler.
- ❖ Q_w : quantité d'eau de lavage.
- ❖ Q_d : quantité de brut dessalé.
- ❖ Q'w : quantité d'eau de purge.
- ❖ Q_{wext} : quantité d'eau dans le brut dessalé.

Avec $Q_t = Q_b + Q_w$.

Donc le bilan de matière :

$$Q_b + Q_w = Q_d + Q'w \quad (\text{IV.2})$$

IV.3.1 Calcul de la quantité d'eau de lavage

On a :

$$Q_w = X \cdot Q_b \quad (\text{IV.3})$$

Avec :

- ✓ X : quantité d'eau injectée par rapport au brut mesurée (d'alimentation) en (% vol).

$$Q_w = 0.0526 \cdot 1254$$

$$Q_w = 65.9604 \text{ m}^3/\text{h}$$

IV.3.2 Calcul de la quantité de brut dessalé

D’après le bilan de matière : $Q_d = Q_b + Q_w - Q'_w \dots\dots\dots(1)$

D’après le bilan de matière partielle par rapport à l’eau, on obtient :

$$Q_w = z Q_d - y Q_b + Q'_w \dots\dots\dots(2)$$

Avec :

✓ z : teneur en eau du brut à la sortie du dessaleur (%), qui = 0.1 %

On remplace (2) dans (1) :

$$Q_d = \frac{Q_b (1-y)}{(1-z)}$$

A.N :

$$Q_d = \frac{1254 \times (1 - 0.026884)}{(1 - 0.001)} = 1221.5589$$

$Q_d = 1221.5589 \text{ m}^3/\text{h}$

IV.3.3 Calcul de l’eau de purge

On a :

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

$$Q'_w = 1254 + 65.9604 - 1221.5589$$

$Q'_w = 98.4015 \text{ m}^3/\text{h}$

IV.4 Calcul des caractéristiques électriques du dessaleur

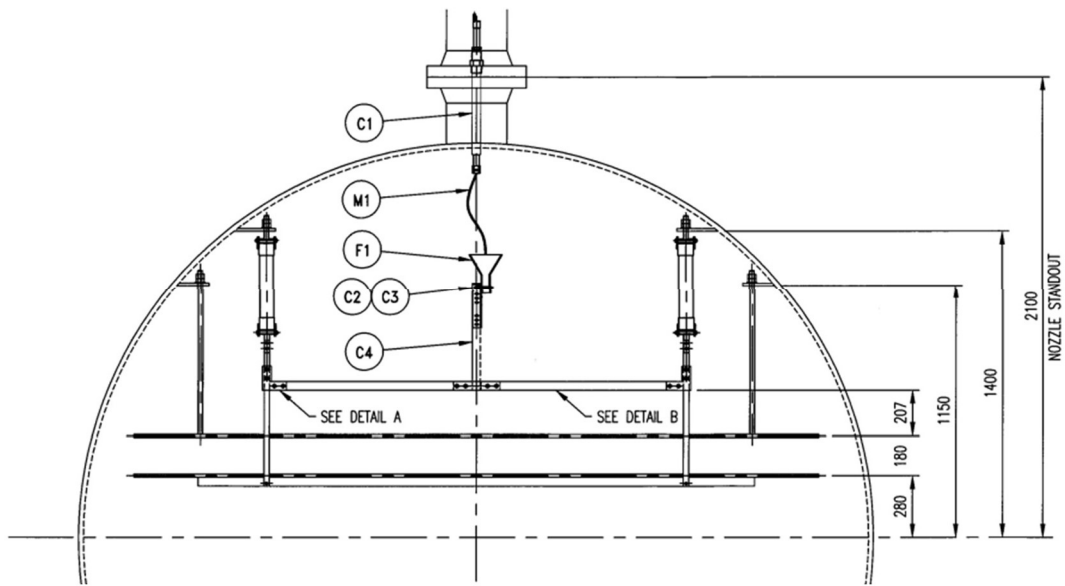


Figure IV.1 : Mesurage des électrodes de dessaleur.

IV.4.1 Calcul du champ électrique entre deux électrodes

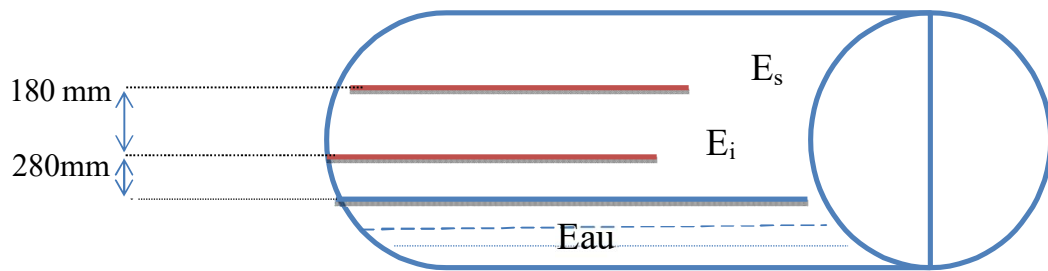


Figure IV.2: Représentation de la distance entre les électrodes et la phase eau.

Avec :

- ✓ Es : électrodes supérieures.
- ✓ Ei : électrode inferieur.

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

$$E_{CH} = \frac{U}{L} \quad (IV.3)$$

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

Donc :

$$E_{CH} = \frac{19200}{18} = 1066.66$$

$$E_{CH} = 1066.66 \text{ (volts/cm)}$$

IV.4.2 Calcul du champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure

$$E_1 = \frac{U}{L_1} \quad (\text{IV.4})$$

Où :

- ❖ E_1 : champ électrique entre le niveau haut d'eau (interface) et l'électrode inférieure.
- ❖ U : tension du courant (U = 19200 volts).
- ❖ L_1 : distance entre l'électrode inférieure et niveau haut d'eau ($L_1 = 28$ cm).

Donc : $E_1 = \frac{19200}{28} = 685.7142$

$$E_1 = 685.7142 \text{ (volts/cm)}$$

IV.4.3 Calcul du champ critique

On calcul par la relation suivante :

$$E_C = A \sqrt{\frac{2\delta}{S d_g}} \quad (\text{IV.5})$$

- ✓ δ : Tension superficielle entre l'eau et le pétrole en (g/cm^2) qui est égale à : 15 g/cm^2
- ✓ ϵ : Coefficient diélectrique qui est égale à : 16
- ✓ d_g : diamètre de la gouttelette d'eau en cm.
- ✓ A : coefficient de proportionnalité.

● **Détermination du coefficient de proportionnalité**

D’après le tableau IV.2, on trace la courbe $A = f(y+x)$ (Figure IV.3) et on tire la valeur du coefficient de proportionnalité (A). On a : $(X+Y)\% = 7.9484 \%$.

Tableau IV.2: Coefficient de proportionnalité (A) en fonction du teneur en eau avec teneur en eau plus taux de lavage (Y+X).

Y+X %	01	05	10	20
A'	376	382	391	403

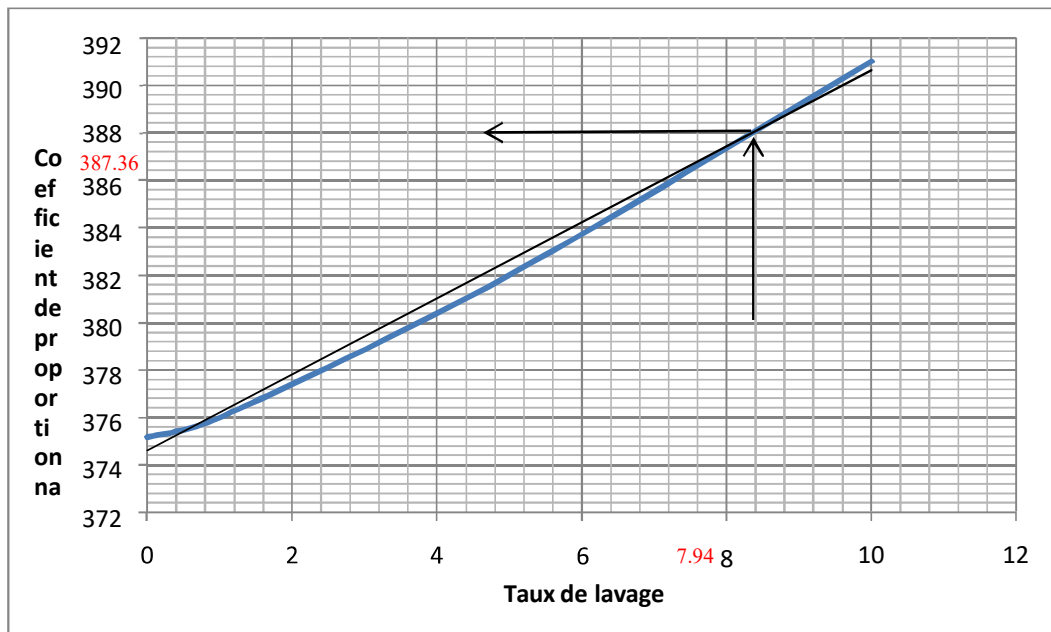


Figure IV.3: Variation du coefficient de proportionnalité (A') en fonction du taux de

lavage. Donc à partir de la Figure IV.3 on a trouvé :

A= 387.36

● **Détermination du diamètre de gouttelette d’eau**

D’après le Tableau IV.3, on trace la figure V-4 pour déterminer le diamètre de la gouttelette d'eau. Avec $(X+Y)\% = 7.9484 \%$.

Tableau IV.3: Détermination du diamètre de gouttelette d'eau.

Teneur en eau + taux de lavage	1	5	10	15	20
Diamètre de la gouttelette (10 ⁻⁵ m)	5	10	22	27	35

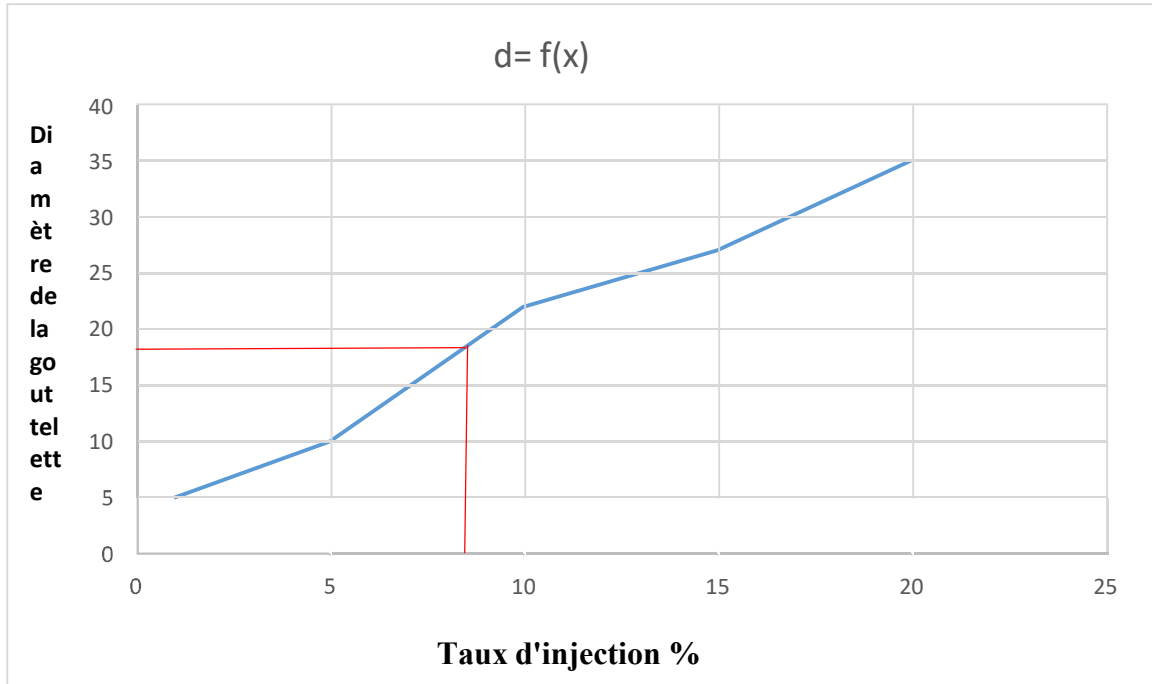


Figure IV.4 : Variation de la gouttelette d'eau en fonction de la teneur en eau et du taux de lavage.

D'après le Figure IV.4 on a trouvé le diamètre de la gouttelette d'eau en fonction de teneur en eau plus taux de lavage (X+Y) est de :

$$d_g = 18.1 \times 10^{-3} \text{ cm}$$

Donc le champ critique est :

$$E_c = 387.36 \sqrt{\frac{2 \times 15}{16 \times 18.1 \times 10^{-3}}} = 3942.5401$$

$$E_c = 3942.5401 \text{ (volts/cm)}$$

• Interprétation

Après le calcul des champs électriques, on remarque que le champ électrique entre les électrodes et le champ électrique entre le niveau de l'interface (eau-brut) et les électrodes sont inférieurs au champ critique E_c : $E_1 < E_{ch} < E_c$.

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

IV.5 Calcul du distributeur

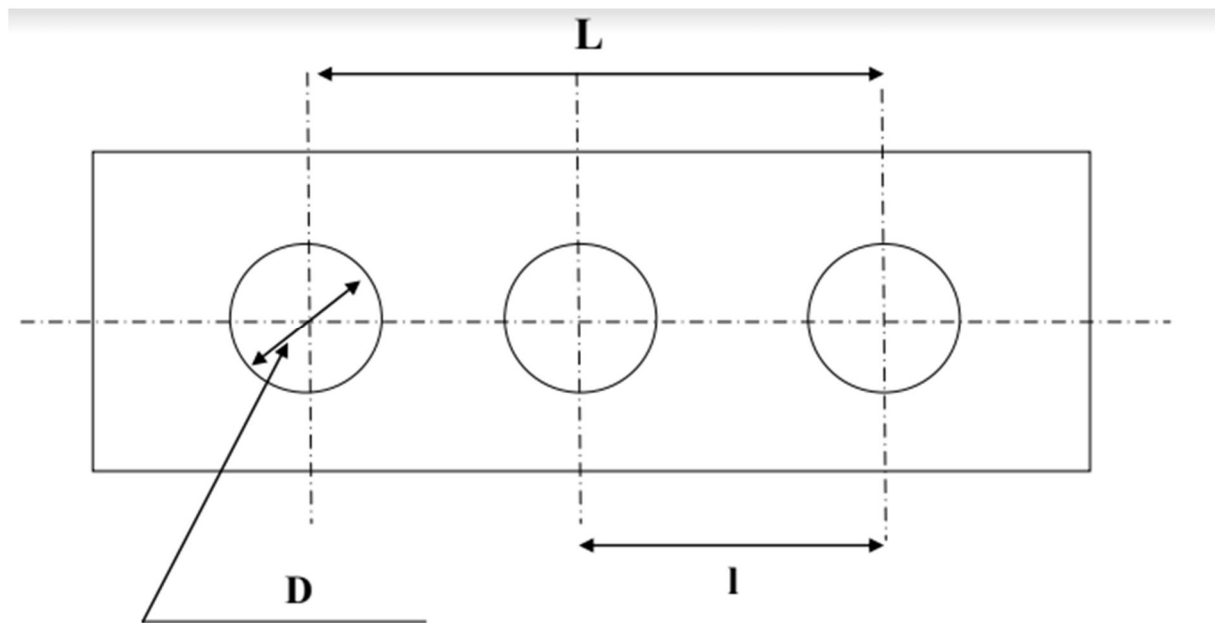


Figure IV.5: Représentation du distributeur.

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.5.1 Calcul du nombre de rampe de distribution

Le nombre de rampe de distributeur est donné par la formule suivante :

$$n = (L / l) + 1 \quad (\text{IV.6})$$

Où :

- ❖ L : la distance séparant les deux trous extrêmes. (L=9600mm).
- ❖ l : la distance séparant les deux rampes (l=3000mm).
- ❖ (+1): correspond aux deux moitiés des trous à l'extrémité.

Donc : $n = (9600/3000)+1 = 4.2$

$n = 4$ rampes

IV.5.2 Calcul de la vitesse d'écoulement

La vitesse d'écoulement de brut dans le distributeur est donnée comme suit :

$$W = \frac{Q_b}{3600 * 2n * f} \quad (IV-7)$$

Où :

- ❖ W : vitesse d'écoulement (m/s).
- ❖ Q_b : débit de la charge (m^3/h).
- ❖ N : nombre de rampes.
- ❖ f : surface de passage d'un trou (m^2).

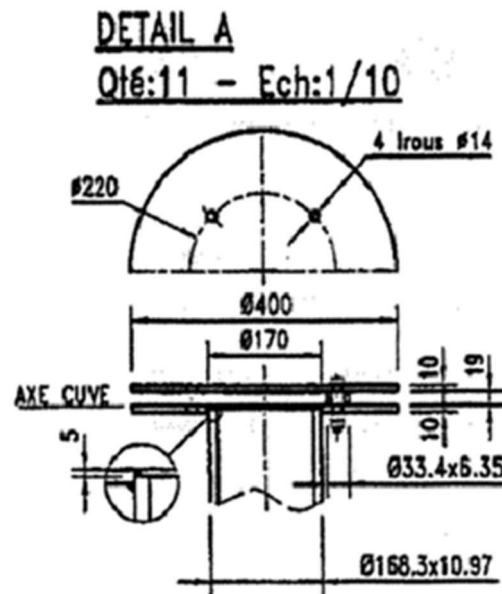


Figure IV.6 : Schéma représentatif des dimensions des trous de distributeur.

D'après le schéma, la surface de passage d'un trou (f) se calcule comme suit :

$$f = \frac{\pi d^2}{4} \quad (IV.8)$$

Où :

- ✓ d : diamètre intérieur (m).

Donc :

$$f = \frac{3.14 * 0.170^2}{4} = 0.0226$$

$f = 0.0226 \text{ m}^2$

Donc :

$$W = \frac{1254}{3600 \times 2 \times 4 \times 0.02268} = 1.9198$$

$$W = 1.9198 \text{ (m/s)}$$

IV.6 Calcul de la vitesse de décantation

D'après la Formule de STOKES. :

$$V_d = \left[\frac{4}{3} \times \frac{(d_d - d_c)}{d_c} \times \frac{d_g \times g}{\Phi} \right]^{1/2}$$

Où :

V_d : vitesse de décantation (m/s).

- ❖ d_d : densité de la phase dispersée.
- ❖ d_c : densité de la phase continue.
- ❖ d_g : diamètre des gouttelettes d'eau.
- ❖ g : accélération de la pesanteur.
- ❖ Φ : coefficient de frottement qui dépend du régime d'écoulement.

IV.6.1 Détermination du coefficient de frottement

On détermine le coefficient de frottement (Φ), en fonction du nombre de Reynolds.

$$Re = \frac{V_d \cdot d_g}{\nu_c} \quad (IV-10)$$

Où :

Re : nombre de Reynolds.

ν_c : viscosité cinématique de la phase continue.

On suppose que le régime d'écoulement dans le dessaleur soit laminaire, on détermine le coefficient de résistance $\Phi = f(Re)$ ensuite, on vérifie si le régime supposé est correct.

Tableau IV.4 : Régime d'écoulement et le Coefficient de frottement.

Régime d'écoulement	Re	Φ
Laminaire	$Re \leq 1$	$24/Re$
Transitoire	$1 < Re < 500$	$18.5/Re^{0.6}$
Turbulent	$Re \geq 500$	44

Puisqu'on a supposé que le régime d'écoulement est laminaire donc $\Phi = 24/Re$ La relation de STOKES (IV.10) devient :

$$Vd = \left[\frac{1}{18} g \frac{(d_d - d_c) dg^2}{d_c \nu_c} \right]$$

IV.6.2 Détermination des densités

On utilise l'abaque (voir l'annexe) Pour déterminer la densité de la phase continue (brut) à la température du dessalage.

La densité trouvée au laboratoire à $d_{b15^\circ C} = 0,80311 \text{ g/cm}^3$.

La densité à $T = 100^\circ C$ après l'utilisation de l'abaque est égale à $d_{b100^\circ C} = 0.735 \text{ g/cm}^3$.

Ainsi qu'à la même température $100^\circ C$, la densité de l'eau ($d_{e100^\circ C}$) est : $d_{e100^\circ C} = 0.95840 \text{ g/cm}^3$

IV.6.3 Détermination de la viscosité

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

- ✓ La viscosité trouvée au laboratoire à $10^\circ C$ est de : $\nu_{c10^\circ C} = 5.81 \text{ cst}$.
- ✓ La viscosité trouvée au laboratoire à $20^\circ C$ est de : $\nu_{c20^\circ C} = 3.97 \text{ cst}$.

D'après la formule de GROSS [11] :

$$\text{Log} \left(\frac{\nu_{CT1}}{\nu_{CT2}} \right) = R \cdot \log \left(\frac{T_2}{T_1} \right) \quad (\text{IV.11})$$

On détermine d'abord le coefficient de résistance (R) :

$$R = \frac{\log\left(\frac{V_{CT1}}{V_{CT2}}\right)}{\log\left(\frac{T_1}{T_2}\right)} = \frac{\log\left(\frac{5.81}{3.97}\right)}{\log\left(\frac{20}{10}\right)} = 0.5493 \quad \boxed{R = 0.5493}$$

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

$$\begin{aligned} \text{Log}(V_{CT2}) &= \text{Log}(V_{CT1}) - R * \text{Log}\left(\frac{T_2}{T_1}\right) \\ \text{Log}(V_{CT2}) &= \text{Log}(5.81) - 0.5493 * \text{Log}\left(\frac{100}{10}\right) \end{aligned}$$

$$\text{Log}(V_{CT2}) = 0.2148$$

Donc : $\boxed{V_{CT2} = 1.6398 \text{ cSt}}$

Tableau IV.5 : Résume les résultats.

Température (C) °	d_b (kg/m ³)	d_e (kg/m ³)	Vc (cst)
100	735	958.40	1.6398

Donc La vitesse de décantation d'après l'équation est :

On a :

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

Donc :

$$V_d = \left[\frac{1}{18} 9.81 \left(\frac{958.40 - 735}{735} \right) \left(\frac{(18.1 * 10^{-5})^2}{1.6398 * 10^{-6}} \right) \right] = 3.3094 * 10^{-3}$$

$$\boxed{V_d = 3.3094 * 10^{-3} \text{ m/s}}$$

• Vérification du régime

$$Re = \frac{v_d * d_g}{\nu_c} = (3.3094 \times 10^{-3} \times 18.1 \times 10^{-5}) / (1.6398 \times 10^{-6}) = 0.3652 \quad \boxed{Re = 0.36529} < 1$$

$Re < 1 \longrightarrow$ régime laminaire

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

IV.7 Calcule du temps de décantation

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

$$t_d = L_1 / V_d \quad (\text{IV.12})$$

Tel que :

- ❖ t_d : temps de décantation en seconde.
- ❖ L_1 : distance entre l'électrode inférieure et l'interface (0.17m)

A.N : $t_d = 0.28 / 3.3094 \times 10^{-3} = 84.6074$

$$\boxed{t_d = 84.6074s}$$

IV.8 Calcule du temps de séjour

Le temps de séjour du brut dans le dessaleur est donné par la relation suivante [6]:

$$t_s = V/Q \quad (\text{IV.13})$$

Où :

- ✓ t_s : temps de séjour.
- ✓ V : volume de la capacité en m^3 .
- ✓ Q : débit volumique de la charge.

IV.8.1 Calcule volume de la capacité

$$V_t = V_1 + V_2 \quad (\text{IV.14})$$

Où :

- ❖ V_t = Volume total du ballon.
- ❖ V_1 = Volume de la partie cylindrique du dessaleur.
- ❖ V_2 = Volume des deux hémisphères.

Donc :

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

avec $d = 3586$ mm et $L = 35000$ mm

$$V_t = 3.14 \frac{3.586^2}{4} 35 + \frac{4}{3} 3.14 \frac{3.586^3}{8}$$

$$V_t = 377.4447 \text{ m}^3$$

IV.8.2 Calcul de la charge totale

$$Q = Q_b + Q_w \quad (\text{IV.15})$$

Où :

- ✓ Q_b = débit volumique du pétrole brut.
- ✓ Q_w = débit volumique de l'eau de lavage.

On :

$$Q_b = 1254 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_w = 65.9604 \text{ m}^3/\text{h}$$

Donc :

$$Q = 1319.9604 \text{ m}^3/\text{h}$$

Alors : $t_s = 377.4447 / 1319.9604 = 0.2859$

$$t_s = 0.2859 \text{ h}$$

$$t_s = 17.157 \text{ min}$$

• Interprétation des résultats

Le temps de décantation est largement inférieur par rapport au temps de séjour, ce qui permet une bonne séparation. Cela permet d'éviter les risques d'entraînement de l'eau avec le brut.

IV.9 Redimensionnement du dessaleur

IV.9.1 Calcul du diamètre du dessaleur

- Le calcul du diamètre du dessaleur est en fonction d' A_f .

A_f : Facteur relatif à la phase légère (Pétrole), A_f est déterminé par la relation :

$$A_f = \frac{Q_d}{0.8 \pi \cdot r \cdot V_d} \quad (\text{IV.15})$$

Où :

- ❖ Q_d : débit de brut dessalé (m^3/s).
- ❖ r : Rapport de la longueur sur le diamètre du dessaleur, ($r = 4$ « norme AFNOR »).

$$Q_d = 1221.89 \text{ m}^3/\text{h} = 0.3393 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$V_d = 3.3094 \times 10^{-3} \text{ m/s}$$

A.N :
$$A_f = \frac{0.3393}{0.8 \cdot 3.14 \cdot 4 \cdot 3.3094 \cdot 10^{-3}} = 10.20$$

$$A_f = 10.20$$

- Le Diamètre du dessaleur est donné par la formule suivante :

$$D = Y1 \sqrt{2 \cdot \pi \cdot A} \quad (\text{IV.16}) \quad \text{avec :}$$

$$Y1 = \frac{\sin(\frac{\alpha}{2})}{\sqrt{2a - \sin^2(\frac{\alpha}{2})}} \quad (.17)$$

Où :

- ❖ Y_1 : facture relatif au diamètre du dessaleur.
- ❖ α : en Rad

- L'angle α est fonction de la constante K :

Avec :
$$K = \frac{0.7}{\sqrt{2 \pi A_f}} \quad (\text{IV.18})$$

A.N :
$$K = \frac{0.7}{\sqrt{2 \cdot 3.14 \cdot 10.20}} = 0.0874$$

$$K = 0.0874$$

D'après la courbe, on trouve la valeur de α .

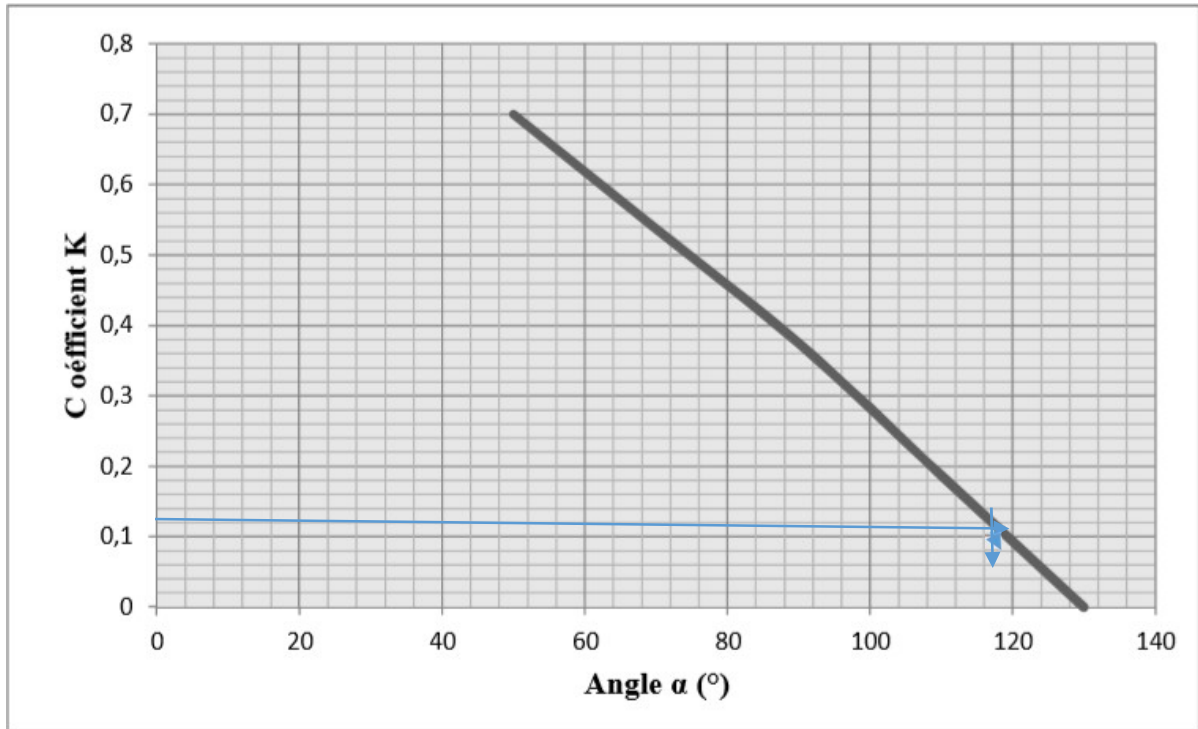


Figure IV.7: Variation du coefficient K en fonction de l'angle $\alpha(^{\circ})$.

On a :

$$\alpha = 122 \text{ qui correspond à } 2.0944 \text{ Rad.}$$

$$\sin(\alpha/2) = 0.8746$$

$$\sin(2\alpha) = -0.8987$$

Donc :

$$Y_1 = \frac{0.8746}{\sqrt{2 \cdot 2.0944 + 0.8987}} = 0.3876$$

$$Y_1 = 0.3876$$

Et

$$D = 0.3876 \sqrt{2 \cdot 3.14 \cdot 10.20} = 3.1021$$

$$D = 3.102 \text{ m}$$

IV.9.2 Calcul de la longueur du dessaleur

On suppose que : $L/D = 10$ (IV.19)

Donc :

$$L = 10D$$

$$L = 10 \cdot 3.102 = 31.0215$$

$$L = 31.0215 \text{ m}$$

Tableau IV.6: Récapitulatif.

	Diamètre (m)	Longueur (m)
Design	3.586	35.00
Vérifier	3.1021	31.0215

On conclusion :

D'après les calculs, on constate que le diamètre et la longueur calculé du dessaleur sont inférieur à celle de désigne, donc répondre à leur exigence d'utilisation.

IV.9.3 Calcul de l'efficacité de dessaleur

Efficacité du dessaleur exprimé par les formules suivantes :

$$E = \frac{S_e - S_s}{S_e} \times 100 \quad (\text{IV.20})$$

Où :

- ✓ E : Efficacité de dessaleur en %.
- ✓ S_e : teneur en sel du brut à l'entrée du dessaleur (mg/l).
- ✓ S_s : teneur en sel du brut à la sortie du dessaleur (mg/l).

A.N :

$$E = \frac{6.8 - 2.3}{6.8} \times 100 = 66.1764 \quad \boxed{E=66.1764\%}$$

IV.10 Optimisation l'efficacité de dessaleur

Optimisation de l'efficacité base sur la variation de taux d'injection d'eau dans l'intervalle suivant [4.25 -7.63] et fixée le teneur en sel du brut a dessalé et teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur.

•Les donné de départ :

$$Y = 2.6884 \%$$

$$Spe = 6.8 \text{ mg/l}$$

$$Z = 0.1 \%$$

$$Q_d = 1221.5589 \text{ m}^3/\text{h}$$

•Déterminer teneur en sel du brut dessalé avec un taux d'injection d'eau égale à 5% (Exemple de calcul) :

On a :

$$Sps (Y+X) = Spe.Y$$

Donc :

$$Sps = 2.299 \text{ mg/l}$$

$$Sps = \frac{Spe.Y}{(Y+X)} = \frac{6.8 \cdot 2.6884}{(2.6884 + 5.26)} = 2.299$$

•Les résultats obtenus de l'optimisation sont rassemblés dans le tableau suivant :

Tableau IV.7: Résultats de l'optimisation dessaleur (1).

X (%)	5.26	6	7	7.63
(X+Y) (%)	7.9484	9.06	10.5777	11.5297
Sps (mg/L)	2.29997	2.2966	2.2899	2.2843
Q _w (m ³ /h)	65.9604	75.24	87.78	95.6802
Q' _w (m ³ /h)	98.4514	112.3955	131.3348	143.2543
A	387.36	389.7	390.6	391.85
dg (10 ⁻⁵ m)	18.1	20.9	22.1	23.8
E _c (volts/cm)	3942.5401	3691.1177	3597.7976	3478.0194
V _d (10 ⁻³ m/S)	3.3094	4.4126	4.9338	5.7220
t _d (s)	84.6074	63.4546	56.7513	48.9339

Tableau IV.8: Résultats de l'optimisation dessaleur (2).

X (%)	5	6	7	7.63
ts (min)	17.16	17.034	16.878	16.74
A _f	10.20	7.6235	6.7818	5.8280
K	0.0874	0.1011	0.1072	0.1157
a (°)	122	110.9	112.5	117
a (rad)	2.1293	1.9198	1.9547	2.04204
Y	0.3856	0.3879	0.3869	0.3854
D (m)	3.102	2.6839	2.5249	2.3315
L (m)	31.02	26.839	25.24	23.15
E(%)	66.1911	66.2264	66.3250	66.4073

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

Le travail que nous avons effectué, au niveau du complexe de Sonatrach au niveau de la raffinerie de Skikda (RA1K), et qui rentre dans le cadre du projet du mémoire de fin d'étude, consiste à conclure que l'effet de paramètre (taux de lavage), est un impact direct sur le processus d'élimination des sels dans le dispositif de dessalement.

Dans l'optique d'avoir des contenances acceptables sortie dessaleur, notre calcul, consistait à optimiser la présence de ces impuretés, les quelles altèrent la marche de l'unité en AVAL

Les calculs de dessaleur nous a permis d'optimiser le taux de lavage pour améliorer le rendement avec une bonne qualité.

D'après les résultats de notre calcul nous avons clarifié la possibilité d'améliorer la qualité de traitement du brut tout en respectant les spécifications et les normes de traitement de raffinage.

Les calculs montrent :

- ❖ Le champ électrique entre les électrodes répond aux nécessités du service.
- ❖ Le temps de décantation est largement inférieur au temps de séjour, donc une bonne séparation et pas d'entraînement d'eau possible.
- ❖ Le passage de 5.26% à 7.6% a permis de réaliser un saut d'efficacité à hauteur de **66.4%** au lieu des 66.19 % de départ.

Bien qu'il soit inférieur au design, le rendement du dessaleur traduit un résultat Répondant aux normes exigées, soit inférieur à **3ppm** selon les résultats du laboratoire en annexes,

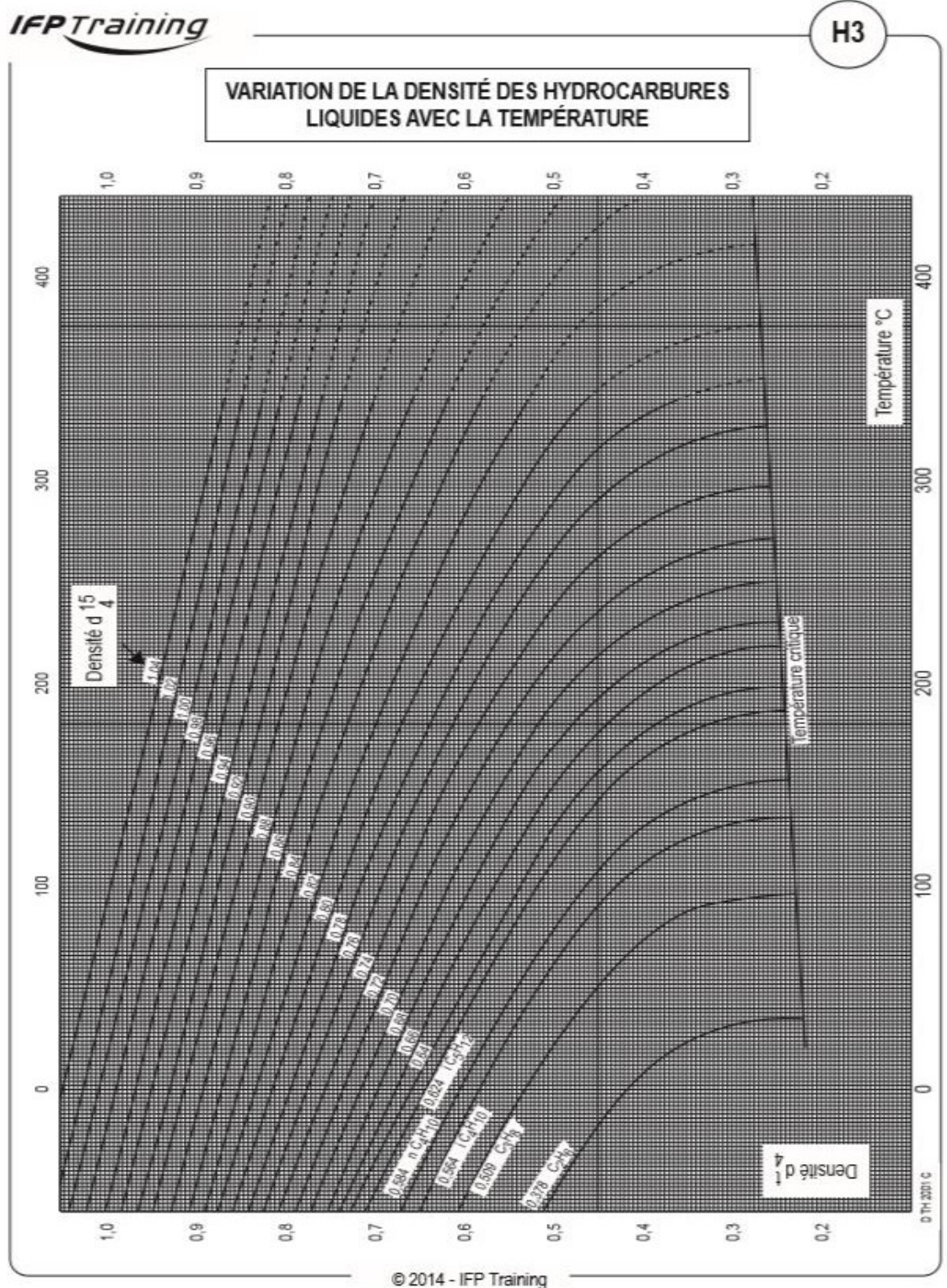
Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] : présentation de la raffinerie de Skikda document de Sonatrach.
- [2] : Durousset, M. Le marché du pétrole. Paris : collection HISTEGE, 1999.
- [3] : WAUQUIER, J.P., Le Raffinage du pétrole procédé de séparation, Tome 1 (1994).
- [4] : TBP 2020.
- [5] : analyse TBP 2020.
- [6]: manuel opératoire de la raffinerie de Skikda
- [7] : J.-P ; WAUQUIER ; Le raffinage de pétrole brut ; procédés de séparation ; EDITIONSTECHNIP ; Tom 2 ; 1998 ; pp 240-260.
- [8]: Support de cours, Environnement de la pétrochimie, Université de Skikda, p 1-2.
- [9] : Alain DUPUY, Formation professionnalisante ingénieurs procédés en raffinage et pétrochimie hydrocarbures et produits pétroliers, Hassi Messaoud, 2015, p 7.
- [10]: Nabil BELKHIR, Mohammed TORCHE, Vérification du calcul d'une unité de dessalage du pétrole brut, Mémoire d'ingénieur, Université de Boumerdès, 2007, p 23.
- [11]: Document de Total, Manuel de formation exploitation et production, les équipements, les dessaleurs, 2007, p 8-17-15-18-25-27-40.
- [12]: Sofiane SALHI, Limite de fonctionnement d'un dessaleur électrostatique de l'unité de traitement d'Ourhoud, Mémoire d'ingénieur, Université de Boumerdès, 2006, p 50-51-52.
- [13]: Nacera ALLAOUA, Nour elhouda ALLOUCHE, Vérification des performances de l'unité de dessalage de RA1K, Mémoire de Master, Université de Bejaia, 2017, p 24-25-26.
- [14]: Document de TOTAL ; Manuel de formation ; Cours exp-pr-eq090; 2007; p 4-97.

Les Annexes

Annexe A : Variation de la densité des hydrocarbures liquides avec la température.



Annexe C : La TBP du pétrole brut provenant de la raffinerie de Skikda.


 <p>سوناتراش Sonatrach DLAB</p>	<h2 style="margin: 0;">TELECOPIE DE RESULTATS</h2> <p style="font-style: italic; margin: 0;">Mai 2019 à CRO Sonatrach</p>	 <p style="font-size: small; margin: 0;">Laboratoire accrédité N° 1-4-000 Prestataire d'analyse de COMPTONALIS Version : 02</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tableau 2: Résultats d'analyses de la distillation TBP du pétrole brut provenant de la raffinerie de SKIKDA

N° Fractions	Température en °C à 760 mm Hg	% Poids	% Poids cumulés	*Masse volumique à 20 °C, g/cm ³	*Masse volumique à 15 °C, g/cm ³	% Volume	% Volumés cumulés	Indice de réfraction à 20°C	KUC
Légère C ₄									
1	<15	2,1	2,1	(¹)	(¹)	2,8	2,8	-	-
2	15 - 65	5,7	7,8	0,6351	0,6309	7,2	10,0	1,3634	-
3	65 - 70	1,1	8,9	0,6717	0,6764	1,3	11,3	1,3809	12,5
4	70 - 75	0,7	9,6	0,6802	0,6849	0,8	12,1	1,3843	12,4
5	75 - 80	1,0	10,6	0,6864	0,6910	1,2	13,3	1,3882	12,4
6	80 - 85	1,5	12,1	0,6959	0,7005	1,8	15,1	1,3917	12,2
7	85 - 90	1,3	13,4	0,7048	0,7092	1,5	16,6	1,3955	12,2
8	90 - 95	1,7	15,1	0,7124	0,7169	1,9	18,5	1,4007	12,1
9	95 - 100	1,2	16,3	0,7207	0,7252	1,3	19,8	1,4043	12,0
10	100 - 105	1,3	17,6	0,7234	0,7279	1,4	21,2	1,4066	12,0
11	105 - 110	0,3	17,9	0,7261	0,7306	0,3	21,5	1,4070	12,0
12	110 - 115	1,5	19,4	0,7285	0,7329	1,8	23,1	1,4083	12,0
13	115 - 120	1,8	21,0	0,7310	0,7356	1,7	24,8	1,4097	12,0
14	120 - 125	1,9	22,9	0,7379	0,7424	2,1	26,9	1,4137	12,0
15	125 - 130	1,0	23,9	0,7461	0,7505	1,1	28,0	1,4184	11,9
16	130 - 135	1,4	25,3	0,7489	0,7533	1,5	29,5	1,4200	11,9
17	135 - 140	1,1	26,4	0,7505	0,7549	1,2	30,7	1,4208	11,9
18	140 - 145	1,3	27,6	0,7515	0,7559	1,3	32,0	1,4212	12,0
19	145 - 150	1,3	28,9	0,7560	0,7604	1,4	33,4	1,4235	11,9
20	150 - 155	1,4	30,3	0,7618	0,7662	1,5	34,9	1,4270	11,9
21	155 - 160	1,2	31,5	0,7663	0,7706	1,2	36,1	1,4308	11,8
22	160 - 165	1,3	32,8	0,7724	0,7765	1,3	37,4	1,4330	11,8
23	165 - 170	1,2	34,0	0,7748	0,7785	1,2	38,6	1,4348	11,8
24	170 - 175	1,6	35,6	0,7767	0,7807	1,6	40,2	1,4350	11,8
25	175 - 180	1,2	36,8	0,7768	0,7827	1,2	41,4	1,4364	11,9
26	180 - 185	0,7	37,5	0,7820	0,7858	0,7	42,1	1,4379	11,9
27	185 - 190	1,1	38,6	0,7826	0,7863	1,1	43,2	1,4383	11,9
28	190 - 195	1,3	39,9	0,7837	0,7874	1,3	44,5	1,4390	11,9
29	195 - 200	1,2	41,1	0,7910	0,7947	1,2	45,7	1,4429	11,9
30	200 - 205	1,0	42,1	0,7963	0,7999	1,0	46,7	1,4456	11,9
31	205 - 210	0,8	42,9	0,8006	0,8042	0,8	47,5	1,4475	11,8
32	210 - 215	1,3	44,2	0,8049	0,8085	1,3	48,8	1,4497	11,8
33	215 - 220	1,0	45,2	0,8092	0,8128	1,0	49,8	1,4517	11,7
	220 - 230	1,7	46,9	0,8135	0,8170	1,7	51,5	1,4537	11,7

* Pour la colonne d'essai réglée sur le spectre 1 est affecté avec le concept de l'indice de réfraction.

Annexe D : La fiche technique du procédé de dessalement de la raffinerie de Skikda.

		DESALTER PROCESS DATA SHEET		Document No. 6648-0010-5-PS-DS-0113-F Rev. No. F Sheet 3 of 5		
PROJECT	REHABILITATION PROJECT	CLIENT	SKIKDA REFINERY, SONATRACH, ALGERIA			
UNIT	CDU-I	JOB NO.	6648	UNIT NO.	10	
ITEM NO.	10-V-51	SERVICE	DESALTER			
NUMBER OF STAGES		SINGLE (AS EXISTING)				
TYPE		AS EXISTING				
Sl.	OPERATING PARAMETERS		UNITS			
1.	CRUDE NAME		HASSI MESSAOUID CRUDE			
2.	API GRAVITY	° API	44.7			
3.	FLOWING TEMPERATURE	°C	44.8 54.93			
4.	FLOWING VAPOUR PRESSURE	kg/cm2A				
5.	FLOWING PRESSURE	kg/cm2G (Note-2)	12.1			
6.	PRESSURE DROP	kg/cm2 (Note-3)	1.2			
7.	CRUDE FLOWRATE (ave)	normal, m3/h	1433 1463			
		max, m3/h	1464 1609			
8.	FLOWING GRAVITY	kg/m3	732 773.4			
9.	FLOWING VISCOSITY	cp	0.84 1.265			
10.	SALT CONTENT	Inlet ptb	10			
		Outlet ptb	1			
11.	BS&W	vol%	INLET Traces			
			OUTLET = Traces			
12.	TOTAL ACIDITY	mg KOH/gm				
13.	SAPONIFICATION NUMBER					
14.	WAX CONTENT	wt %	2.4			
15.	POUR POINT	°C	-51			
16.	SULPHUR CONTENT	wt %	0.13			
17.	METAL CONTENT	wt %				
	IRON					
	NICKEL					
	Others (Asphalt)		0.06			
18.	REID VAPOUR PRESSURE	kg/cm2A	0.73			
19.	WASH WATER					
	SOURCE		a)STRIPPED SOUR WATER, b)TREATED EFFLUENT WATER			
20.	WASH WATER flow	m3/h (Nom/Max)	70.9 / 73.0 NOTE-4			
21.	WASH WATER pressure	kg/cm2G (Note-5)	15			
22.	WASH WATER temperature	°C	49			
23.	WASH WATER quality	Phenol ppmW				
		H2S content ppmW	50-100			
		NH3 content ppmW	50-100			
		Oil content ppmW	200			
		Salt content ppmW	10			
24.	DESLUDDING WATER		SAME AS ABOVE			
	Source					
	Pressure	kg/cm2G				
	Flow	m3/h				
25.	Oil in effluent water	ppmW	100			
F	30 Jun. 2013	As-Built Issue	J.M.Song	H.S.Shin	P.S.Choi	
1	5 Jan. 2010	FOR Approval	SHW	PNR	HMF	
0	30 Sep. 2009	FOR Approval	H.S.Shin	H.Y.Choi	C.S.Koh	
Rev. No.	Date	Purpose	Prepared By	Review by	Approved by	

Annexe E : Process Flow Diagram de l'unité 10.

