

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté de Technologie

Département Génie des procédés

Mémoire de Master

Présenté par

HADJLOUM Mustapha

Filière : Génie des procédés

Spécialité : Génie chimique

Etude sur le dessalage du pétrole brut au niveau de la Raffinerie d'Alger

Soutenu le 08 /10 /2020 devant le jury composé de :

Mme ASSELAH. A	MCA	UMBB	Présidente
Mr AKSSAS. H	MCA	UMBB	Examineur
Mr NOURI. L	Professeur	UMBB	Rapporteur

Année Universitaire : 2019/2020

Remerciements

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce au concours de plusieurs personnes à qui je vaudrais témoigner toute ma gratitude.

*Je voudrais tous d'abord adresser toute ma reconnaissance à **Mr H.NOURI**, professeur à l'Université de Boumerdes, pour avoir dirigé ce mémoire, je lui remercie pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter ma réflexion.*

Je remercie également toute l'équipe pédagogique et les enseignants du département de génie des procédés qui m'ont permis d'accéder à ce niveau de connaissances scientifiques, et les intervenants professionnels responsable de ma formation.

Au terme de cette étude, je tiens à exprimer mes sincères remerciements à toutes les personnes qui m'ont aidée au niveau de la Raffinerie d'Alger à «Sidi Arcine».

Je tiens à remercier vivement les membres de jury, d'avoir accepté de juger le présent travail.

Je désire aussi remercier toutes les personnes qui ont apporté un effort, et qui m'ont aidé et soutenue de prêt ou de loin.

*Enfin, je conclurai en remerciant mes chers **parents** et toute ma famille, pour leur soutien constant et leurs encouragements.*

Table des matières

Table des matières

Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur le pétrole brut et le Raffinage du pétrole.....	3
I.1 Généralités sur le pétrole brut.....	3
I.2 origine du pétrole brut	3
I.3 Composition du pétrole brut.....	5
I.3.1. Constituants purs	5
I.4 Classification du pétrole brut.....	8
I.5 propriétés physico-chimiques globales du pétrole.....	9
I.5.1 Masse volumique et densité.....	9
I.5.2 Masse molaire.....	9
I.5.3 Tension de vapeur (REID).....	10
I.5.4 Indice de réfraction.....	10
I.5.5 viscosité dynamique et viscosité cinématique	10
I.5.6 point d'éclair	11
I.5.7 Teneur en soufre	11
I.5.8 Teneurs en eau, sédiments et sels des pétroles bruts	12
II. Raffinage du pétrole	13
II.1 Généralités sur le raffinage	13
II.2 Les différentes étapes de traitement du pétrole brut	13
II.3 La distillation	14
II.4 Le raffinage et l'environnement.....	16
Chapitre II : Théorie sur le dessalage du pétrole brut.....	17

I. Dessalage du pétrole brut	16
I.1 Définition du dessalage	16
I.2 Objectifs et principes [28]	16
II. Généralité sur les sels	18
II.1 Nature des sels.....	18
II.2 Inconvénients des sels	18
II.3 Corrosion.....	18
III. Généralités sur l'émulsion	19
III.1 Définition d'une émulsion	19
III.2 L'émulsion dans le pétrole brut	20
III.3 L'émulsion dans le dessalage.....	20
III.4 Conditions de formation d'une émulsion.....	21
III.5 Stabilité d'une émulsion	22
III.6 Procédés de désintégrations de l'émulsion	23
IV. Dessaleur électrostatique	28
IV.1 Mécanisme du dessalage électrostatique	28
IV.2 Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique [28]	28
IV. 3 Avantages et inconvénients	30
V. Paramètres de réglage du dessaleur	31
V.1 Niveau d'interface eau/brut.....	32
V.2 Température de dessalage	32
V.3 Critère de décantation	32
V.4 Taux d'eau de lavage	33
V.5 Point d'injection de l'eau de lavage.....	33
V.6 Nature d'eau de lavage.....	33
V.7 Pression de service et la perte de charge dans la vanne de mélange.....	33
V.8 Nature et taux de désémulsifiant.....	33

VI. Description des éléments de dessaleur	34
VI.1 Tuyauteries intérieures	34
VI.2 Tuyauterie de sortie du brut dessalé	34
VI.3 Tuyauterie d'écoulement d'eau	34
VI.4 Tuyauterie vapeur	34
VI.5 Electrodes	35
VI.6 Ensemble transformateur-réactance	35
VI.7 Ensemble de l'alimentation électrique haute-tension	35
VIII. Différents types de dessaleur	36
Chapitre III : Présentation de la raffinerie d'Alger - RA1G	37
I. Présentation de la raffinerie d'Alger	38
I .1 Présentation de la SONATRACH	38
I .2.Situation géographique de la raffinerie d'Alger	39
I. 3. Historique de la raffinerie.....	40
I.4. Description des installations de la raffinerie	40
I.5. Production en tonnes par an	41
II. Programme de réhabilitation de la RA1G	42
Chapitre IV : Description du processus de dessalage à la RA1G.....	45
I. Circuit intégrant l'unité de dessalage du pétrole brut.....	45
I.1 Objectif de l'unité :.....	45
I.2 Présentation du schéma (figure 13)	46
II. Description de la méthode et processus du dessalage du brut (figure 14)	46
III. Etude expérimentale	50
III.1 Présentation du problème.....	50
Paramètres.....	50
III.2 Calcul des caractéristiques électriques du dessaleur.....	53
III.3 Optimisation des paramètres de fonctionnement du dessaleur D110	55

III.4 Etude comparative avec d'autres unités de raffinage	57
Conclusion générale.....	62

Bibliographie

Annexes

Liste des tableaux

Tableau 1 : les opérations fondamentales ont lieu dans un dessaleur électrostatique. ..	27
Tableau 2 : les différentes raffineries de la SONATRACH.	39
Tableau 3 : Paramètres de design et de fonctionnement actuel du dessaleur de la raffinerie RA1G.....	50
Tableau 4 : le coefficient de proportionnalité en fonction du taux d'eau de lavage.....	55
Tableau 5 : Résultats d'analyses de la salinité et le calcul de l'efficacité des deux dessaleurs en Mai 2013. Champ Ourhoud (Hassi- Messaoud) [31].....	59
Tableau 6 : Analyses de la salinité entrée/sortie des étages de dessalage pour différentes températures.	60

Liste des figures

Figure 1: Image du sous-sol et la position du pétrole brut dans les roches.	4
Figure 2: Distillation atmosphérique et sous vide d'un pétrole brut et exemples de coupes. Standard IFPEN; IBP → Initial Boiling Point; FBP → Final Boiling Point [19].....	15
Figure 3: Schéma de principe du dessalage.....	17
Figure 4 : Photomicrographie de pétrole brut amplifié [33].....	20
Figure 5 : Représentation d'une émulsion avec émulsifiant.....	21
Figure 6: photomicrographie montrant deux gouttes touchante mais incapable de s'unir en raison de la peau émulsifiante entourant les gouttelettes [33].....	22
Figure 7 : Doigts d'émulsion.	29
Figure 8 : Phénomène de polarisation et de coalescence des gouttelettes d'eau.	30
Figure 9: Schéma de principe d'un dessaleur électrostatique [39].	31
Figure 10 : Influence de la température sur la viscosité.	32
Figure 11: Schéma synoptique de la raffinerie d'Alger avant réhabilitation.....	42
Figure 12: Schéma synoptique de la raffinerie d'Alger après réhabilitation.	44
Figure 13 : Schéma de principe de l'unité de distillation atmosphérique (Topping). ...	46
Figure 14: Schéma de (processus de dessalage) de la nouvelle installation de l'unité de distillation au sein de la raffinerie d'Alger.....	49
Figure 15 : Evolution de l'efficacité du dessaleur D110.	52
Figure 16: Suivi de la salinité entrée/sortie du dessaleur D110.....	53
Figure 17: Résultats des différentes analyses obtenues en mars-avril 2020 à la raffinerie d'Alger RA1G après réhabilitation.	57
Figure 18: Valeurs de la salinité à l'entrée et à la sortie du dessaleur RA1G avant la réhabilitation (2018).....	58
Figure 19 : la variation de la salinité du brut à l'entrée et la sortie du dessaleur. (Raffinerie de Skikda (RA1K) [36].....	59

ملخص:

يعتبر مستحلب الملح في البترول الخام مشكلة رئيسية، هذا ما يدفع المنشآت البترولية لنزعه ومحاولة التخلص منه وذلك بعملية ضرورية، بواسطة المجففات ومزيلات الاملاح وهي من المعدات النفطية التي تستخدم في طرد الاملاح المذابة في الماء الملوث بالنفط، والرطوبة وذلك لمنع التآكل وانسداد المعدات البترولية في وحدات التكرير. تتواجد أداة إزالة الملوحة في وحدة عمود التقطير، وتعتمد على الكهرباء الاستاتيكية (المستقرة) وذلك قبل إجراء عمليات التصفية والتقطير للنفط الخام وكذلك قبل تصديره.

الهدف من هذا البحث هو دراسة هذه التقنية على مستوى مصفاة الجزائر، وكذا تسليط الضوء على العوامل المؤثرة في هذه العملية منها (درجة الحرارة، مضاد استقرار الملح في الماء، وماء الغسل). وهذا متبوع بنتائج تحاليل ومقارنتها مع أخرى.

Résumé :

L'augmentation de la teneur en sel dans le pétrole brut pose beaucoup de problèmes pour l'industrie pétrolière, donc l'élimination de ces sels est une opération importante, pour éviter l'encrassement et la corrosion des équipements. Pour cette raison on trouve que toutes les raffineries utilisent le système de dessalage, avec un outil qui s'appelle le dessaleur situé en amont de la colonne de distillation.

Le but de ce travail consiste à réaliser une étude sur le processus de dessalage du pétrole brut au niveau de la raffinerie d'Alger, en utilisant le procédé de dessalage, grâce à un champ électrostatique. D'autre part, une étude de l'optimisation des paramètres qui influent sur cette opération, tels que la température, le taux d'eau de lavage, et l'agent tensioactif.

Enfin une étude comparative a fait l'objet, sur la base des résultats d'analyses, avant et après la réhabilitation.

Abstract:

Increasing the salt content in crude oil poses many problems for the petroleum industry, so removing these salts is an important operation to prevent fouling and corrosion of equipment. For a reason we find that all refineries use the desalting system, with a tool called the desalter located upstream of the distillation column.

The aim of this work is to carry out a study on the process of desalting crude oil at the Algiers refinery, let us also specify on the electrostatic method and its properties, and the optimization of the parameters, which influence this operation (the temperature, the wash water level, and the surfactant).

At the end we gave results of analyzes followed by a small comparison between the unit before and after the rehabilitation.

Abbreviations

API : American petroleum Institute.

ASTM : American society for testing of materials

BSW : Basic sediment water.

TVR : Tension de vapeur Reid.

NF : Norme Française.

PPM : Partie par million.

PTB : Pounds per thousand barrels of oil.

Kuop : Universal oil products.

Spgr : Specific gravity.

ADU : Unité de distillation atmosphérique.

Symboles et annotations

Symbole	Désignation	Unité
A	Coefficient de proportionnalité	/
D	Diamètre de la gouttelette d'eau	m
d_c	Densité de la phase continue	/
d_d	Densité de la phase dispersée	/
E_{ffT}	Efficacité expérimentale de l'unité de dessalage	%
E_{ff1}	Efficacité du 1 ^{er} dessaleur	%
E_{ff2}	Efficacité du 2 ^{ème} dessaleur	%
Γ	Tension interfaciale entre l'eau et le pétrole	g/cm ²
E	Coefficient électrique	/
E	Le champ électrique entre les électrodes	Volts/cm
E_c	Champ critique	Volts/cm
E₁	Champ électrique entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau (interface)	Volts/cm
U	Tension du courant	Volts
L₁	Distance entre l'électrode inférieure et le niveau d'interface	cm
L	Distance entre les deux électrodes	Cm
S₀	La teneur en sel du brut à l'entrée du dessaleur	mg/l ou ppm
S	La teneur en sel du brut à la sortie du dessaleur	mg/ ou ppm
X	Taux d'eau de lavage	%
T_{op}	Température optimale de dessalage	°C
D_{op}	Diamètre de la gouttelette d'eau	M
T_{sop}	Temps de séjour optimal	Sec

Re op	Nombre de Reynolds optimal	/
T dop	Temps de décantation optimal	sec
V op	Vitesse de décantation optimale	m/s
V	Volume du dessaleur	m ³
Qd	Débit de brut traité	m ³ /h
Dd	Densité de l'eau	/
Vc	Viscosité du pétrole	cSt
Ei	Electrode inferieure	/
Es	Electrode supérieure	/

Introduction générale

Introduction générale

L'industrie pétrolière est de plus en plus confrontée à une dégradation de la qualité des pétroles bruts [1]. En effet, la part de distillats moyens contenue dans les pétroles bruts à partir desquels les carburants (essence, kérosène, gazole,...) sont obtenus est de plus en plus faible [2]. La part de fractions lourdes de ces pétroles, valorisable pour l'essentiel que comme fiouls lourds et bitumes est de plus en plus prépondérante. La conservation de ces coupes lourdes en coupes carburants est donc devenue un enjeu majeur de l'industrie du raffinage pétrolier afin de répondre à la demande croissante de l'industrie du transport [3]. Les pétroles bruts sont des mélanges complexes de composés organiques, majoritairement des hydrocarbures [4]. Par distillation atmosphérique et différentes étapes de raffinage, plusieurs produits commercialisables sont obtenus. Il peut s'agir de gaz, d'essence de kérosène, de gazole ou de lubrifiants, par intervalles d'ébullition croissante, des coupes légères aux coupes lourdes. Actuellement la commercialisation des bruts est régie par des contrats liant les producteurs, les transporteurs et les raffineurs, et selon des normes européennes et internationales, des spécifications du pétrole sont fixées mis en vente en particulier les teneurs en sel et en eau, ou encore à des contraintes environnementales. Les valeurs les plus courantes sont de 40 à 60 mg/l pour la teneur en sel et de l'ordre de 1 % pour l'eau [5].

Les pétroles bruts qui sont livrés aux raffineries contiennent toujours un peu d'eau (0,1 à 0,6 % volume en générale), des sels minéraux (20 à 300 grammes par tonne de brut) et des sédiments. Les sels minéraux proviennent des puits producteurs ou d'une contamination par l'eau de mer pendant le transport, ils sont constitués essentiellement de chlorure de sodium, de magnésium et de calcium et présentent deux inconvénients principaux :

- Comme sédiments, ils encrassent les échangeurs de chaleur de préchauffe du brut
- Certains d'entre eux (chlorure de calcium et de magnésium) subissent une hydrolyse à haute température qui génère du gaz chlorhydrique (HCl). Celui-ci, des lors qu'il se trouve en présence d'eau liquide se transforme après solubilisation, en acide chlorhydrique très corrosif pour les matériaux métalliques en présence d'eau (tête de colonne et condenseur) [6].

En effet, les problèmes de corrosion sont à l'origine de problèmes d'ordre économiques et sécuritaires qui touche énormément l'état de la raffinerie. Pour cela, l'opération de dessalage réalisé dans pratiquement toutes les installations de distillation atmosphérique qui vise à éliminer l'eau, les sédiments et les sels minéraux contenus dans les bruts. En générale

les unités de dessalage sont du type électrostatique qui sous l'influence d'un voltage important (20000V). Le dessalage est intégré dans le train d'échange et comporte les 3 phases suivantes :

- Lavage du brut avec de l'eau de dessalage pour extraire les sels minéraux. Il en résulte une émulsion de petites gouttelettes d'eau salée dans le brut.
- Grossissement des gouttelettes d'eau par électrocoalescence dans un champ électrique aménagé à l'intérieur d'un ballon horizontal appelé ballon dessaleur.
- Séparation eau-brut par décantation dans le même ballon dessaleur. Le pétrole brut dessalé, moins dense, est évacué au sommet du ballon. L'eau est soutirée à la partie inférieure.

L'objectif général de cette étude étant de comprendre le processus de dessalage du pétrole brut, et aussi de répondre aux questions suivantes :

- Quel est la nature de ces sels ?
- Quels sont leurs influences sur les équipements et les installations de la raffinerie ?
- Comment éliminer ces sels et réduire ces problèmes ?
- Quels sont les phénomènes et les paramètres influent sur le procédé de dessalage ?

Ce mémoire est organisé selon quatre chapitres. Le premier chapitre s'articule sur des généralités et l'origine du pétrole brut, leur composition et classification. Le deuxième chapitre présente toute une théorie sur l'opération de dessalage, une étude bibliographique concernant les sels présents dans le brut, les problèmes rencontrés au service de production à la raffinerie suite à la formation des émulsions eau/brut stables qui contaminent le pétrole. Le troisième chapitre comporte une brève présentation de la raffinerie d'Alger **RA1G** et ses différentes actions. Terminant avec le dernier chapitre qui donne une description bien détaillée du processus de dessalage, et résume des données expérimentales d'un projet d'étude de la raffinerie d'Alger avec un calcul des paramètres optimaux de fonctionnement du dessaleur afin d'augmenter son efficacité, accompagné avec une étude comparative des résultats d'analyses de la salinité avant et après la réhabilitation de la raffinerie d'Alger, ainsi pour d'autres raffineries.

Enfin, ce mémoire est clôturé par une conclusion générale qui comporte quelques perspectives et recommandations adaptées.

*Chapitre I : Généralités sur
le pétrole brut et le Raffinage
du pétrole*

I.1 Généralités sur le pétrole brut

Le pétrole occupe 60% des besoins énergétiques mondiaux. Il constitue avec le gaz naturel un rôle très important sur l'économie du monde. Les différentes fractions d'hydrocarbure qui le composent permettent la fabrication des produits énergétiques comme les lubrifiants, les bitumes et les produits pétrochimiques dont la variété ne cesse d'augmenter (les fibres synthétique, les matières plastiques, les solvants et détergents etc...).

Le pétrole brut est un fluide constitué non seulement d'hydrocarbures, mais il contient également des composés organiques soufrés, oxygénés et azotés. Qu'on le rencontre dans les bassins sédimentaires où les roches poreuses appelées réservoirs. Le pétrole a pour origine des êtres, animaux ou végétaux, vivant à la surface du globe et particulièrement en milieu aquatique. La matière organique ainsi produite se dépose au fond des mers et des lacs et est incorporée aux sédiments. Au fur et à mesure que ceux-ci sont enfouis, les constituants organiques se transforment, principalement sous l'action de la température en hydrocarbures dont une partie vient progressivement se concentrer dans les pièges des réservoirs poreux.

Si la composition élémentaire globale du pétrole est relativement fixe, la structure chimique de leurs constituants varie plus largement, ce qui entraîne une grande diversité des propriétés physiques (densité, viscosité) ainsi que des teneurs très variables dans les différents types de produits obtenus par raffinage. En particulier, la présence de soufre dans certains pétroles pose des problèmes de Corrosion et de pollution atmosphérique, tant au stade du raffinage qu'à celui de l'utilisation industrielle ou domestique de leurs dérivés [7].

I.2 origine du pétrole brut

Selon la théorie de l'origine organique du pétrole, ce dernier tire son origine des restes organiques, essentiellement d'organismes végétaux et animaux peuplant l'eau (plancton) ou le fond (benthos) des mers [8.9]. La matière organique se serait accumulée au fond de la mer et mélangé à des sédiments fins formant avec eux le sapropel. La pression est développée au fur et à mesure par l'accumulation des sédiments au cours des temps géologiques, L'action des bactéries en milieu réducteur, c'est-à-dire en absence d'oxygène, auraient petit à petit facilité la transformation de ce sapropel en pétrole.

Une fois le pétrole formé dans la roche mère il a été soumis à plusieurs forces : le poids exercé par les sédiments, les forces géologiques, les différences de densité avec l'eau salée qui l'accompagne. Le pétrole a donc tendance à migrer et à se frayer un chemin à travers les roches les plus perméables ou les fissures existant à l'intérieur de ces roches. Cette migration s'effectue généralement en montant à travers les sédiments, car, cela est dû à ce que la densité du pétrole est plus faible que celle de l'eau et à la présence fréquente du gaz dissous dans le pétrole. La migration du pétrole se trouve terminée lorsqu'il sera piégé dans les roches poreuses du sous-sol, imprégnant comme l'eau imprègne une éponge [5].

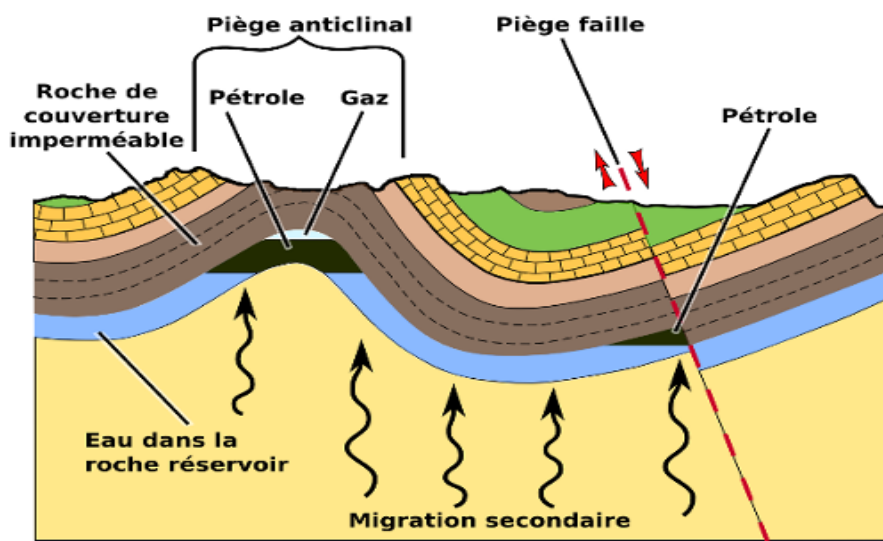


Figure 1: Image du sous-sol et la position du pétrole brut dans les roches.

I.3 Composition du pétrole brut

Le pétrole brut, appelé aussi hydrocarbure, selon cette nomenclature, on distingue les deux mots hydrogène et carbone, qui sont les composants essentiels de tous les pétroles bruts ; leurs teneurs sont (83%-87%) pour le carbone et (11%-14%) pour l'hydrogène. Ces deux éléments forment les trois grandes familles des hydrocarbures qui sont :

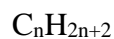
- Les hydrocarbures Aliphatiques.
- Les hydrocarbures Cycliques.
- Les hydrocarbures mixtes.

Mais, on trouve aussi d'autres éléments qui le compose, qui sont plus au moins nocifs dans le traitement du brut. Ces éléments sont : l'oxygène, le soufre, et l'azote (au total jusqu'à 6% ÷ 7%) sous forme de composés. Aussi, on a pu détecter par l'analyse des cendres du pétrole la présence d'autres composés tels Cl, I, P, Si, Na, Fe... [10].

I.3.1. Constituants purs

I.3.2.1. Hydrocarbures aliphatiques saturés ou alcanes ou paraffines

Ils sont constitués d'un enchaînement d'atomes de carbone portant chacun de 0 à 3 atomes d'hydrogène (sauf pour le plus simple d'entre eux, le méthane : CH₄). Chaque carbone est toujours lié à quatre autres atomes (soit carbone, soit hydrogène) ; leur formule générale est :



Ils peuvent être structurés en chaînes droites : ce sont les paraffines normales ou n-alcanes, de formule développée :



Leur point d'ébullition s'élève avec le nombre d'atome de carbone. Dans les premiers termes, l'addition d'un carbone augmente le point d'ébullition d'environ 25 °C ; cet incrément est ensuite plus faible. La masse volumique croît avec le poids moléculaire : 0.626 kg/l pour le pentane (5 atomes de carbone) ,0.791 kg/l pour le pentacosane (25 atomes de carbone) ; elle reste toujours très inférieure à 1.

I.3.2.2. Hydrocarbures cycliques saturés ou cyclanes ou naphènes

Dans ces hydrocarbures, il y a cyclisation de tout ou partie du squelette carboné. Le nombre d'atome de carbone du cycle ainsi formé peut varier.

Ils ont des températures d'ébullition et des masses volumiques supérieures à celles des alcanes à même nombre d'atome de carbone.

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

I.3.2.3 Hydrocarbures aromatique

Ce sont des hydrocarbures cycliques polyinsaturés présents en forte concentration dans le pétrole brut. La présence dans leur formule d'au moins un cycle trois doubles liaisons conjuguées leur confère des propriétés remarquables. En effet, les premiers termes (benzène, toluène, xylènes) sont des matières premières fondamentales de la pétrochimie (ils contribuent également à augmenter l'indice d'octane d'une essence) alors que les homologues supérieurs sont en général néfastes (problèmes d'environnement, de santé publique, de détérioration de l'activité de catalyseurs par leur capacité à former du coke...).

I.3.2.4 Hydrocarbures aliphatiques insaturés ou oléfines ou alcènes

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

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

I.3.2.5 Autres hydrocarbures

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

I.3.2.6 Composés autres que les hydrocarbures

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

I.3.2.7 Composés organiques hétéroatomiques

❖ Composés soufrés

Le soufre est l'hétéroélément le plus répandu dans le pétrole brut. Sa concentration peut aller de 0.1 à plus de 8 % en poids ; cette teneur est, d'ailleurs, corrélée avec la densité du brut et donc sa qualité (léger ou lourd).

Le soufre peut être présent sous forme inorganique qui donne plusieurs produits. La connaissance de ces produits est importante car ils sont nocifs à divers titres : odeur désagréable, production de SO₂ par combustion, empoisonnement des catalyseurs. Nombre de procédés de raffinage ont pour but l'élimination des molécules soufrées.

❖ Composés oxygénés

Le brut contient, généralement, moins d'oxygène que de soufre. Bien que peu abondant, l'oxygène peut jouer un rôle non négligeable ; en particulier, il est responsable de l'acidité du pétrole.

❖ Composés azotés

Dans le pétrole brut, l'azote se retrouve, préférentiellement, dans les fractions des points d'ébullition supérieure à 250 °C et est particulièrement concentré dans les résines et les asphaltènes.

L'azote est incorporé dans un cycle hexagonal à trois doubles liaisons ; les produits de cette famille sont ceux qui peuvent donner un caractère basique aux produits pétroliers et être ainsi un poison des catalyseurs acides.

A la suite de certains procédés de raffinage (craquage catalytique par exemple) une fraction notable de l'azote pourra se retrouver dans les coupes légères et en détériorer la qualité : instabilité au stockage, couleur brune, gommages...

I.3.2.8 Composés organométalliques

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

I.3.2.9 Composés chimiquement mal définis

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

▪ Asphaltènes

Les asphaltènes sont obtenus au laboratoire par précipitation à l'heptane normal. Ils sont constitués d'une accumulation de feuillets polyaromatiques condensés reliés par des chaînes saturées. Un repliement de la construction place les feuillets aromatiques en empilements dont la cohésion est assurée par les électrons des doubles liaisons du cycle benzénique. Ce sont des solides noirs, brillants, dont la masse moléculaire peut varier de 1000 à 100000. La partie soluble dans l'heptane normal est constituée par les maltènes.

Au sein des gisements, la présence de fonctions chimiques polaires des asphaltènes a pour résultat probable de rendre la roche mouillable aux hydrocarbures, limitant par-là la production. Il arrive également qu'en cours de production les asphaltènes précipitent, obturant du même coup les tubings. Les asphaltènes sont en partie responsables de la viscosité et de la densité élevée du pétrole brut lourd, conduisant à des problèmes difficiles de transport.

L'industrie du raffinage cherche en général soit à les éliminer, soit à les convertir en produits légers, la présence des hétéroéléments provoquant des problèmes de pollution (soufre et azote), d'empoisonnement des catalyseurs et de corrosion (formation de vanadates de métaux en combustion).

▪ Résines

Si l'on soumet les maltènes à une chromatographie liquide, les produits élués avec les solvants les plus polaires sont appelés résines. Leur composition, là aussi, dépend du protocole utilisé. Ce sont en général des molécules à caractère aromatique très marqué et renfermant des hétéroéléments (N, O, S et parfois Ni et V) ; leur masse moléculaire peut varier de 500 à 1000 [6].

I.4 Classification du pétrole brut

Le pétrole brut est classé selon trois méthodes :

- **Classification selon la méthode industrielle** : Généralement, on classe le pétrole brut en fonction de la densité en quatre grandes catégories : Le pétrole léger $d_4^{15} < 0.825$, le pétrole moyen $0.825 < d_4^{15} < 0.875$, le pétrole lourd $0.875 < d_4^{15} < 1.000$, et le pétrole extra-lourd $d_4^{15} > 1.000$.

- **Classification suivant le facteur de caractérisation K_{UOP}** : Le facteur de caractérisation K_{UOP} a été introduit par les chercheurs de la société « Universal Oil Products ». Le K_{UOP} des hydrocarbures purs examinés est alors de 13 pour les paraffines, 12 pour les hydrocarbures où le poids relatif des chaînes et cycles équivalent, 11 pour les naphthènes purs, 10 pour les aromatiques purs [10].

- Selon la **méthode chimique** : d'après les familles des hydrocarbures dans le pétrole brut ; on distingue : pétrole paraffinique en (USA), Naphténique en (Azerbaïdjan), paraffino-Naphténique en (Algérie), Aromatique en Indonésie) [11].

- **Classification selon la méthode technologique** : cette méthode consiste à connaître la teneur potentielle en soufre dans le pétrole et les fractions pétrolières :

- Les bruts peu soufrés avec moins de 0.5% poids de soufre.
- Les bruts soufrés avec une teneur en soufre comprise entre 0.5 et 2%.
- Les bruts très soufrés avec une teneur en soufre supérieure à 2% [12].

I.5 propriétés physico-chimiques globales du pétrole

I.5.1 Masse volumique et densité

En toute rigueur, la masse volumique est définie comme la masse par unité de volume d'un fluide. Dans le cas des produits pétroliers liquides, elle est usuellement reportée en termes de densité relative notée $d_{t_2}^{t_1}$:

$$D_{t_2}^{t_1} = \frac{\text{masse volumique du liquide à } t_1^\circ\text{C}}{\text{masse volumique de l'eau à } t_2^\circ\text{C}} \quad (\text{EqI.5.1})$$

La grandeur la plus couramment utilisée est soit la $d_{15_4}^{15}$ (la masse volumique de l'eau à 4°C est exactement égale à 1 g/cm³) ce qui permet de relier plus aisément cette grandeur à la masse volumique du fluide), soit la $d_{15_4}^{15}$ aussi connue sous le nom de **specific gravity** (Spgr) [13].

I.5.2 Masse molaire

La masse molaire (M) est une propriété importante pour la caractérisation des coupes pétrolières. Elle fournit des indications importantes sur la taille et la structure des molécules. La masse molaire d'une coupe pétrolière est définie comme la valeur moyenne des masses molaires de ses constituants :

$$M = \sum_i x_i M_i \quad (\text{EqI.5.2})$$

x_i et M_i sont, respectivement, la fraction et la masse molaire du composé i . Les méthodes de mesure de M dans les fractions pétrolières sont particulièrement peu fiables. Elle est donc généralement déterminée à partir de corrélations [14].

Dans la pratique analytique, pour la mesure de la masse moléculaire, on emploie les méthodes cryoscopiques, ébullioscopique, et plus rarement osmométriques. Il existe en outre

des méthodes de calcul approchées qui permettent d'accéder rapidement à la valeur de cette grandeur tel que le diagramme de Kuop...etc. [8].

I.5.3 Tension de vapeur (REID)

C'est la pression des vapeurs développées par un volume déterminé de pétrole brut à 100 °F (37,8 °C).

La mesure de la tension de vapeur REID du pétrole brut permet d'estimer la teneur en Hydrocarbures légers [15.16].

Cet essai fait l'objet de la norme NF M 07-007 et concerne uniquement les produits légers. Dans les pays anglo-saxons on a recours à la norme D 323 pour mesurer la Reid Vapor Pressure (R.V.P) des essences et à la norme D1267 pour mesurer la tension de vapeur des gaz liquéfiés [17].

I.5.4 Indice de réfraction

L'indice de réfraction (n) pour un fluide donné est le ratio de la vitesse de la lumière dans le vide sur la vitesse de la lumière dans le fluide à une température donnée. La méthode de mesure est donnée par la norme ASTM D1218 [18]. Comme la densité, l'indice de réfraction des hydrocarbures varie à la fois avec leur structure chimique (IR paraffines < IR naphènes < IR aromatiques) et croît avec la masse molaire [3].

I .5.5 viscosité dynamique et viscosité cinématique

La viscosité est la mesure du frottement fluide d'une couche sur une autre. Si on isole une couche d'un fluide en mouvement, on observe un caractère visqueux lorsque l'on distingue le mouvement relatif de la couche isolée par rapport à ses couches voisines. Elle constitue la propriété essentielle d'un lubrifiant. Il existe deux mesures de la viscosité : la viscosité dynamique(η) qui caractérise le mouvement relatif de deux couches voisines; la viscosité cinématique(ν) définie comme le rapport de la viscosité dynamique sur la masse volumique (ρ). C'est cette dernière qui est couramment utilisée dans le domaine pétrolier.

La viscosité cinématique s'exprime en centistokes (cSt) [5]. Elle est obtenue en mesurant le temps d'écoulement de l'huile dans un tube capillaire en verre calibré suivant la norme ASTM D445 [19] ou la norme ASTM D7042 [20] en déterminant d'abord η et ρ du produit à l'aide d'un viscosimètre équipé d'un tube oscillant en U. On en déduit alors ν par la relation :

$$\mathbf{u} = \frac{\eta}{q} \quad (\text{EqI.5.3})$$

La viscosité varie avec la pression mais l'influence de la température est beaucoup plus marquée [3]. En effet, la viscosité diminue rapidement avec cette dernière. De nombreuses équations et abaques reliant la viscosité à la température, notamment la norme ASTM D341 [21]. Cette dernière permet d'évaluer la viscosité des produits pétroliers liquides à une température donnée.

I.5.6 point d'éclair

Le point d'éclair est défini comme étant la température minimale à laquelle les hydrocarbures légers dégagés d'un échantillon de brut s'enflamment au contact d'une flamme [22]. Il caractérise la teneur en produit volatils et permet ainsi de connaître jusqu'à quelle température un produit pourra être chauffé sans danger. De plus, il renseigne l'opérateur d'une unité de distillation sur le fonctionnement des strippings. Si le point d'éclair est trop bas, il y a lieu d'augmenter le débit de vapeur d'eau au fond de colonne pour revaporiser davantage de fractions légères [17].

I.5.7 Teneur en soufre

Le pétrole brut contient des hydrocarbures sulfurés, de l'hydrogène sulfuré dissous, et parfois même du soufre en suspension. D'une manière générale, la teneur en soufre total d'un brut est comprise entre 0,05 et 5% en poids, rapport qui s'accordent avec la teneur en soufre des débris organiques qui sont à l'origine du pétrole brut.

Le soufre provient principalement de la décomposition des débris organiques, et l'on observe qu'au cours du temps et de l'enfouissement, le pétrole brut perd son soufre sous forme de H₂S que l'on trouve dans le gaz associé, une faible partie restant dissoute dans le liquide.

La connaissance de la nature et la quantité de produits sulfurés contenus dans les bruts et les coupes pétrolières est d'une importance primordiale pour le raffineur, car elle constitue une contrainte dans l'établissement du schéma de raffinage et l'élaboration des produits finis. En effet, certains de ces produits contiennent ou engendrent des composés corrosifs au cours des diverses opérations de raffinage. Ils diminuent la durée de vie de certains catalyseurs (reformage catalytique), détériorent la qualité des produits finis en altérant leur couleur et en leur conférant une odeur désagréable, réduisent la durée de vie des huiles lubrifiantes, sans parler de la pollution atmosphérique (formation de SO₂, SO₃ au cours de la combustion des produits pétroliers), et des incendies causés par le contact entre le sulfure de fer de tuyauteries corrodées et l'air [3].

I.5.8 Teneurs en eau, sédiments et sels des pétroles bruts

Le pétrole brut contient, en très faibles quantités, de l'eau, des sédiments et des sels minéraux dont la majeure partie est dissoute dans l'eau, le reste se trouvant sous forme de cristaux très fins.

Ces produits peuvent détériorer les équipements (corrosion, érosion, dépôts, bouchages, empoisonnement de catalyseurs, etc.) [3].

I.5.8.1 Teneur en eau

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

La teneur en eau dans le pétrole brut est déterminée par une méthode normalisée (NFT 606113 et ASTM D 95) dont le principe consiste à entraîner l'eau sous forme d'azéotrope à l'aide d'un hydrocarbure aromatique (en général le xylène industriel) ; à la température ambiante cet azéotrope se sépare en deux phases : eau et xylène. Le volume de l'eau est alors mesuré et rapporté au volume total de brut traité [3].

I.5.8.2 Teneur en sédiments (Bottom sediments)

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

Pendant le stockage, les sédiments décantent avec l'eau, et se déposent avec les paraffines et les asphaltes dans les bacs de stockage sous forme d'amas pâteux.

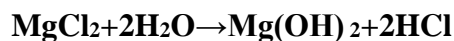
La présence de tels produits dans le pétrole brut est extrêmement gênante puisqu'ils peuvent arriver à boucher les tuyauteries, et détériorer la qualité des fuels [3].

I.5.8.3 Teneur en sels

Au niveau de raffinage : les sels se déposent dans les conduites, dans les tubes des échangeurs, ce qui diminue le transfert de chaleur et dans les tubes des fours, ce qui crée des points chauds et favorise le cokage.

La majeure partie des sels se trouve dans les résidus ; comme ceux-ci servent de bases pour la constitution des fuels, ou de charge pour les unités de fabrication de bitume et du coke de pétrole, la présence des sels dans ces produits va entraîner l'encrassement rapide des brûleurs, l'altération des émulsions de bitumes et la détérioration de la qualité du coke.

D'autre part, les chlorures de calcium et de magnésium commencent à s'hydrolyser à partir de 120°C. Cette hydrolyse progresse rapidement lorsqu'on élève la température selon la réaction [3] :



II. Raffinage du pétrole

II.1 Généralités sur le raffinage

Le raffinage du pétrole débute par la distillation, ou fractionnement, du pétrole brut en vue de le séparer en différentes fractions d'hydrocarbures. Les produits obtenus dépendent directement des caractéristiques du brut traité. On transforme ensuite la plupart de ces produits de distillation en produits plus facilement utilisables, en modifiant leurs structures physique et moléculaire par craquage, reformage et par d'autres procédés de conversion, puis on soumet les produits obtenus à divers procédés de traitement et de séparation tels que l'extraction, l'hydrocraquage et l'adoucissement pour aboutir aux produits finis. Dans les raffineries les plus simples, on s'en tient habituellement à la distillation atmosphérique et à la distillation sous vide, alors que, dans les raffineries intégrées, on procède au fractionnement, à la conversion, au traitement et au mélange, ainsi qu'à la production de lubrifiants, de fiouls lourds et de bitumes ; ces raffineries peuvent aussi comporter des installations de traitement pétrochimique [23].

II.2 Les différentes étapes de traitement du pétrole brut

Le raffinage du pétrole désigne l'ensemble des traitements et transformations visant à tirer du pétrole le maximum de produits à haute valeur commerciale. Ces étapes sont :

- Les procédés de séparation,
- Les procédés de conversion,
- Les procédés de valorisation [24].

II.2.1 Les procédés de séparation

Les principaux procédés de séparation sont :

- La distillation,
- L'absorption,
- L'extraction,
- La cristallisation,
- L'adsorption.

Le procédé de séparation par excellence est la distillation du brut, et en deuxième lieu, si l'on envisage une conversion plus profonde, l'extraction par solvant (désasphaltage) [19].

II.3 La distillation

La distillation est une étape préliminaire au raffinage des produits pétroliers [19,25]. Elle permet de fractionner le pétrole brut afin d'obtenir différentes coupes pétrolières en fonction de la température d'ébullition. La figure 2 représente un schéma simplifié de la distillation du pétrole brut. Les points de coupes qui apparaissent sur ce schéma sont les standards utilisés à IFPEN [26]. Chacune des coupes pétrolières correspond à un intervalle de volatilité, que l'on peut caractériser par une gamme de températures d'ébullition, ou par le nombre d'atomes de carbone des hydrocarbures. La distillation atmosphérique permet de séparer les coupes gaz (<50°C), la coupe essence (50 – 150°C), la coupe kérosène (150 – 250°C) et la coupe gazole (250 – 370°C). La partie du produit qui n'a pas été distillée lors de cette opération est appelée le résidu atmosphérique (RAT). Elle est composée de molécules dont le point d'ébullition est supérieur à 370°C. Les Distillats Sous Vide (DSV) correspondent aux fractions les plus légères de cette coupe résiduelle séparée par distillation sous vide [19]. Ils sont constitués de composés qui ont entre 20 et 50 atomes de carbone et une température d'ébullition comprise entre 370 et 550°C environ. Les coupes DSV se distinguent des fractions résiduelles non distillables (Résidu sous vide) notamment par le fait qu'elles contiennent peu d'asphaltènes et de métaux. De ce fait, ces coupes se prêtent plus facilement aux opérations de conversion catalytique [13].

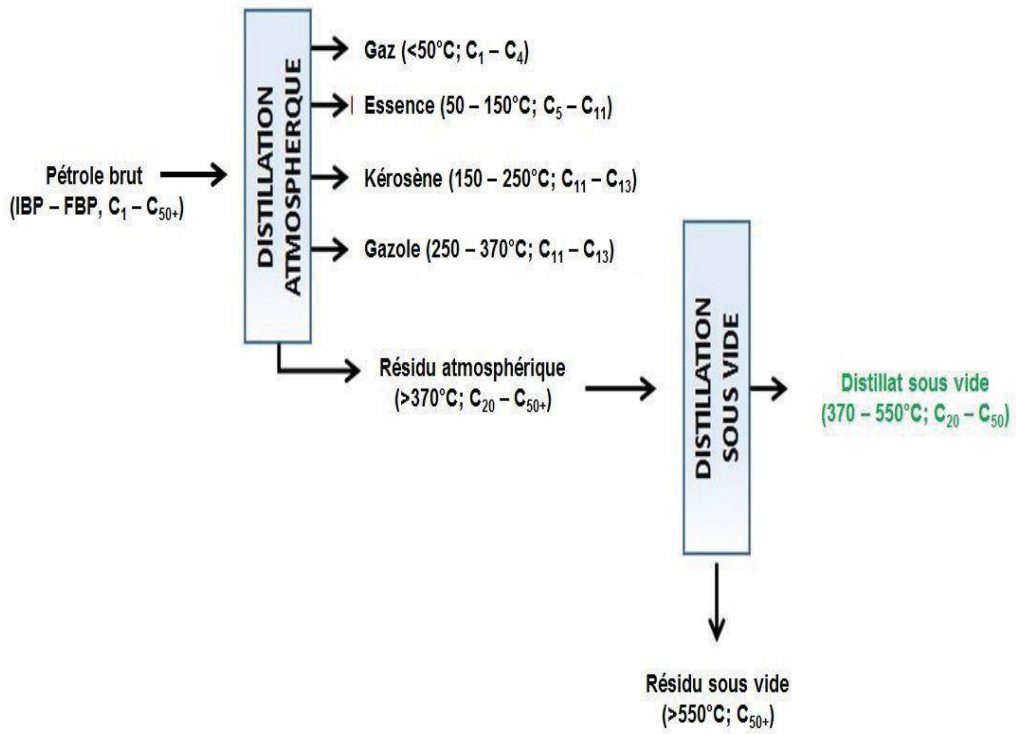


Figure 2: Distillation atmosphérique et sous vide d'un pétrole brut et exemples de coupes. Standard IFPEN; IBP → Initial Boiling Point; FBP → Final Boiling Point [19

II.4 Le raffinage et l'environnement

A la fin de ce chapitre il faudrait citer que l'environnement est un point très sensible, que les raffineurs actuellement donne beaucoup d'importance, car il est intégré dans ce domaine.

II.4.1 La pollution environnementale

Les raffineries émettent des polluants et gaz à effet de serre. Face à une réglementation plus stricte, les raffineurs effectuent des investissements pour réduire ces émissions. Il est responsable du développement et de l'intégration de systèmes de management de l'environnement. Il peut par exemple, être chargé de la lutte antipollution, de la qualité de l'air et de l'eau. Il est à ce titre, amené à participer à la mise en place de la politique de développement durable de son entité [24].

Chapitre II : Théorie sur le dessalage du pétrole brut

I. Dessalage du pétrole brut

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

I.1 Définition du dessalage

Le dessalage est la première étape du raffinage il consiste à éliminer les sels minéraux et l'eau par (déshydratation) afin de réduire la corrosion, le colmatage et l'encrassement des installations et empêcher l'empoisonnement des catalyseurs dans les unités de production. Cette opération permet aussi de récupérer les sédiments encore présents dans le brut [27,28].

I.2 Objectifs et principes [28]

Une augmentation de la salinité du brut est souvent due à une venue d'eau, visible ou non en surface. La venue d'eau est un phénomène irréversible qui peut évoluer très rapidement. Il est donc nécessaire de prévoir les installations de traitement dès le départ. Ceci est encore plus vrai en mer, où la place est restreinte et où les installations sont chères et difficiles à modifier.

L'unité de dessalage consiste en un séparateur à basse pression (celui-ci peut être le dernier étage de la séparation et/ou un ballon déshydrater) suivi d'un dessaleur électrostatique. De plus, souvent (pour ne pas dire toujours), il y a des pompes en amont du dessaleur pour augmenter la pression. En effet, il faut que le fluide soit à une pression minimum (RVP) dans le dessaleur pour éviter tout dégazage dans ce dernier. Un dégazage entraînant un risque de création d'arc électrique dans le dessaleur.

Le brut composant la charge est introduit dans le séparateur où l'on réalise la séparation des trois phases, constituées par le gaz, l'eau et le brut liquide.

Les vapeurs sont évacuées vers l'unité de traitement des gaz, tandis que l'eau, séparée des hydrocarbures liquides par décantation, est dirigée vers l'unité de traitement des eaux usées.

Dans ce dernier, **l'élimination des sels contenus dans le brut est réalisée par :**

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

La diffusion des sels est réalisée par addition d'eau de lavage à l'entrée du dessaleur, le mélange eau/brut étant effectué par la vanne de mélange.

La coalescence des gouttelettes d'eau est assurée par ajout de désémulsifiant et par l'utilisation d'un champ électrostatique créé entre deux électrodes. La séparation de l'eau et du brut s'effectue par décantation.

L'eau chargée de sel est recueillie au fond du dessaleur, tandis que le brut récupéré au sommet est expédié vers le stockage.

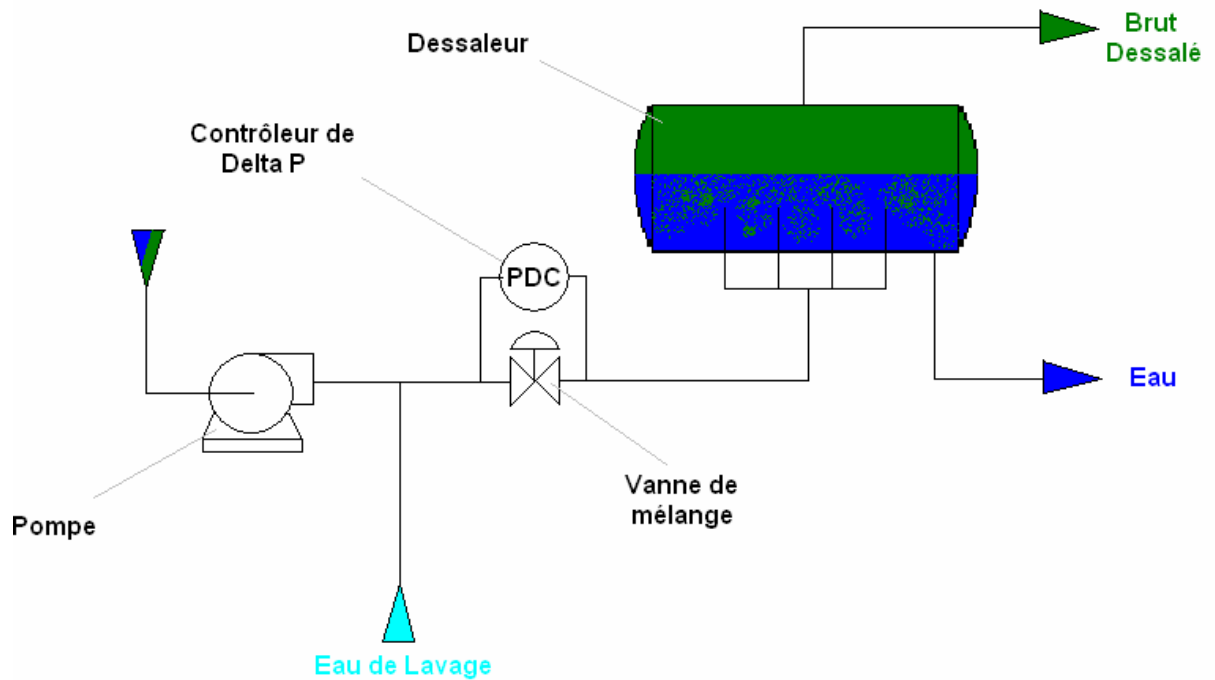


Figure 3: Schéma de principe du dessalage.

Les raisons qui imposent le dessalage sont de trois ordres :

- Dans certaines conditions, les sels cristallisent en plaques dans les turbines, dans les conditions et dans les installations de traitement. Ces dépôts freinent la production.
- La présence de sels favorise la corrosion électrique et chimique.
- Par contrat avec les raffineurs, les exploitants sont tenus de livrer des bruts de salinité inférieure à environ 60mg de chlorures par litre.

Donc l'objectif sera de :

- Eliminer
 - L'eau par « déshydratation »
 - Le sel « dessalage »

Pour : satisfaire aux spécifications commerciales (salinité < 60 mg/l).

- Limiter le transport de l'eau dans les pipes (pertes de charge, corrosion).

II. Généralité sur les sels

La plupart des puits fournissent, depuis leur mise en production, une huile variablement chargée en sels ; le chlorure de sodium est majoritaire, mais il est toujours associé à des quantités variables de sels alcalino-terreux. Cette salinité est apportée par l'eau du réservoir ou par des eaux d'infiltration [29].

II.1 Nature des sels

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

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

Ces sels se présentent soit sous forme de cristaux, soit ionisés dans l'eau présente dans le brut [25].

II.2 Inconvénients des sels

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

En outre, les cristaux de sel, généralement entraînés, désactivent et bouchent les lits de catalyseur et des équipements de traitement en aval. En raison de ces problèmes, les raffineries exigent généralement la teneur en sel de pétrole brut réduit à très faibles niveaux avant le traitement.

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

- La diminution de la capacité de production suite à la réduction de la section de passage (l'encrassement).
- La diminution du coefficient de transfert de chaleur dans les échangeurs causée par la mauvaise conductivité des dépôts de sels.
- La perforation et la rupture des tubes des fours et des échangeurs (corrosion).
- Formation des hydroxydes et des acides par l'hydrolyse des sels [24].

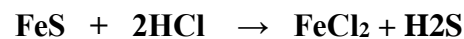
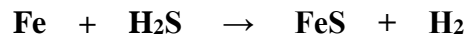
II.3 Corrosion

La corrosion est un phénomène altérant les propriétés mécaniques des matériaux qu'il utilise. C'est aussi la conséquence d'une réaction chimique entre le matériau métallique et le

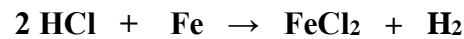
milieu agressif. Les réactions chimiques, qui interviennent en corrosion, sont des réactions hétérogènes souvent très complexes entre une phase solide et une phase liquide ou gazeuse [30].

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

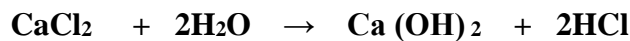
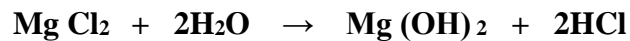
- La corrosion est plus grande en présence de sulfure d'hydrogène :



- l'acide chlorhydrique attaque le fer :



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



La protection contre la corrosion par l'eau, à pH voisin de la neutralité, est très importante dans l'industrie du pétrole. Ce problème se rencontre sous de nombreuses formes : l'attaque des bases des réservoirs de stockage par l'eau du sol, la corrosion et l'entartrage des échangeurs, le fonctionnement des chaudières, la corrosion atmosphérique. Une seule solution ne pourrait porter remède à ces divers aspects.

Dans un but de simplification, on peut considérer que trois variables principales déterminent d'une façon générale la corrosion par l'eau :

- la nature de l'eau ;
- la température ;
- la vitesse de circulation de l'eau [30].

III. Généralités sur l'émulsion

III.1 Définition d'une émulsion

Une émulsion est une dispersion d'un liquide en fines gouttelettes dans un autre liquide, les deux liquides étant non miscible :

- le liquide sous forme de gouttelettes est qualifié de phase dispersée, phase discontinue ou phase interne ;
- l'autre liquide est appelé phase dispersante, phase continue ou phase externe.

Les deux phases non miscibles de l'émulsion n'ont pas la même solubilité. L'une est hydrophobe ou lipophile, on parle couramment de phase huileuse, l'autre est hydrophile, on parle de phase aqueuse. Les émulsions conventionnelles sont des systèmes thermodynamiquement instables qui se séparent, plus ou moins rapidement, en deux phases. On parle de systèmes hors équilibre. En raison de cette instabilité les émulsions industrielles comportent toujours des émulsifiants, ou émulsionnants, formant un film interracial, autour des gouttelettes de la phase dispersée. Il s'agit le plus souvent de petites molécules amphiphiles appelées tensioactifs ou agents de surface. La schématisation classique des tensioactifs met en évidence un pôle hydrophile et un pôle hydrophobe. Les parties hydrophile et hydrophobe ont de l'affinité respectivement pour la phase hydrophile et hydrophobe de l'émulsion. Même si elles sont thermodynamiquement instable, les émulsions industrielles peuvent donc présenter une stabilité dans le temps (stabilité cinétique) très importante [31].

Dans le cas d'une huile brute ou d'une émulsion ordinaire, il s'agit d'une dispersion de gouttelettes d'eau dans l'huile (**figure 4**). Normale, ou régulière, des émulsions d'huile terrain consistent en une phase huileuse continue ou externe et une eau dispersée ou de la phase interne [32].

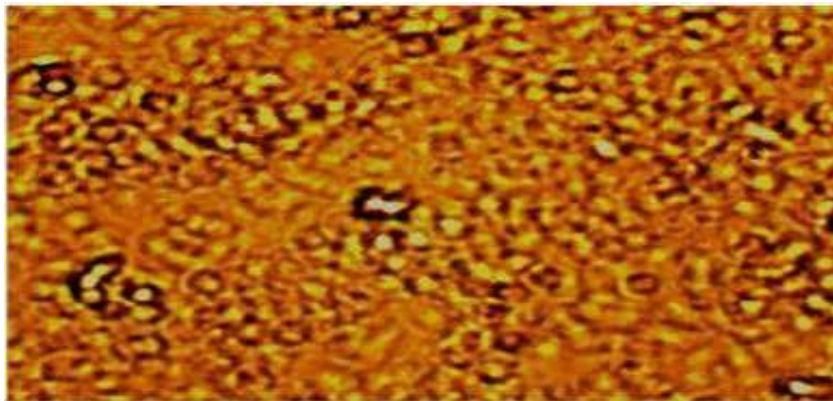


Figure 4 : Photomicrographie de pétrole brut amplifié [33].

III.2 L'émulsion dans le pétrole brut

Quand le pétrole et l'eau se séparent en deux couches distinctes, le pétrole flotte en haut, et l'eau se dépose au fond. L'espace où les deux couches se rencontrent s'appelle le niveau d'interface. Dans cet espace, le pétrole et l'eau peuvent former une couche d'émulsion, où le pétrole et les molécules d'eau s'entremêlent fermement donc, difficiles à séparer. L'épaisseur de cette couche d'émulsion peut varier de quelques centimètres à un mètre [34].

III.3 L'émulsion dans le dessalage

Une épaisse couche d'émulsion peut provoquer un mauvais fonctionnement dans le procédé de dessalage électrostatique, comme une surcharge de la charge électrique, des

donnés erratiques de courant et une eau d'effluent huileuse. Cette couche doit être minimisée ou contrôlée.

Un agent désémulsifiant peut être utilisé pour briser la couche d'émulsion ou pour prévenir l'épaississement de la couche. Dans les cas extrêmes, toute l'eau et la couche d'émulsion doivent être vidangées du dessaleur et établir un nouveau niveau d'eau [28].

III.4 Conditions de formation d'une émulsion

Les émulsions les plus souvent rencontrées dans l'industrie du pétrole sont du type hydrophobe ou eau dans l'huile, le milieu continue étant l'huile.

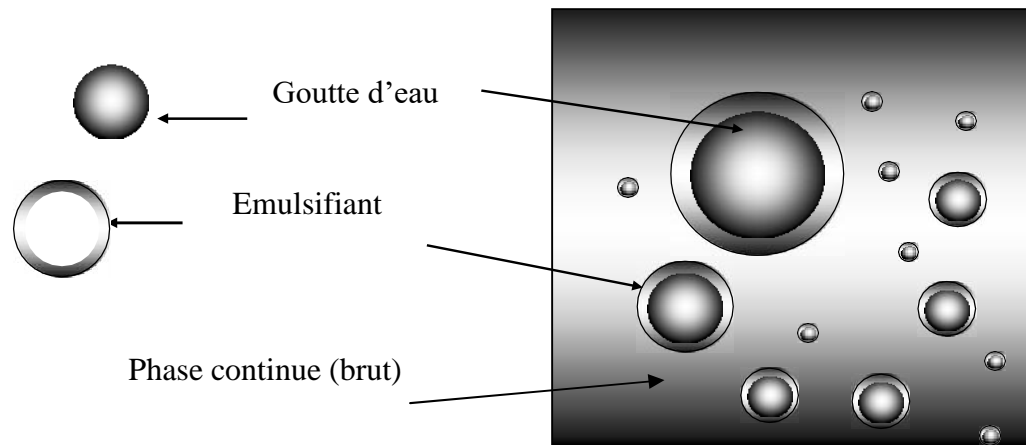


Figure 5 : Représentation d'une émulsion avec émulsifiant.

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

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

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

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

Les paraffines solubles dans l'huile ou des particules finement divisés qui sont généralement plus mouillées par le pétrole brut que par l'eau. Parmi ces solides finement divisés, on peut trouver des sulfates de fer, zinc et aluminium, des carbonates de calcium, de la silice, de l'agile et du sulfure de fer.

L'agent émulsifiant contenu dans le pétrole brut se rencontre à l'interface eau/huile en formant une barrière autour des gouttes d'eau, ce qui empêchera la coalescence, le plus

souvent d'ailleurs, ces émulsifiants naturels contenus dans le pétrole brut sont des molécules polaires [35].

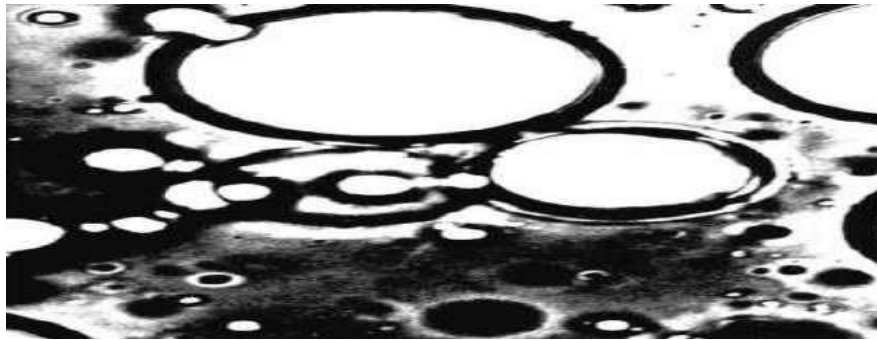


Figure 6: photomicrographie montrant deux gouttes touchantes mais incapable de s'unir en raison de la peau émulsifiante entourant les gouttelettes [33].

III.5 Stabilité d'une émulsion

Les liquides, dans une émulsion stable peuvent seulement être séparés par un procédé de traitement. Cela signifie qu'une émulsion stable ne peut pas être séparée par décantation dans quelques ballons que ce soit. La possibilité de casser une émulsion dépendra de la stabilité de cette émulsion [28]. La stabilité d'une émulsion ou sa résistance à la destruction, dépend de plusieurs facteurs :

III.5.1 Agent émulsifiant

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

III.5.2 Agitation

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

III.5.3 Viscosité de l'huile

La viscosité de la phase continue joue un double rôle : d'un côté, la viscosité de l'huile empêche la migration de l'agent émulsifiant vers l'interface et limite la formation de fines gouttelettes par l'agitation. D'un autre côté, la viscosité élevée est un facteur défavorable, lors de la décantation des gouttelettes d'eau, d'une manière générale, les deux effets contraires s'annulent.

III.5.4 Teneur en eau dans l'émulsion

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

III.5.5 Age de l'émulsion

Une émulsion décante une certaine partie de son eau avec le temps, l'émulsion restante contenant les bulles d'eau les plus fines, devient de plus en plus stable. De plus, des réactions chimiques complexes peuvent rigidifier le film interfacial et rendre la coalescence plus difficile, c'est pourquoi, il est nécessaire de traiter les émulsions dès leur formation [35].

Autres facteurs qui sont :

- La densité du pétrole brut
- La tension superficielle de l'eau
- Toutes impuretés chimiques ou contaminants quelconques
- Toutes matières paraffiniques contenues dans le brut
- Les acides organiques

Tous ces paramètres affectent la taille des gouttelettes d'eau. Des gouttelettes plus petites d'eau font une émulsion plus forte. Une émulsion forte est plus difficile à se casser qu'une émulsion faible formée par de plus grosses gouttelettes d'eau [28].

III.6 Procédés de désintégrations de l'émulsion

Il existe trois principaux types de procédés :

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

Chacun de ces procédés a pour but de rassembler les gouttelettes d'eau en grosses gouttes susceptibles de se déposer rapidement au fond du décanteur [36].

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

III.6.1 Procédé mécanique

Parmi les procédés mécaniques, on peut distinguer :

a. Décantation

Le fonctionnement de la majorité des équipements de traitement du pétrole brut est basé sur le principe de décantation (différence de densité) pour séparer les gouttelettes d'eau de l'huile, par ailleurs, le mouvement de chute des gouttelettes d'eau à travers l'huile est favorisé par les frottements liés à la viscosité de l'huile. Ce procédé n'est efficace que pour des émulsions stables du simple fait de différence entre les poids spécifiques des composés de l'émulsion. Le traitement thermique des émulsions accélère la décantation [37].

La vitesse de décantation est donnée par la formule de Stokes : [29].

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

Où :

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

V_d : vitesse de décantation (m/s).

d_d : densité de la phase dispersée.

d_c : densité de la phase continue.

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

D : diamètre de la gouttelette d'eau (m).

Afin d'améliorer la décantation on doit :

- Augmenter la taille des gouttelettes d'eau.
- Opérer à la température la plus élevée possible pour diminuer la viscosité de la phase continue.

b. Centrifugation (l'essorage)

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

La centrifugation est basée sur la même loi de Stokes à condition de remplacer dans la formule par la force centrifuge équivalente.

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

Où :

$$V = \frac{2 \pi R n}{60}$$

Il vient :

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

Avec :

m : masse du corps en révolution en (kg).

V : vitesse linéaire en (m/s).

R : rayon du cercle de révolution (m).

n : vitesse de révolution (Tr/s).

Il ressort de cette formule que la force centrifuge est proportionnelle au carré de la vitesse de révolution, l'action efficace de la force centrifuge dépend par ailleurs du rayon du cercle de révolution R. Les deux facteurs n et R constituent la base d'élaboration des centrifugeuses, le faible débit de ces derniers ainsi que les frais élevés occasionnés par leur exploitation constituent les raisons principales de leur limitation dans la désémulsification du pétrole. La centrifugation permet cependant d'atteindre une déshydrations et un dessalage presque complet du pétrole à (99.7%) [35].

c. La filtration

La séparation de l'eau contenue dans le pétrole par filtration est basée sur les phénomènes de mouillage sélectif. Ainsi, par exemple le sable de quartz est facilement mouillable à l'eau, tandis que la pyrite l'est au pétrole.

Pour déshydrater le pétrole, on utilise des copeaux de tremble peuplier et d'autres bois non résineux. Les fines particules d'eau, tout en adhérant aux bords aigus des copeaux se rassemblent en grosses gouttes s'écoulant facilement par gravité, les colonnes de filtration, sont surtout utilisées lorsque les émulsions de pétrole ont déjà été désagrégées, mais les gouttelettes d'eau se maintiennent encore en suspension et ne se déposent pas, l'inconvénient majeur du procédé de filtration est le colmatage relativement rapide de la surface filtrante par les particules de sol et la nécessité de remplacer souvent le garnissage [38].

Le procédé mécanique uniquement n'est efficace que pour des émulsions stables du simple fait de différence entre les poids spécifiques des composés de l'émulsion.

La majorité des unités de traitement utilisent les deux procédés (chimique et électrique) en même temps pour désintégrer les émulsions stables [24].

III.6.2 Procédé chimique

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

- Le déplacement par absorption de l'agent émulsifiant actif par un produit à effet tensioactif plus puissant et à solidité moindre de la pellicule absorbante.
- La formation d'émulsions de types opposés (inversion des phases).
- La dissolution de la pellicule absorbante du fait de sa réaction chimique en présence de l'agent émulsifiant introduit dans l'émulsion. Le choix de désémulsifiant dépend de la nature du pétrole, de la quantité et de la composition de la phase aqueuse, de l'intensité de malaxage, de la température et de la vitesse de décantation...etc.

Il y a différentes manières d'introduire le réactif :

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

Le but poursuivi par cette dernière méthode est de traiter une émulsion toute récente sans lui permettre de vieillir et d'augmenter sa stabilité au cours du stockage. La désintégration des émulsions par des procédés chimiques est très largement appliquée ; ces procédés se distinguent par leur grande souplesse et simplicité. Les meilleurs réactifs sont ceux les plus faciles à obtenir, qui sont efficaces et qui ne modifient pas la propriété du pétrole ; dans les raffineries, l'émulsion doit être préalablement chauffée dans les échangeurs de chaleur à faisceaux tubulaires afin d'activer le processus de désémulsification chimique [35].

III.6.3 Procédé électrique

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

l'eau douce et salée dans les proportions du mélange d'émulsion réalisé, quatre opérations fondamentales ont lieu dans le dessaleur électrique. Les gouttes d'eau acquièrent donc une masse suffisante pour tomber par gravité vers le fond du dessaleur, c'est la décantation.

Le tableau ci-après, décrit ces opérations ainsi que les paramètres qui les régissent [35,37].

Tableau 1 : les opérations fondamentales ont lieu dans un dessaleur électrostatique.

Opération	Réalisation	Paramètres actifs
Apport de l'eau douce	Formation d'une émulsion de brut d'eau douce au niveau de la vanne de mélange.	-Quantité d'eau -Réglage de la vanne de mélange
Dissolution des cristaux de sel présents dans le brut par l'eau douce ajoutée	Lors du séjour dans le dessaleur	-Turbulence (vanne de mélange) -Temps de séjour -Présence d'agent mouillant
Coalescence des gouttes d'eau douce introduite et d'eau salée présentes dans le brut	Le champ électrique crée par l'électrode haute tension du dessaleur développe des forces entre gouttes dipôles qui facilitent la coalescence	-Valeur du champ électrique -Quantité d'eau et qualité de désémulsification -Temps de séjour
Decantation des gouttellettes	Elle débute en même temps que la coalescence et a lieu dans tout le volume.	-Diamètre des gouttes -Différence de densité eau-brut -Viscosité du brut -Température -Temps de séjour

IV. Dessaleur électrostatique

IV.1 Mécanisme du dessalage électrostatique

Pour éliminer toutes les impuretés, il faut laver le brut à l'eau et séparer l'eau de lavage par dessalage électrostatique.

Le dessalage électrostatique du brut comporte trois étapes successives :

- ❖ La diffusion des sels du brut dans l'eau (lavage) :

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

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

- ❖ La coalescence des gouttelettes d'eau (par électrocoalescence) :

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

- ❖ La décantation (par gravité) :

Sous l'effet du champ électrique, les gouttelettes d'eau se rassemblent et donnent de grosses gouttelettes qui, sous l'effet de leur densité supérieure à celle du brut, décantent au fond du dessaleur [24].

IV.2 Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique [28]

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.

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 derniers traversent de bas en haut l'eau sans toucher les gouttelettes d'eau.

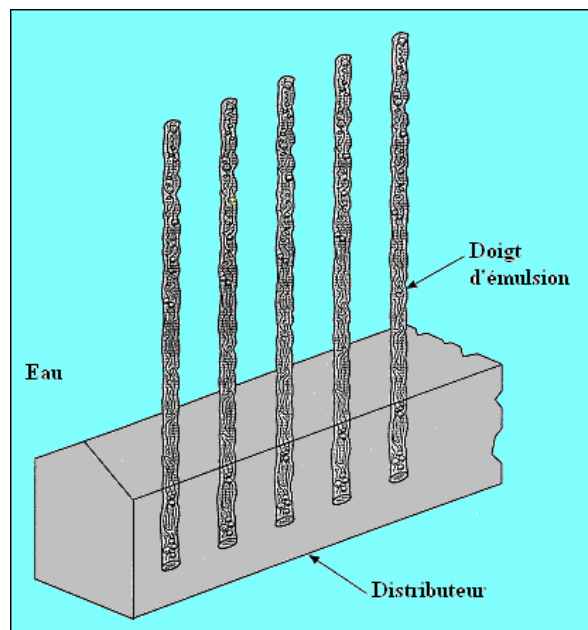


Figure 7 : Doigts d'émulsion.

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 deux sorties eau sont connectées à un collecteur multi orifices localisé à l'intérieur du dessaleur.

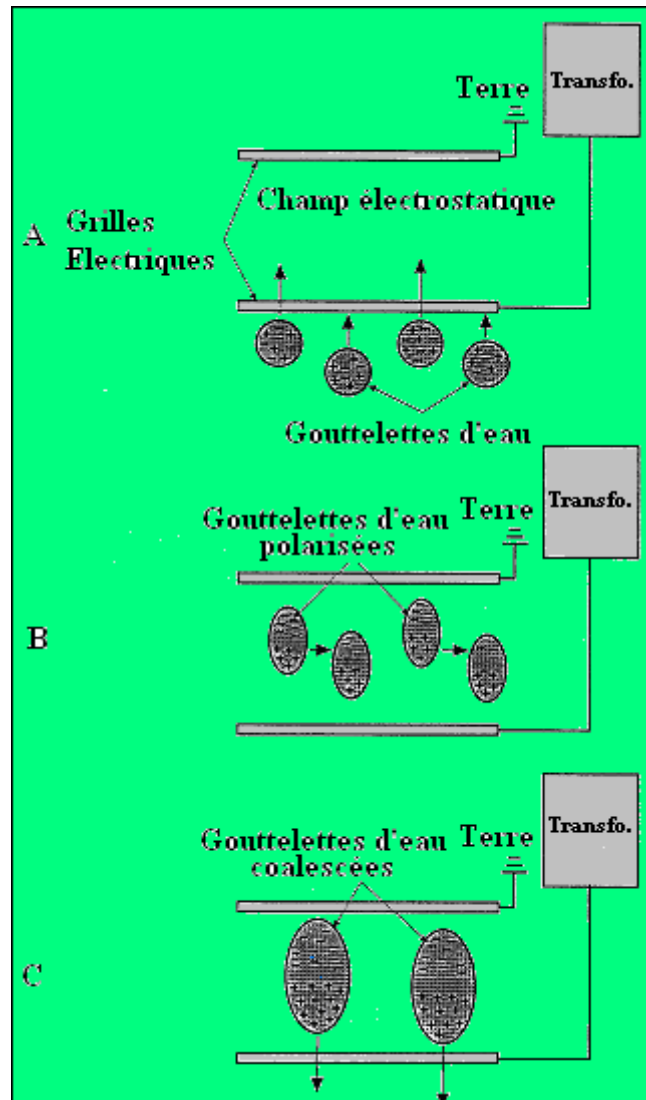


Figure 8 : Phénomène de polarisation et de coalescence des gouttelettes d'eau.

IV. 3 Avantages et inconvénients

Les dessaleurs électrostatiques sont les équipements les plus utilisés en offshore pour mettre le brut aux spécifications commerciales. Ils créent dans le brut des champs électriques importants, pouvant aller jusqu'à 20.000V/cm. Ces champs sont généralement pulsés, c'est-à-dire de sens constant mais d'amplitude variable. Les plus anciens dessaleurs, comportaient deux nappes d'électrodes horizontales, et induisent donc deux champs, un primaire entre les électrodes, et un secondaire entre l'électrode inférieure et l'interface eau/huile [33].

a) Avantage :

- très bonne efficacité ;
- compacité, temps de séjour autour de 8 mn pour les plus récents ;
- marche dégradée possible ;

- indicateurs de dysfonctionnement en temps réel ;
- réglage possible et facile ;
- limitent la consommation de produit chimique [33].

b) Inconvénients :

- teneur en eau limitée à l'entrée (15-20% maximum) ;
- nécessité de deux étages si le BSW est élevé (déshydratation et dessalage) ;
- phase gaz interdite, d'où le plus souvent nécessité d'ajouter une pompe en amont ;
- coût élevée, consommation électrique grande [33].

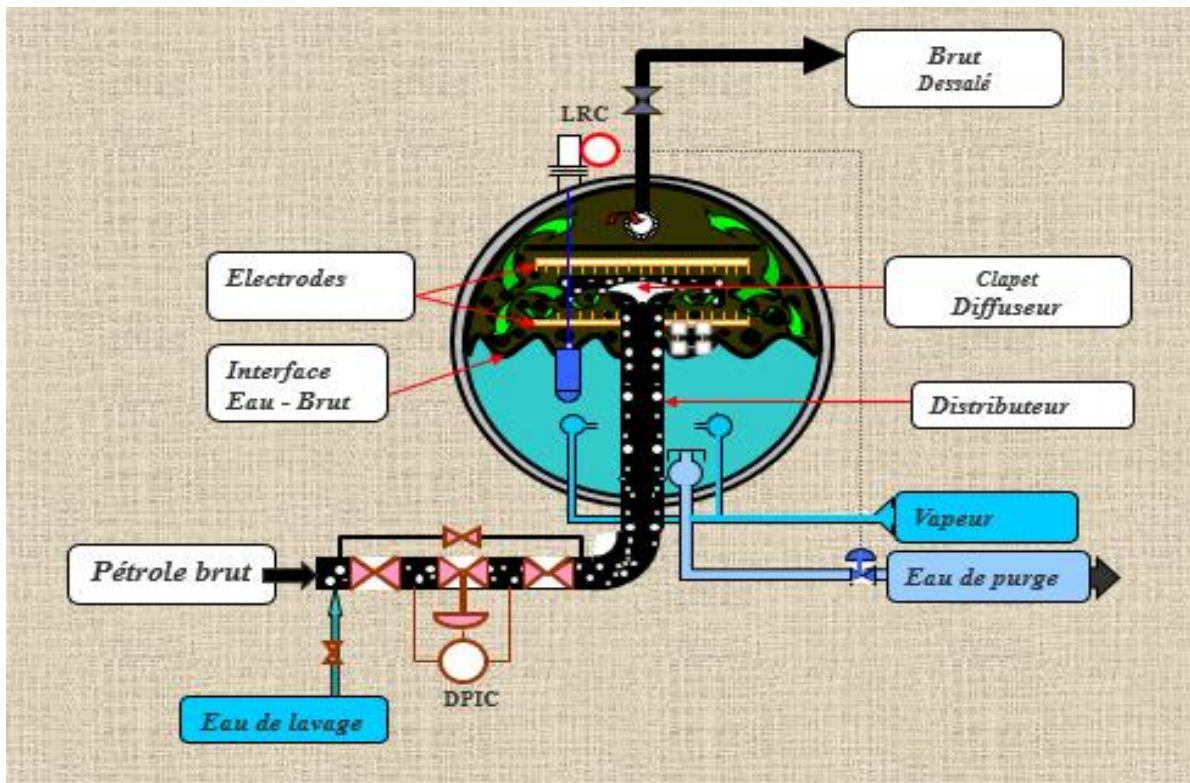


Figure 9: Schéma de principe d'un dessaleur électrostatique [39].

V. Paramètres de réglage du dessaleur

Pour avoir le meilleur rendement du dessaleur il est nécessaire de dresser maintenant l'inventaire des degrés de liberté laissés au choix du raffineur.

Le dimensionnement des équipements et le matériel demande l'exclusion des paramètres de conception utilisés par les constructeurs.

V.1 Niveau d'interface eau/brut

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

V.2 Température de dessalage

La température de la charge du brut est très importante pour le fonctionnement efficace du dessaleur, la température varie entre 70°C et 150°C. Une température plus basse que celle spécifiée réduit l'efficacité de dessalage à cause de l'augmentation de la viscosité et par conséquent une difficulté de séparation de l'eau. Des températures plus élevées peuvent réduire l'efficacité de dessalage à cause de la plus grande conductivité électrique du pétrole brut. Elle intervient aussi à la vitesse de coalescence par l'intermédiaire de la viscosité qui est très sensible à ce paramètre.

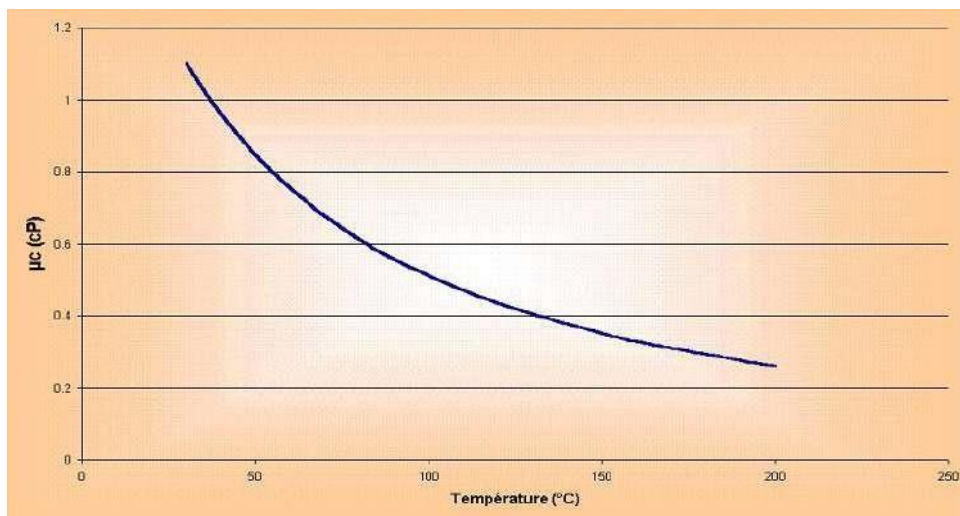


Figure 10 : Influence de la température sur la viscosité.

V.3 Critère de décantation

Ce critère est défini par la relation suivante :

$$\frac{(\rho_1 - \rho_2)}{\mu_2}$$

Avec :

- ρ_1 : masse volumique de l'eau ;
- ρ_2 : masse volumique de brut ;
- μ_2 : viscosité du brut qui est en fonction de la température.

V.4 Taux d'eau de lavage

La force de la coalescence électrique est fonction du taux d'eau de lavage. Pour les bruts lourds de densité API inférieure à 30, on cherchera à combler les lacunes apparentes de la décantation par gravité (paramètre $(\rho_1 - \rho_2) / \mu_2$ plus élevé) en augmentant la coalescence électrique, c'est-à-dire en augmentant le taux d'eau de lavage.

V.5 Point d'injection de l'eau de lavage

Si l'eau de lavage est peu agressive, on a intérêt à injecter tout ou une partie de cette eau au refoulement de la pompe de charge avant les échangeurs de préchauffe. Cette possibilité devient impérative si le dessalage se fait à température élevée.

Signalons que certains raffineurs pratiquent avec succès l'injection à l'aspiration des pompes de brut froid.

V.6 Nature d'eau de lavage

La nature de l'eau de lavage est importante, avec de l'eau de mer, il faudra nécessairement atteindre des teneurs en eau résiduelle inférieure à 0,2% ou 0,3% pour être aux normes des teneurs en sel.

V.7 Pression de service et la perte de charge dans la vanne de mélange

La pression n'a pas une influence sur la salinité du brut, mais elle peut influencer le fonctionnement du dessaleur. La pression dans le dessaleur doit être maintenue à une valeur suffisante de façon à empêcher la vaporisation et une perte d'efficacité de dessalage. Il est très difficile de proposer des règles strictes d'emploi de la vanne de mélange. En effet, une importante augmentation de la pression différentielle risque de former des émulsions stables difficiles à éliminer.

V.8 Nature et taux de désémulsifiant

Pour compléter l'opération de dessalage électrostatique, on a recours à l'emploi d'additifs désémulsifiant. Le désémulsifiant est connu aussi comme le casseur de l'émulsion. C'est un produit chimique qui aide à séparer en deux phases d'une émulsion [28].

Leurs formules comprennent en général 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 diamines) [29].

VI. Description des éléments de dessaleur

VI.1 Tuyauteries intérieures

L'intérieur de l'unité de dessalage est équipé par plusieurs ensembles de tuyauteries, chacun ayant sa propre fonction dans le procédé de dessalage. Les ensembles sont décrits ci-dessous :

La ligne d'alimentation du brut se raccorde à la tubulure d'entrée de la tuyauterie de distribution qui est constituée par un collecteur monté longitudinalement dans la partie inférieure du ballon, entre les deux lignes de tangence. Tout au long de ce collecteur, il y a des dérivations horizontales sur lesquelles viennent se raccorder des « tés », avec une extrémité ouverte et dirigée vers le haut. Au-dessous, de chaque extrémité, des « tés » il est prévu un écran distributeur.

L'émulsion eau-brut est d'abord véhiculé dans le collecteur horizontal puis dirige vers le haut dans le champ électrique défini par la zone des deux électrodes par les systèmes de distribution décrits ci-dessus.

VI.2 Tuyauterie de sortie du brut dessalé

Un deuxième collecteur horizontal est disposé à la partie supérieure du ballon parallèlement au collecteur d'entrée. Ce collecteur de sortie n'est pas équipé de « tés » mais dans sa partie supérieure sont percés de larges trous par lesquels s'écoule le brut dessalé, ce collecteur est raccordé à la tubulure de sortie du brut de dessaleur.

VI.3 Tuyauterie d'écoulement d'eau

Cette tuyauterie est constituée par un collecteur fixé à la partie inférieure du réservoir. Tout au long de ce collecteur est fixé des coudes de façon que leur extrémité libre soit dirigée vers le haut. Au-dessous de chaque extrémité libre du coude est fixé un écran horizontal. La fonction de cette tuyauterie est d'évacuer l'eau accumulée au fond du réservoir à la suite de la séparation de l'émulsion brut-eau par le champ électrique.

VI.4 Tuyauterie vapeur

Cette tuyauterie permet l'injection dans le réservoir de la vapeur pour dégazer le réservoir avant le démarrage ou lors de l'arrêt de l'unité avant l'inspection.

VI.5 Electrodes

Les électrodes constituant le cœur de l'unité de dessalage, ont été spécialement conçues pour obtenir un rendement maximal de fonctionnement tout en étant d'une construction simple, d'un montage et d'un entretien facile.

Lorsque l'alimentation électrique est triphasés, les électrodes sont divisées en trois sections différentes, mais disposées sur deux plans horizontaux. Environ deux tiers de la totalité de l'électrode inférieure sont reliés à un deuxième transformateur la partie restante de l'électrode supérieure est reliée à la partie restante de l'électrode inférieure, le tout étant relié à un troisième transformateur.

VI.6 Ensemble transformateur-réactance

L'ensemble transformateur-réactance est de type immergé dans l'huile, contenu dans une cuve. La réactance montée en série sur le circuit primaire du transformateur a pour fonction de limiter le courant à la valeur nominale dans les conditions de court-circuit.

Les connections basse-tension sont effectuées dans une boîte antidéflagrante montée sur la cuve de l'ensemble transformateur réactance.

Dans la cuve sont aussi prévus un transformateur de tension et un transformateur d'intensité. Le premier alimente un voltamètre et une lampe de signalisation, le deuxième alimente un ampèremètre. Ces instruments sont montés sur un tableau électrique faisant partie de l'unité de dessalage.

La prise haute tension du transformateur est ramenée à la sortie de la cuve dans la poche haute tension grâce à une douille électrique spéciale.

VI.7 Ensemble de l'alimentation électrique haute-tension

La sortie haute-tension du circuit secondaire de chaque ensemble transformateur du ballon par l'ensemble d'alimentation haute-tension.

Cette ensemble est constitué par :

- La tubulaire et bride de raccordement de la sortie HT du transformateur.
- Les « tés » de retordement (ou chambre de traverse) qui relie le transformateur au réservoir dessaleur.
- La tubulure supporte « tés » sur le réservoir.
- La tige en cuivre par le raccordement de douille haute tension du transformateur avec l'extrémité supérieure de la traversée électrique.
- Les câbles monels de raccordement entre l'extrémité supérieure de la traversée électrique avec l'électrode correspondante.

- Les trous de poings, l'un en tête de la chambre de traversée, l'autre sur la dérivation horizontale de la tubulure du réservoir, pour pouvoir exécuter le raccordement du câble monel avec la traversée HT à sa partie inférieure.

L'ensemble d'alimentation électrique est rempli d'huile isolante. L'indicateur de niveau prévu sur la poche isolante, l'indicateur de niveau d'huile [39].

VIII. Différents types de dessaleur

Il existe trois types de dessaleur :

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

Les installations de dessalage comportent généralement deux étages. Dans le premier étage 75 à 80% d'eau massique est éliminée et 95 à 98% de sel.

Dans le deuxième étage 60 à 65% d'eau restante est éliminée ainsi que 98% de sel restant. Le nombre d'étages dépend du volume et de la qualité du brut. C'est-à-dire la teneur en eau et la teneur en sels et la résistance en émulsion ainsi que le type et la productivité de l'appareil.

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

- ✓ Grande surface des électrodes ainsi que de productivité spécifique.
- ✓ La vitesse du pétrole en mouvement verticale est faible (meilleure décantation de l'eau).
- ✓ Possibilité de procéder à haute pression et à haute température [38].

*Chapitre III : Présentation
de la raffinerie d'Alger -
RAIG*

I. Présentation de la raffinerie d'Alger

I.1 Présentation de la SONATRACH

Sonatrach est la plus importante compagnie d'hydrocarbures en Algérie et en Afrique. Elle intervient dans l'exploration, la production, le transport par canalisations, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés.

Adoptant une stratégie de diversification, Sonatrach se développe dans les activités de génération électrique, d'énergies nouvelles et renouvelables, de dessalement d'eau de mer, de recherche et d'exploitation minière. Poursuivant sa stratégie d'internationalisation, Sonatrach opère en Algérie et dans plusieurs régions du monde : en Afrique (Mali, Niger, Libye), en Europe (Espagne, Italie, Portugal, Grande Bretagne), en Amérique Latine (Pérou) et aux USA.

Avec un chiffre d'affaires de près de 64,975 milliards de dollars US réalisé en 2008, Sonatrach est classée :

- 1^{ère} Compagnie africaine.
- 12^{ème} Compagnie pétrolière mondiale.
- 4^{ème} exportateur mondial de Gaz Naturel.
- 13^{ème} Compagnie mondiale concernant les hydrocarbures liquides.
- 6^{ème} Compagnie mondiale matière de Gaz Naturel.
- 25^{ème} Compagnie pétrolière sur le plan des effectifs.

L'activité Aval prend en charge le développement et l'exploitation de la liquéfaction du gaz naturel, la séparation du GPL, le raffinage, la pétrochimie et la valorisation des gaz industriels.

Sonatrach dispose à travers l'activité Aval de :

-Quatre (04) complexes de GNL, 3 à Arzew et 1 à Skikda, d'une capacité totale de production de 44 milliards m³ de GNL/an.

-Deux (02) complexes de GPL à Arzew, d'une capacité totale de production de 9 millions de Tonnes/ an.

-Deux (02) complexes pétrochimiques, l'un à Arzew et le second à Skikda.

-Une (01) unité de PEHD (polyéthylène haute densité) appartenant à la filiale ENIP.

-Deux (02) unités d'extraction d'hélium : une à Arzew et une à Skikda.

- Quatre (04) raffineries :

Tableau 2 : les différentes raffineries de la SONATRACH.

Nom des Raffineries	Année de creation	Quantité de brut traité Tonnes / an
R A ₁ /K Skikda	1980	15 millions t/an + import BRI
R A ₁ /Z Arzew	1973	2,5 millions t/an + import BRI Lubrifiant et graisse
R A ₁ /G Alger	1964	2,7 million t/an
RA ₁ /HMD et RA ₂ /HMD Hassi Messaoud	1962- 1982	1080.00 t/an

Les projets en cours :

- Un (01) train de liquéfaction de gaz naturel à Skikda d'une capacité de 4,7 millions de tonnes.
- Un (01) train de liquéfaction de gaz naturel à Arzew d'une capacité de 4,5 millions de tonnes.
- Trio (03) nouveaux trains de GPL à Arzew.
- Une (01) raffinerie à Tiaret.
- Les complexes d'ammoniac et d'urée d'Arzew
 - Un (01) complexe de vapocraquage d'éthane à Arzew.
 - Un (01) complexe des oléfines à Skikda.

I .2.Situation géographique de la raffinerie d'Alger

Surnommée la doyenne des raffineries Algériennes, la raffinerie d'Alger est érigée sur une surface de 182 hectares à Sidi Arcine, à 5Km d'El Harrach et à 10 km d'Alger.

En ce qui concerne le choix de région algéroise, elle se présente comme un futur pôle de développement industriel. Concernant, l'emplacement de Sidi Arcine le choix a été fait suite à

une étude de sol et la découverte d'une nappe d'eau qui est nécessaire pour l'alimentation des systèmes de refroidissement.

I. 3. Historique de la raffinerie

La raffinerie comme son nom l'indique, a pour mission de traiter le pétrole brut de Hassi-Messaoud afin de satisfaire la consommation croissante en produits dérivés du brut pour le marché du centre et le marché international « exportation ». Sa création fut en décembre 1957 par sept actionnaires mondialement connus. Le chantier fut ouvert en janvier 1960 sous la direction de CFP « Compagnie Française Pétrolière » et le démarrage de la raffinerie fut le 19 janvier 1964. La participation de la Sonatrach commence progressivement, jusqu'en 1971 où elle obtient l'intégralité des actions « suite à la nationalisation des hydrocarbures de 1971 ».

La réception du brut se faisait depuis le 01 janvier 1964 par des tankers du port pétrolier de Béjaïa au port pétrolier d'Alger et par un pipe d'une longueur de 13km jusqu'au parc de stockage. En 1971 un piquage a eu lieu à Beni-Mensour, à partir du pipe reliant Hassi Messaoud/Bejaïa d'une longueur de 131 km jusqu'à la raffinerie à un débit de 500 m³/h.

I.4. Description des installations de la raffinerie

I.4.1. Installations principales (Unités production)

La raffinerie est dotée des installations principales suivantes :

1. Une unité de distillation atmosphérique (Unité 100) de 2.700.000T/an dont le but est de fractionner le pétrole brut. D'où sont soutirés les produits suivants :

- GPL+ Essence légère+ Solvant léger.
- Solvant lourd.
- Kérosène.
- Gas-oil léger.
- Gas-oil lourd.
- Résidu.

2. Une unité de reforming catalytique (Unité 200) de 2.500 m³/j dont le rôle est de transformer une coupe pétrolière (Naphta) à bas indice d'octane provenant de l'unité de distillation en un reformat à haut indice d'octane qui est la base principale pour la fabrication des carburants automobiles (essence normale et essence super).

3. Une unité Gas plant (Unité 300) pour la séparation des GPL en butane et propane commerciaux. Cette unité est alimentée à partir des unités de distillation atmosphérique et de reforming catalytique.

4. Une unité de mélange (éthylation) pour la fabrication des essences (normale et super).
5. Une unité d'expédition de produits finis par pipes aux dépôts d'Alger (El-Harrach), de Blida (Chiffa), aux ports pétroliers et à l'aéroport Houari Boumediene.

I.4.2. Installations générales

La raffinerie d'Alger dispose d'installations générales telles que :

1. Une centrale thermoélectrique pour la production et la distribution des utilités (Électricité, vapeur, air...).
2. Deux chaudières qui produisent 47 t/h de vapeur chacune.
3. Un groupe turbo alternateur produisant de l'électricité d'une capacité de 6 MW.
4. Deux stations de traitement des eaux.
5. D'un laboratoire de contrôle de la qualité des produits.
6. D'un poste de commandement d'intervention 24/24 h.
7. D'un port pétrolier équipé de trois (03) postes de chargement pour les exportations, le cabotage ainsi qu'une (01) station de déballastage.
8. Plusieurs ateliers de maintenance et de magasins.
9. Un parc de stockage d'une capacité de 290000 m³ dont 105000 m³ pour le brut et 185000 m³ pour les produits finis et semi-finis.
10. D'une rampe de chargement GPL alimentant les régions du centre du pays (Tizi-Ouzou, Chlef, Djelfa).

I.5. Production en tonnes par an

Propane	10.000	T/an
Butane	100.000	T/an
Essence normale	263.000	T/an
Essence super	323.000	T/an
Jet/lampant	235.000	T/an
Gas-oil	796.000	T/an
Fuel léger	6500.000	T/an
Fuel lourd	650.000	T/an
Naphta	228.000	T/an

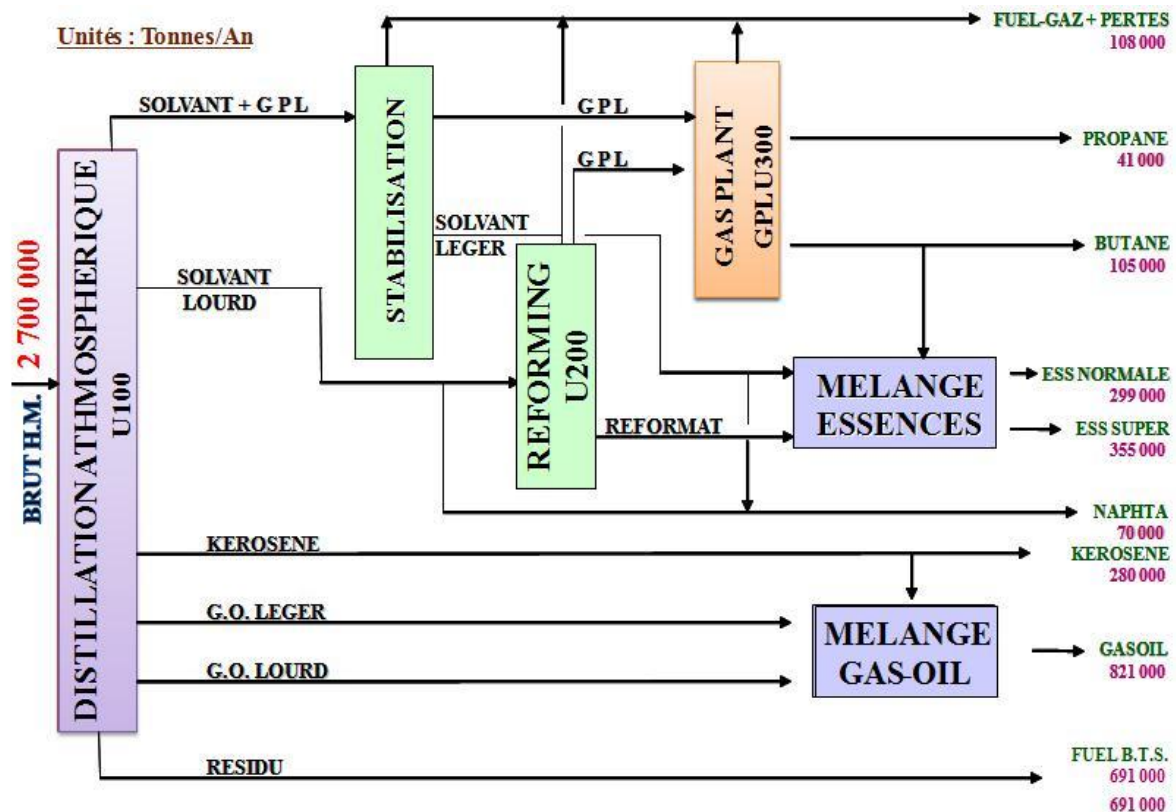


Figure 11: Schéma synoptique de la raffinerie d'Alger avant réhabilitation.

II. Programme de réhabilitation de la RA1G

Dans le cadre du projet de réhabilitation, la capacité de traitement de brut de la raffinerie va être augmentée de 35 %. Sonatrach a retenu la société Technip France pour l'EPC (Engineering Procurement and Construction) de ce projet et la société EIL (Engineers India Ltd) comme PMC (Project Management Consulting).

La réorganisation des unités existantes dans la raffinerie et les installations associées ainsi que les utilités va être améliorée et modifiée conformément à la partie remise en état. Les principaux objectifs du projet de réhabilitation visent essentiellement à :

- Produire des carburants équivalents aux spécifications Euro – 2009 ;
- Maximiser la production du diesel ;
- Minimiser les fuels lourds ;

Les nouvelles unités qui seront installées dans le cadre du projet de réhabilitation sont :

- Une unité de pré distillation du brut CDU (Crude Distillation Unit) ;

- Un Module dénommé MS block (Motor Spirit) contenant : une unité d'hydrotraitement du Naphta (NHTU), une unité d'isomérisation du Naphta léger (LNISOM), une unité de reforming catalytique à régénération continue (CCRU) ;
- Un module RFCC contenant une unité de craquage catalytique du résidu (à lit fluidisé) RFCCU et une unité d'oxydation des mercaptans MEROX ;
- Un module dénommé sulphur block qui comporte les différentes unités à savoir : une unité de récupération de soufre élémentaire (SRU), une unité de traitement de l'Amine (ARU), une unité de traitement des eaux acides (SWS), une unité de traitement des fuels Gaz par l'Amine (FGATU) ;
- Une unité de traitement des effluents (ETP ; Effluent Treatment Plant) avec une station de traitement biologique des eaux usées ;
- Toutes les nouvelles installations vont être contrôlées par APC (Advanced Process Control). Ces dernières seront connectées avec une salle de contrôle centrale (résistant aux explosions) par un système de contrôle nommé DCS (Distributed Control System)
- Les utilités ; Vapeur d'eau, air instrument, azote, électricités, etc.

Ces unités sont représentées dans le schéma synoptique de la raffinerie RA1G après réhabilitation **Figure 12**.

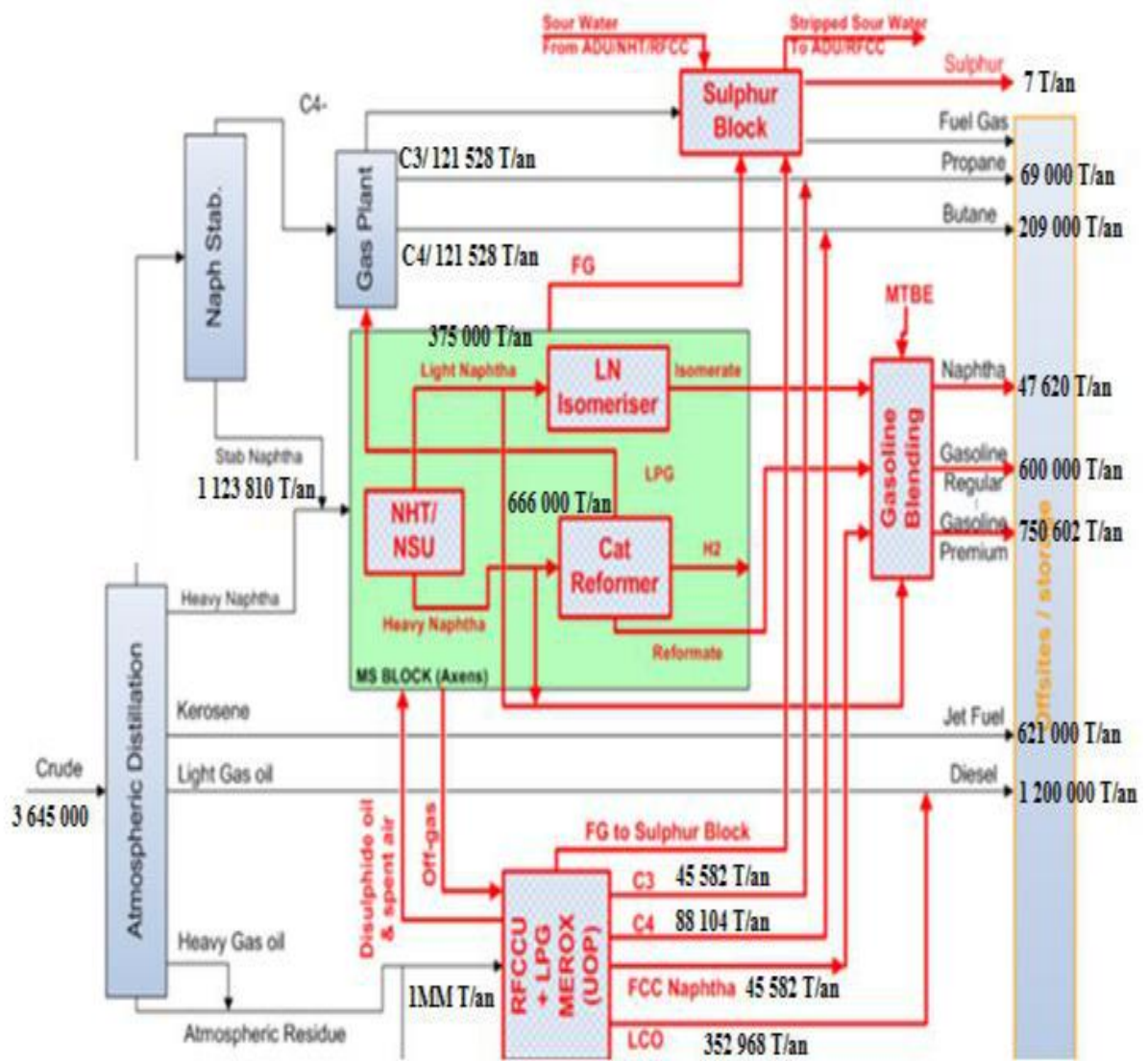


Figure 12: Schéma synoptique de la raffinerie d'Alger après réhabilitation.

*Chapitre IV : Description
du processus de dessalage à la
RA1G*

Dans ce chapitre, on s'est consacré à la section dessalage de l'unité **Topping** (Unité 100) de la raffinerie d'Alger (RA1G), ainsi que la description et l'étude de fonctionnement actuel de ce dessaleur D110.

L'unité de base combinée du département de production, est constituée à partir des dispositifs de distillation atmosphérique, le système de stockage, le transport et le système de dessalage.

I. Circuit intégrant l'unité de dessalage du pétrole brut

L'installation chargée du dessalage du pétrole brut fait partie intégrante de l'unité combinée de distillation atmosphérique, considérée comme la première unité de traitement du pétrole brut. La modernisation de l'ensemble de la section de distillation garantira le traitement de 3,645 million de tonne par an de pétrole brut **RA1G**.

I.1 Objectif de l'unité :

L'objectif de l'unité de distillation atmosphérique (ADU) est la séparation primaire du pétrole brut afin de produire des mélanges directs de distillats (après procédés de traitement appropriés en aval) et des produits d'alimentation pour d'autres unités de traitement en aval.

L'alimentation en pétrole brut est préchauffée par rapport au produit et à des reflux circulants avant un premier fractionnement dans la colonne de prévaporisation. Une colonne de prévaporisation permet de séparer le naphta non stabilisé du brut prévaporisé.

Le brut prévaporisé est ensuite acheminé vers un autre train de préchauffage par rapport au produit et à des reflux circulants avant de passer dans un réchauffeur.

Le fractionnement du brut prévaporisé est réalisé dans la colonne de brut et dans des rectificateurs à flux latéral associés.

Le naphta non stabilisé issu de la colonne de prévaporisation est ensuite traité dans le débutaniseur. Les produits sont refroidis et transférés dans un stockage intermédiaire ou traités s'il y a lieu.

L'unité est conçue pour être exploitée avec du pétrole brut **RA1G**. La définition de la qualité du pétrole brut **RA1G** est fournie par le propriétaire à partir de l'analyse standard du pétrole brut (figure 13).

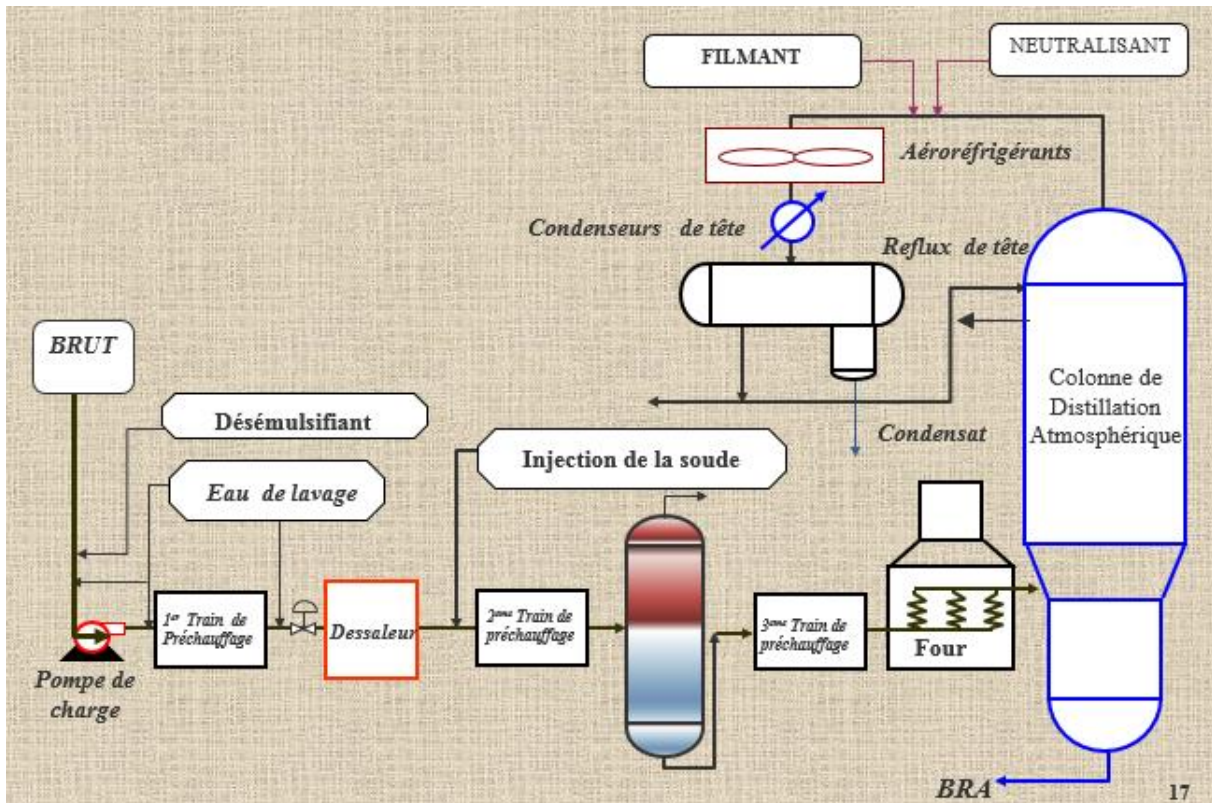


Figure 13 : Schéma de principe de l'unité de distillation atmosphérique (Topping).

I.2 Présentation du schéma (figure 13)

Les installations principales dans la limite de zone de l'unité, incluent le train de préchauffage section I, le dessaleur, le train de préchauffage section II, le ballon de prévaporisation, le train de préchauffage section III, le réchauffeur atmosphérique, la colonne atmosphérique, le circuit de tête de la colonne atmosphérique, la rectification de la colonne atmosphérique, le stabilisateur de naphta et le système de vide.

II. Description de la méthode et processus du dessalage du brut (figure 14)

La cuve de dessalage (100-M-101) est prévue pour enlever des sels de l'eau du pétrole brut jusqu'à un niveau souhaité. La cuve de dessalage est conçue pour traiter une teneur en sel de 20 PTB (soit environ 72 ppm w) en entrée avec un rendement d'élimination des chlorures solubles dans l'eau de 95 % afin d'obtenir 1 PTB (environ 3,6 ppm w) de sel dans le brut dessalé. Selon les performances du design, la phase aqueuse insoluble (eau et sédiments basiques) dans le pétrole brut dessalé, à la température d'exploitation, ne dépassera pas 0,2 % en volume (prévision < 0,1 % vol).

Le principe de l'opération de dessalage consiste à mélanger l'eau de lavage préchauffée et le brut préchauffé dans un robinet mélangeur (permettant d'émulsionner de manière homogène le mélange huile/eau) et d'extraire les impuretés. Le degré d'émulsion est ajusté et contrôlé au moyen d'un contrôle de la pression différentiel. Le mélange eau/brut est ensuite décomposé par coalescence dans un champ électrique à haute tension, puis séparé dans le dessaleur. Une pression suffisante est maintenue au niveau du dessaleur pour s'assurer que le pétrole brut reste en phase liquide et qu'aucune vaporisation n'a lieu. Pour cela, une vanne de contrôle de la pression est placée au niveau du refoulement de la pompe de charge de brut (100- P 101 A/B/C/D).

Une quantité suffisante d'eau est mélangée au brut en amont du dessaleur afin de dissoudre les sels présents dans le brut. En règle générale, l'eau acide rectifiée provenant du rectificateur d'eau acide est utilisée pour le dessalage. Des dispositions ont également été prises afin d'utiliser l'eau traitée/l'eau déminéralisée. Le débit d'injection d'eau acide rectifiée, d'eau traitée ou d'eau déminéralisée est soumis au contrôle du niveau de liquide inférieur du ballon d'eau (100- D- 114). L'eau de dessalage est pompée dans la 100- D - 114 par l'intermédiaire des pompes de charge d'eau du dessaleur (100- P-160 A/B) sous contrôle de débit vers l'échangeur d'eau du dessaleur/saumure (100- E-164 A/B). L'eau est chauffée jusqu'à une température de 80-85 °C avant d'être mélangée avec le pétrole brut entrant dans le dessaleur (100- M- 101). Le mélange du brut et de l'eau est amélioré au moyen de robinets mélangeurs situés à l'entrée du dessaleur.

Le dessaleur est doté de réseaux électriques et d'électrodes créant un champ électrique à l'intérieur de la cuve. Ce champ électrique provoque la coalescence des gouttelettes d'eau afin de créer des gouttelettes plus grandes. Les gouttelettes d'eau, qui ne sont pas soumises à la force externe, ont une forme sphérique et sont à l'état énergétique le plus bas possible. Lorsqu'elles sont soumises à un champ électrostatique à haute tension, les gouttelettes se déforment et forment un dipôle. Les charges positives dans la gouttelette sont attirées par l'électrode négative et les charges négatives sont attirées par l'électrode positive. Deux gouttelettes adjacentes sont attirées l'une par l'autre. La force d'attraction mutuelle a tendance à les regrouper si elle est suffisante pour rompre le film stabilisant l'émulsion. Par conséquent, le pétrole brut dessalé flotte sur le haut de la cuve, tandis que l'eau salée décante vers le fond. La phase grasse (brut traité) obtenue en haut du dessaleur est envoyée sous sa propre pression vers le train de préchauffage du brut II pour la suite du traitement. La phase aqueuse riche en sels (saumure) issue du dessaleur est retirée sous contrôle du niveau de l'interface huile-eau et envoyée à l'usine de traitement des effluents après refroidissement.

jusqu'à 40 °C dans l'échangeur eau du dessaleur/saumure (100 -E - 164 A/B) et le refroidisseur d'eau saumâtre (100 - E - 165).

Pour favoriser le rendement de déshydrations et d'élimination des sels du dessaleur et améliorer la teneur en huile dans l'effluent d'eau, un produit chimique désémulsifiant est pompé grâce à 100-P -125 A dans le ballon 100- D- 115 et est injecté au niveau de l'aspiration de 100- P-101 A/B/C/D.

Pour des raisons de maintenance, des tuyauteries de By-pass sont prévues pour permettre à l'unité de fonctionner sans le dessaleur pendant une courte durée (en général, on observe que la teneur en sels dans le brut **RA1G** est acceptable pour permettre un tel fonctionnement pendant de courtes durées).

La figure 14 présente le schéma qui explique le processus du nouveau dessaleur de l'unité de distillation au sein de la raffinerie d'Alger.

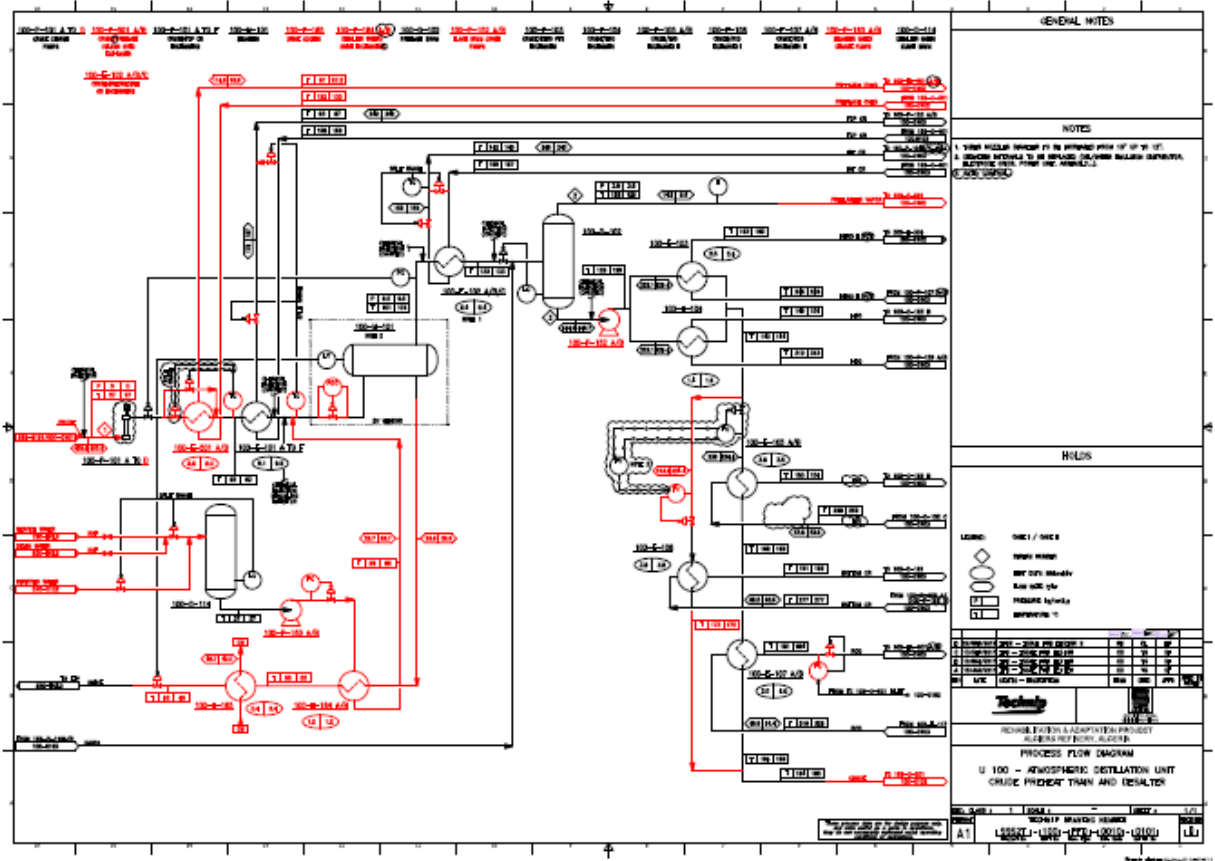


Figure 14: Schéma de (processus de dessalage) de la nouvelle installation de l'unité de distillation au sein de la raffinerie d'Alger. (voir la figure détaillée en annexe)

III. Etude expérimentale

A cause de la pandémie de Covid-19, mon stage de fin d'étude au niveau de la raffinerie d'Alger (**Sonatrach**) a été suspendu et par conséquent, la partie pratique n'a pas été réalisée. Alors, pour cette étude expérimentale, nous avons exploité des données antérieures, relatives à un projet d'étude du département de production de la raffinerie d'Alger-RA1G, dont le thème est : « Optimisation des paramètres de marche de dessaleur D110 de l'unité Topping », en juin 2006.

La première étape de cette étude concerne les conséquences obtenues par le changement des paramètres de marche. La deuxième étape est réservée à l'optimisation des paramètres opératoires de fonctionnement de dessaleur afin d'améliorer l'efficacité de dessalage.

III.1 Présentation du problème

Les bouchages et les percements au niveau du train de préchauffe sont dus aux changements des paramètres opératoires, qui sont différents à ceux prévus par le design.

Le tableau suivant regroupe les principaux paramètres opératoires du dessaleur D110.

Tableau 3: Paramètres de design et de fonctionnement actuel du dessaleur de la raffinerie RA1G.

	Paramètres	Design	Actuel
Dessaleur	Pression service (bar)	18,5	8,8 – 9
	Température de service entrée (°C)	110 – 120	102 – 105
	Perte de charge (bar)	0,5 – 1,5	0
	Pression de calcul	21,8	-
	Température de calcul (°C)	150	-
	Efficacité (%)	95	43 – 75
	Taux de lavage (% vol)	5 – 8	0,23

Un suivi des teneurs en sel dans le brut entrée/sortie du dessaleur D110, a été réalisé afin de calculer l'efficacité du dessaleur et la comparer à celle prévu par le design.

Le travail consiste à effectuer les étapes suivantes :

- Mesure de la salinité du pétrole brut entrée/sortie du dessaleur D110.
- Comparer la salinité sortie du dessaleur D110 à celle du design, soit 10 % de la salinité du pétrole à l'entrée de D110.
- Calcul de l'efficacité actuelle, selon l'expression suivante :

$$E = \frac{S_0 - S}{S_0} * 100 \quad (\text{Eq.III.1})$$

Où S : est la teneur en sel du brut après dessalage (mg/l).

S₀ : est la teneur en sel du brut à l'entrée du dessaleur (mg/l ou ppm).

La figure 15 montre l'évolution de l'efficacité du dessaleur, entre le 13 Mars et le 10 Mai 2006, en comparaison à celle du design.

La figure 16 donne l'évolution de la salinité durant la même période, et celles correspondant à un bon dessalage, soit 10% de la salinité entrée dessaleur.

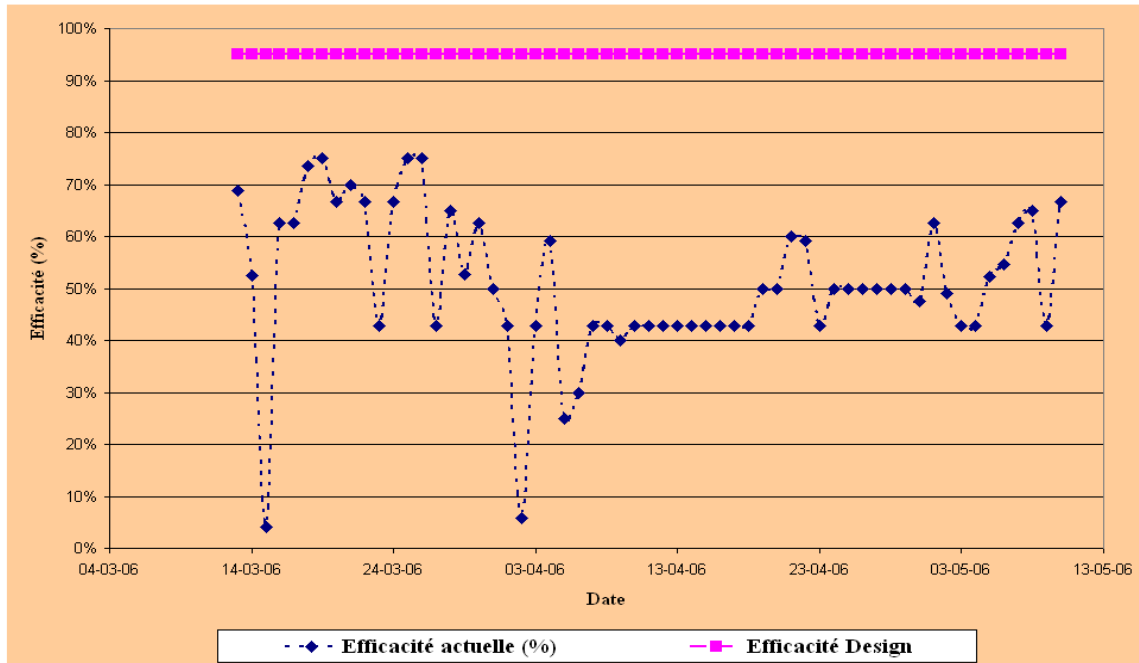


Figure 15 : Evolution de l'efficacité du dessaleur D110.

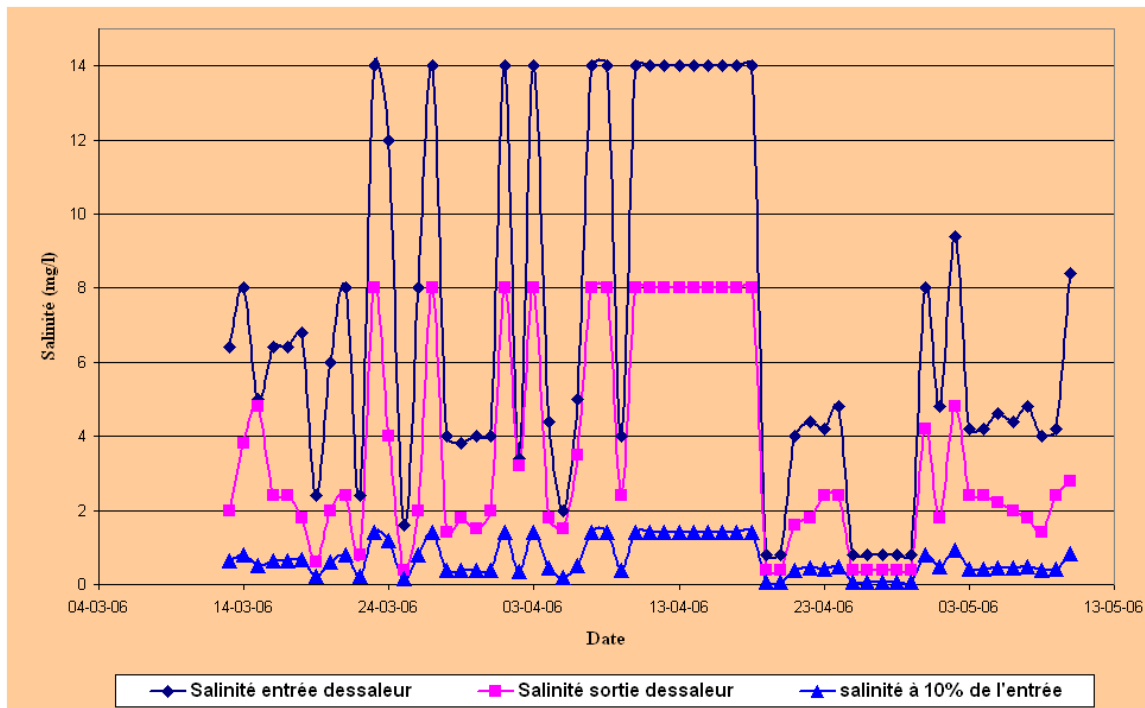


Figure 16: Suivi de la salinité entrée/sortie du dessaleur D110.

D'après les figures 15 et 16, on note que l'efficacité du dessaleur change en fonction du temps, et en moyenne se situe entre 40 et 50%, ce qui reste nettement inférieure à celle prévue par le design. Quant à la salinité du brut à la sortie du dessaleur D110, cette dernière reste globalement inférieure à 10% de la valeur de la salinité d'entrée dans le dessaleur et par conséquent à celle prévu par le design.

On note que, les changements des paramètres de marche du dessaleur D110 par rapport à ceux du design influent d'une façon négative sur l'opération de dessalage, et par conséquent, sur l'efficacité de cette opération, ce qui provoque des problèmes d'encrassement qui surgissent au niveau des équipements en aval du dessaleur (échangeurs, four, colonne...etc.) (Exemple : le percement des tubes du condenseur de tête de la colonne D109 B, bouchages de quelques passes du four F101...etc.), et la formation de l'acide chlorhydrique qui cause la corrosion en tête de colonne C101.

III.2 Calcul des caractéristiques électriques du dessaleur

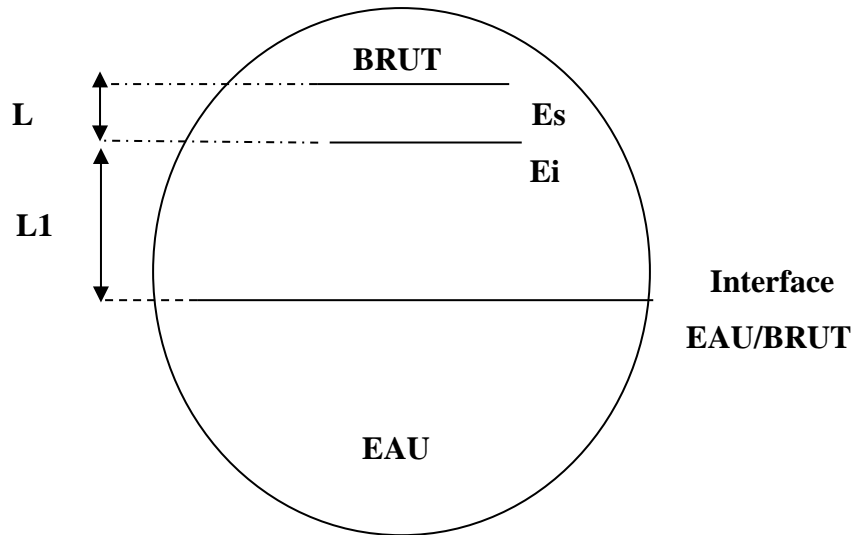
III.2.1 Calcul du champ électrique entre les deux électrodes

Le champ électrique entre les deux électrodes est donné par l'expression suivante :

$$E = U / L \quad (\text{Eq.III.2})$$

Où : U : tension du courant (volts) (= 18 000 volts).

L : distance entre les deux électrodes (cm).



III.2.2 Calcul du champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure (Ei)

$$E1 = U / L \tag{Eq.III.3}$$

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

U : tension du courant (18 000 Volts).

L1 : distance entre l'électrode inférieure et le niveau d'interface (cm).

$$E1 = 167,44 \text{ Volts / cm}$$

III.2.3 Calcul du champ critique

$$Ec = A * ((2 * \gamma) / (\epsilon * D))^{1/2} \tag{Eq.III.4}$$

Où : γ : tension interfaciale entre l'eau et le pétrole ($\gamma = 15 \text{ g/cm}^2$).

ϵ : coefficient électrique ($\epsilon = 16$).

D : diamètre de la gouttelette d'eau (cm) (pour un taux de lavage de 0,23%,
 $D = 2,5 \cdot 10^{-5}$)

A : coefficient de proportionnalité, donné par le Tableau 4 suivant :

Tableau 4 : le coefficient de proportionnalité en fonction du taux d'eau de lavage.

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

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

$$E_c = 9585,14 \text{ Volts/cm}$$

On a : E = 960 Volts/cm

On trouve après calcul que le champ électrique entre les électrodes (E) est inférieur au champ critique, donc de point de vue électrique le dessaleur D110 fonctionne selon les normes.

III.3 Optimisation des paramètres de fonctionnement du dessaleur D110

Pour faciliter les calculs des paramètres de fonctionnement, il faut réaliser un programme de calcul à l'aide du logiciel de programmation FORTRAN. Nos calculs seront limités pour des températures d'entrée du brut dans le dessaleur D110, allant de 104 à 114 °C et pour un taux de lavage, variant entre 5 et 8 % (volumique) (prévu par le design).

La détermination de certains paramètres de calcul a été réalisée par le simulateur HYSYS selon l'organigramme donné **en Annexe**.

Afin d'éviter les entrainements de l'eau séparée avec le brut dessalé, le temps de décantation doit être inférieur au temps de séjour.

Organigramme de calcul :

Les paramètres de fonctionnement sont les suivants :

- Température de dessalage (°C) : T(i)
- Débit de brut traité (m³/h) : Qb
- Taux d'eau de lavage (%) : X(i)
- Densité de l'eau à T(i) : Dd (i)
- Viscosité du pétrole à T(i) en Cst : Vc (i)
- Nombre de Reynolds : Re (i)
- Temps de séjours (sec) : Ts (i)
- Vitesse de décantation (m/s) : Vd (i)
- Temps de décantation (sec) : Td (i)
- Distance entre l'électrode basse et l'interface (m) : L

- Volume du dessaleur (m^3) : V

Les paramètres de fonctionnement optimaux :

- Température de dessalage ($^{\circ}C$) : T (i)
- Taux d'eau de lavage (%) : X(i)
- Temps de séjours (sec) : Ts (i)
- Temps de décantation (sec) : Td(i)

Résultats de calcul :

Les paramètres optimaux de marche du dessaleur D110 obtenus à partir du programme sont les suivants :

- Température optimale de dessalage ($^{\circ}C$) : $T_{op} = 106$
- Diamètre de la gouttelette d'eau (m) : $D_{op} = 10^{-4}$
- Taux de lavage optimal (% Vol) : $X_{op} = 5$
- Temps de séjour optimal (s) : $t_{sop} = 795,5$
- Nombre de Reynolds optimal : $Re_{op} = 1,93 \cdot 10^{-1}$
- Temps de décantation optimal (s) : $t_{dop} = 552,3$
- Vitesse de décantation optimale (m/s) : $V_{op} = 1,95 \cdot 10^{-3}$

Le programme a pour but d'optimiser les paramètres de fonctionnement de telle sorte d'avoir une vitesse de décantation la plus grande, c'est-à-dire que le temps de décantation doit être inférieur au temps de séjour, et cela afin d'éviter les entraînements de l'eau séparée avec le brut dessalé. Ces paramètres permettront d'avoir une bonne efficacité de dessalage afin de minimiser au maximum la teneur en sels à la sortie du dessaleur D110.

D'après les calculs le taux de lavage actuel (0,23%) est loin d'être suffisant pour dissoudre les sels contenus dans le brut. De même ces paramètres donneront une grande vitesse de décantation des gouttelettes d'eau, ce qui empêchera l'entraînement des gouttelettes d'eau avec le brut dessalé, et par conséquent, **d'éviter l'augmentation de pression au niveau de la colonne atmosphérique C101, donc minimiser le phénomène de dégazage.**

L'injection de la soude à la sortie du dessaleur est très nécessaire (actuellement à l'arrêt), car elle permettra de neutraliser les acides et les sels restants de l'opération de dessalage.

III.4 Etude comparative avec d'autres unités de raffinage

III.4.1 : Raffinerie d'Alger RA1G

La figure 17 représente la variation de la concentration du sel à l'entrée/sortie du dessaleur durant la période février – Mai(2020), de la raffinerie d'Alger (RA1G).

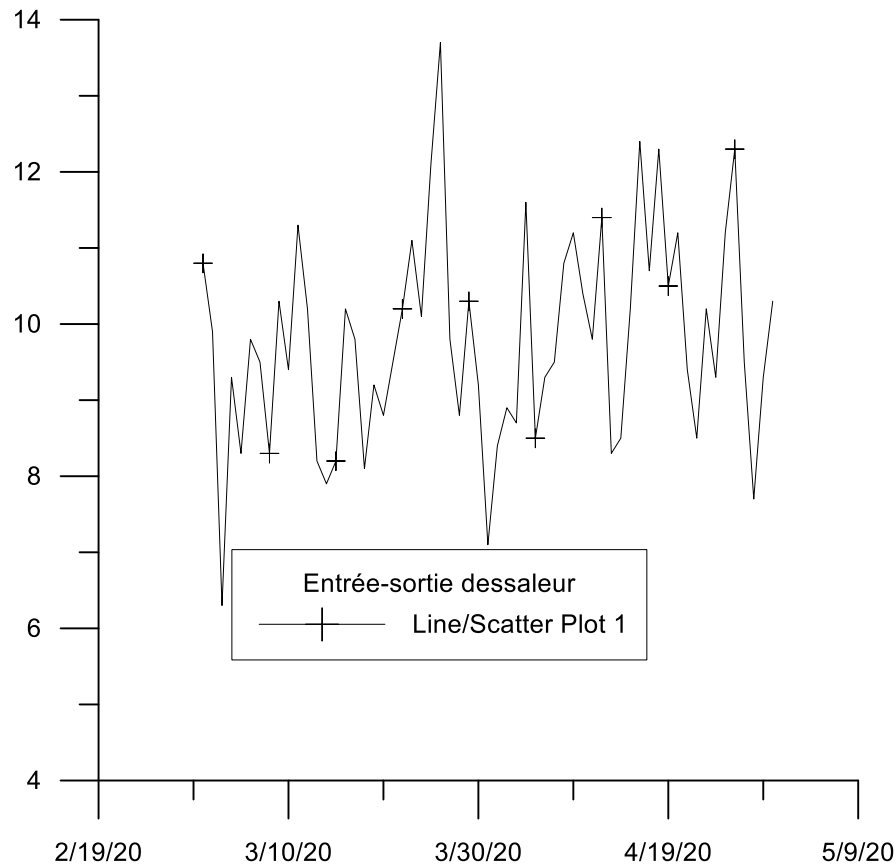


Figure 17: Résultats des différentes analyses obtenues en mars-avril 2020 à la raffinerie d'Alger RA1G après réhabilitation.

On note qu'après réhabilitation de la raffinerie d'Alger, l'unité fonctionne sans le dessaleur pour des raisons de maintenances, donc la quantité de sels à l'entrée du dessaleur c'est la même à la sortie.

D'après les analyses de la salinité du brut on trouve que la moyenne des quantités de sels n'est pas faible comparativement aux normes, donc ça ne permet pas à l'unité de fonctionner sans dessalage pendant une longue durée, sinon ça va être difficile d'éviter les problèmes de corrosion et d'encrassement.

Comparativement aux analyses de l'année 2018, on constate que la salinité du brut après dessalage dans le dessaleur est relativement dans les normes (figure 18). Donc, ces valeurs de

la salinité à la sortie du dessaleur sont acceptables par rapport aux valeurs actuelles (après la réhabilitation), ceci explique la nécessité de l'opération de dessalage dans la raffinerie.

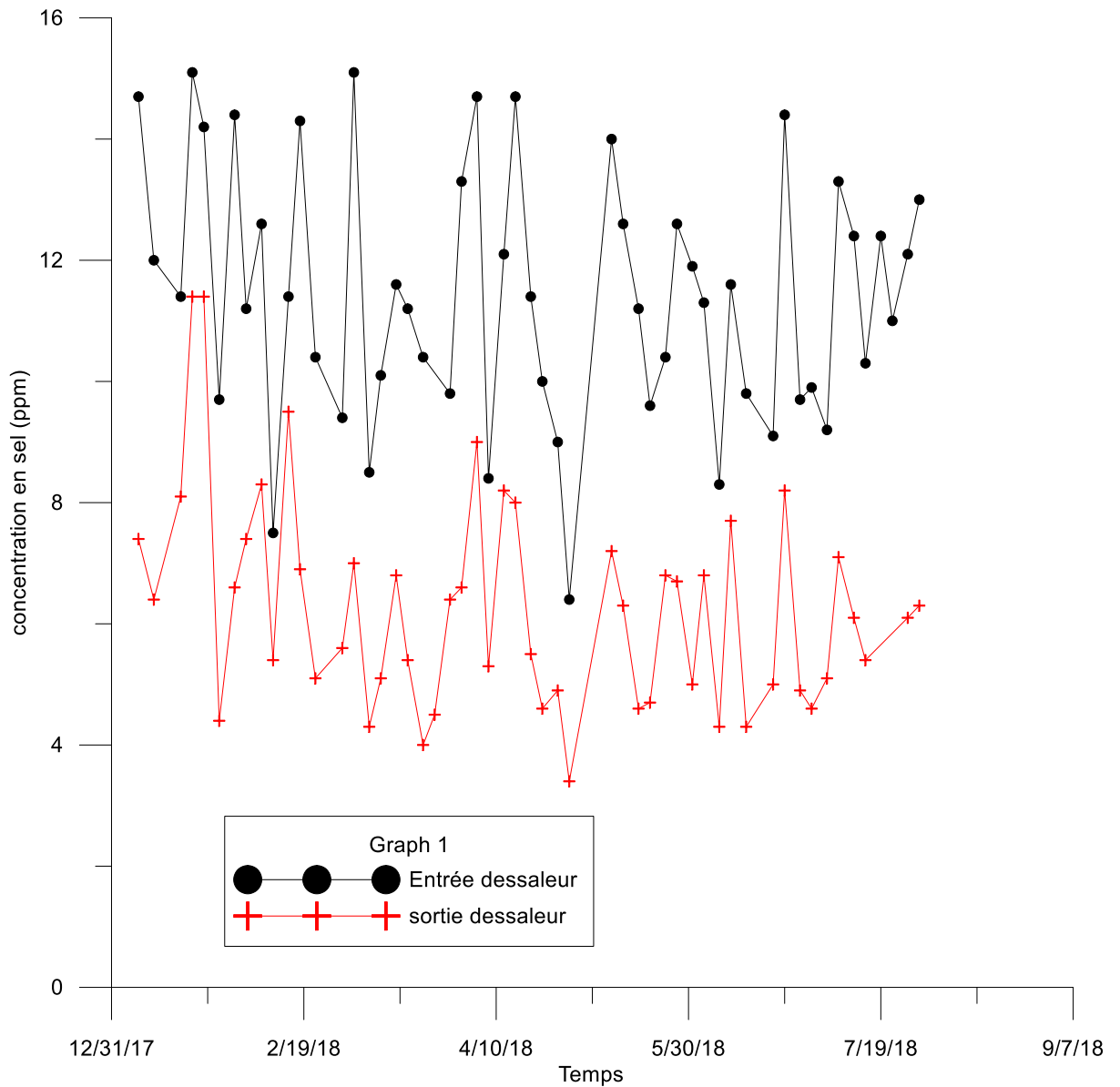


Figure 18: Valeurs de la salinité à l'entrée et à la sortie du dessaleur RA1G avant la réhabilitation (2018).

III.4.2 : Raffinerie de Skikda RA1K

La figure 19 donne l'évolution de la salinité entrée /sortie d'un dessaleur de l'unité de raffinage de Skikda (RA1K) en 2019.

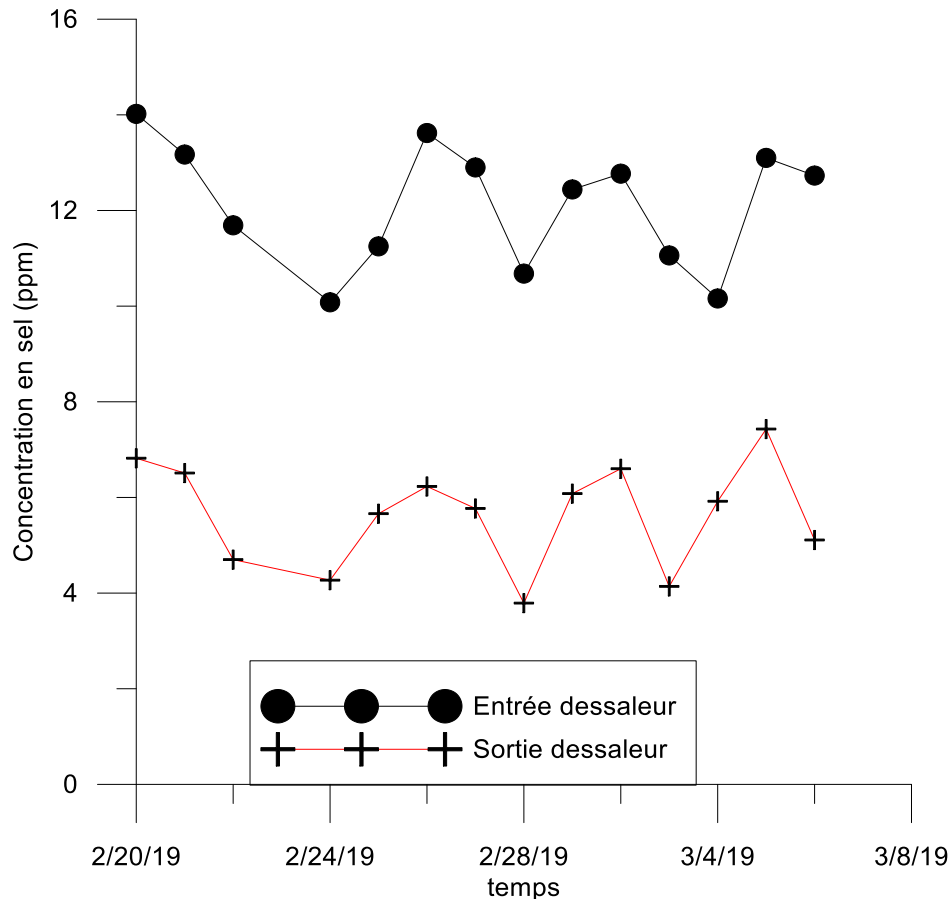


Figure 19 : la variation de la salinité du brut à l'entrée et la sortie du dessaleur. (Raffinerie de Skikda (RA1G) [36].

On constate d'après la figure 19 que, Le taux de la salinité après le dessalage est nettement réduit mais il reste largement au-dessus de la norme fixée à 3 ppm, ceci indique que l'efficacité du dessaleur est faible. Ces valeurs restent pratiquement faibles à celles utilisées au sein de la raffinerie d'Alger après réaménagement, par contre, elles sont similaires à celles de cette même raffinerie d'Alger, durant l'année 2018.

III.4.3 : Raffinerie de Hassi-Messaoud

Dans le tableau 5, nous avons rassemblé les résultats des analyses de la salinité dans une série de deux dessaleurs de l'unité de la raffinerie de Hassi- Messaoud, relatives à l'année 2013.

Tableau 5 : Résultats d'analyses de la salinité et le calcul de l'efficacité des deux dessaleurs en Mai 2013. Champ Ourhoud (Hassi- Messaoud) [31].

	1 ^{ère} dessaleur			2 ^{ème} dessaleur			Effacité
	Salinité (mg/l)		Effacité Eff1 (%)	Salinité (mg/l)		Effacité Eff2 (%)	Totale EffT (%)
	Entrée (Se)	Sortie (Ss)		Entrée (Se)	Sortie (Ss)		
Moyenne	232,23	24,64	86,19	24,64	8,76	63,81	87

On remarque d'après les valeurs de l'efficacité des 2 dessaleurs, que la majeure quantité de sels a été éliminée dans le premier dessaleur, et le reste a été réduit dans le deuxième dessaleur, car la charge en sels à l'entrée du premier dessaleur est plus importante que celle dans le deuxième dessaleur. D'après ces résultats, on remarque que la quantité de sels à la sortie du deuxième dessaleur reste plus grande par rapport à la norme fixée à 3 ppm.

Par ailleurs, dans le même contexte, une autre étude a été menée sur l'effet de la température du brut sur l'opération de dessalage. Les résultats de cette opération sont donnés dans le tableau 6.

Tableau 6 : Analyses de la salinité entrée/sortie des étages de dessalage pour différentes températures.

Date	Entrée 1 ^{er} dessaleur		Sortie 1 ^{er} dessaleur/entrée 2 ^{ème} dessaleur		Sortie 2 ^{ème} dessaleur	
	T °C	Salinité (mg/l)	T °C	Salinité (mg/l)	T °C	Salinité (mg/l)
10/04/2013	20	117	75	10	90-110	2

On constate d'après ces résultats que l'augmentation de la température a un effet positif sur la diminution de la viscosité de la charge ainsi que sa densité et par conséquent les vitesses de coalescence et de la décantation augmentent au cours de l'opération de dessalage. D'une autre manière la diminution des forces opposées au déplacement des gouttelettes, ayant une masse suffisante pour descendre par gravité vers le fond du dessaleur, entraînant avec elles les

sels, d'où la diminution de la salinité du brut à la sortie du deuxième dessaleur qui a pu atteindre 2 ppm.

Conclusion générale

Conclusion générale

Avec le vieillissement des gisements pétroliers, la teneur en eau augmente, ce qui engendre l'augmentation de la salinité dans le pétrole brut, donc l'industrie pétrolière serait obligée d'avoir un plan plus stricte pour lutter contre les effets nuisibles des sels, tels que la corrosion, l'encrassement des échangeurs, les pertes de charge dans les conduites, et la non-conformité des produits finis du pétrole.

Le contrôle de la corrosion est alors très important, d'où la contribution de l'ingénieur process qui doit pouvoir évaluer, en chaque point d'une unité, le risque dû à la corrosion. Le laboratoire d'analyse qui joue un rôle déterminant en fournissant les informations nécessaires pour rendre compte de la bonne conduite du procédé.

C'est dans ce souci qu'on a apporté notre contribution dans l'étude de l'opération de dessalage qui est une étape de traitement très importante du fait de son rôle déterminant dans la protection des installations d'une raffinerie.

L'exploitation d'un dessaleur consiste à lui faire assurer le plus longtemps possible un fonctionnement aux paramètres désirés.

L'augmentation de ces paramètres conduit à une augmentation de l'efficacité de dessalage. Les valeurs maximales de ces paramètres sont limitées par des conditions sécuritaires et/ou économiques tels que le niveau de l'eau dans le dessaleur qui présente, d'une part, un danger vis-à-vis du transformateur et d'autre part, il influe sur la quantité de brut dessalé

Les conclusions que nous avons tirées d'après les résultats obtenues, sont résumées comme suit :

- ✓ Incidence de la température sur la performance du dessaleur, (une augmentation de la température fait baisser la viscosité de l'huile, ce qui a pour effet de faciliter la décantation).
- ✓ Pour que le lavage soit efficace, il faut que la probabilité de rencontre entre les gouttelettes d'eau de lavage et celle de l'eau de gisement soit suffisante, ce qui nécessite une quantité d'eau de lavage de 5% minimum. Généralement, les valeurs recommandées sont entre 7% et 10%. Au-delà, on gagne peu en lavage, par contre on perd en déshydratation du fait de l'augmentation du débit du brut + eau de lavage. La nature de l'eau de lavage est importante, avec de l'eau de mer, il faudra

nécessairement atteindre des teneurs en eau résiduelle inférieure à 0,2% ou 0,3% pour être aux normes des teneurs en sel.

- ✓ L'augmentation de niveau d'interface brut/eau, améliore la coalescence (champ électrique secondaire plus élevé) et la qualité de l'eau décantée.

En perspective on peut recommander une étude sur l'optimisation des paramètres du dessaleur, tels que l'optimisation de l'efficacité du dessaleur par le ratio eau/huile, (car un mauvais choix du ratio peut entraîner une augmentation de la quantité d'eau présente dans l'huile en sortie du dessaleur ou encore une pollution de l'eau de lavage accrue par la présence d'huile). Ainsi réaliser une optimisation sur la différence de pression (ΔP), qui joue un rôle important sur la performance du dessaleur (il existe une ΔP optimum pour laquelle le dessaleur a un meilleur rendement).

Bibliographie

Références Bibliographiques

- [1] Agence internationale de l'énergie. World energy outlook 2013. Paris: international energy agency; OECD; 2013.
- [2] Ward. JW. Hydrocracking processes and catalysts. Fuel Processing Technology 1993 ; 35 (1-2): 55-85.
- [3] J.P .WAUQUIER : Pétrole brut, produits pétroliers. Schéma de fabrication. Edition Technip 1994.
- [4] Rana. MS, Samano. V, Ancheyta. J, Diaz. JAI. A, review of recent advances on process technologies for upgrading of heavy oils and residua. Fuel 2007 ; 86 (9) : 1216-31.
- [5] X-NORMAND.A-TREIL. Industrie du raffinage du pétrole (tome 1). Edition Technip paris.1985.
- [6] ENSPM. Formation Industrie- IFP Training. France. 2005.
- [7] BERNARD TISSOT, le pétrole brut. : <https://www.universalis.fr/encyclopedie/petrole-le-petrole-brut>.2020.
- [8] S.E. CHITOUR, corrélations sur le pétrole brut et les fractions pétrolières (tome2). Office des publications universitaires. L'Algérie. 1983.
- [9] V. PROSKOURIAKOV et A. DABKINE. La chimie du pétrole et du gaz. Edition MIR. Moscou. 1981.
- [10] J.F. GRAVIER, propriétés des fluides de gisements (tome2). Edition Technip. 1986.
- [11] L.MESSAI AHMED, l'étude de la possibilité d'utilisation d'une colonne de pré-distillation avec l'augmentation de la capacité 20% de l'unité 11 de la raffinerie de Skikda, Mémoire fin d'études master, Université Echahide Hamma Lakhdar-EL-Oued, (2014-2015).
- [12] V.SIMANZ HENKOV & R.IDEM. Crude oil chemistry. CRC Press, 2003.
- [13] JEAN-JEROME DA COSTA SOARES, Compréhension moléculaire et prédiction des propriétés physico-chimique dans les produits pétrolières, Thèse de Doctorat de l'université de Lyon (Ecole doctorale de chimie de Lyon), France.2017.
- [14] MR. RIAZI. Characterization and properties of petroleum fractions.1sted.West Conshohocken, PA; ASTM international; 2005.
- [15] ASTM Standards.
- [16] P.WUITHIER. Raffinage pétrochimie et génie chimique. Édition Technip. Paris. 1971.

- [17] P.WUITHIER. Le pétrole raffinage et génie chimique (tome 1). Edition Technip. Paris. 1972.
- [18] ASTM 1218. Test Method for Refractive Dispersion of Hydrocarbon Liquids; 16; 2016.
- [19] ASTM D445. Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and calculation of Dynamic Viscosity); 15; 2010.
- [20] ASTM D7042. Standard Test Method for Dynamic Viscosity and Density of Liquids by Stabinger Viscometer (and the calculation of Kinematic Viscosity);14;2014.
- [21] ASTM D341. Standard Practice for Viscosity-Temperature Charts for Liquid Petroleum Product; 2014.
- [22] P.WUITHIER. Le pétrole brut et fraction pétrolière. Edition Technip Paris.1973.
- [23] RICHARD S.KRAUS. Encyclopédie de sécurité et de santé au travail ; 3eme édition française .partie XII, industrie chimiques et parachimiques, chapitre 78- le raffinage du pétrole.
- [24] KALAOUI INOUSSA HASSANE. Processus de dessalage du pétrole brut a la société de raffinerie de ZINDER, Rapport de stage, Institut Universitaire de Technologie, République du Niger.2016.
- [25] ASTM D86. Standard Test Method for Distillation of Petroleum products at Atmospheric pressure; 2004.
- [26] BERTONCINI. F, COURTIADÉ-THOLANCE. M, THIEBAUT. D, JONES. T. Gas Chromatography and 2D-gas Chromatography for petroleum industry: The race for selectivity. Paris, France : Edition Technip ; 2013.
- [27] DEVALLOIR. C, KHETIR. A, SAINT-JULIEN. T, Cour de raffinage. Lycée de Montgeron, France.2009.
- [28] Support de formation : EXP-PR-EQ090-FR. Exploration et Production : les équipements ; les dessaleurs ; TOTAL ; France.2007.
- [29] J.P.WAUQUIER. Raffinage du pétrole (tome2), procédés de séparation. Edition Technip, France.1998.
- [30] P. WUITHIER. Le pétrole raffinage et génie chimique (tome2). Edition Technip. Paris. 1972.
- [31] OLIVIER DOUMEIX. Opérations unitaires en génie biologique : (tome1), les émulsions. France.2011.
- [32] FEIYUE. WU, HONG. LI ; Study on the divided-wall electric desalting technology for Suizhong crude oil ; Desalination ; Volume 307 ; Jiangsu Key Laboratory for Chemistry

of Low-Dimensional Materials, College of Chemistry and Chemical Engineering, Huaiyin Normal University, Huai'an , 223300, P.R. China ; 2012 ; pp. 20-25.

[33] KEN. ARNOLD et MAURICE. STEWART ; Crude Oil Treating and Oil Desalting Systems ; Chapter 7 ; Surface Production Operations ; AMEC Paragon, Houston, Texas ; 2008; pp. 351–456.

[34] M.AMOUR. Essai de puits station. Vol 3.v.désembre 1969.

[35] HAMIDOUCHE. N, TAZARART. T. Etude d'élimination des sels dans le pétrole brut d'Ourhoud (Hassi-Messaoud), Mémoire fin d'étude master, Université A.MIRA de Bejaia.2013.

[36] Manuel sur les désémulsionnant ; CHIMEC édition SPA. Mars, 1994.

[37] Y. BERGER. Procédé de traitement des pétroles brut salés. Technip, Paris.1976.

[38] BELKHIRI. N, TORCHE. M ; Vérification du calcul d'une unité de dessalage du pétrole brut ; Mémoire de fin d'étude, Université de Boumerdes.2007.

[39] Institut français du pétrole, Training.2012.

[40] OUALLAL. A. Vérification de la performance du dessalage électrostatique, Mémoire fin d'étude master, Université de Boumerdes. 2018/2019.

[41] TEMMAR. M, NAAM. R. Le dessalage du pétrole : redimensionnement et paramètres clés (UTBS/HMD), Mémoire fin d'étude, Université Kasdi-Merbah Ouargla.2013.

Annexes

Annexe 01 :

Les résultats de la salinité entrée/sortie du dessaleur et d'autres analyses obtenues en mars et avril à la raffinerie d'Alger RA1G en 2020 après réhabilitation.

Date	Sels entrée (ppm)	BSW (%v)	Sels sortie (ppm)	Densité	Densité contract (kg/l)	Sels max (ppm)
01/03/2020	10,8	0,1	10,8	0,7964	0,8013	10
02/03/2020	9,9	0,1	9,9	0,7988	0,8013	10
03/03/2020	6,3	0,1	6,3	0,7973	0,8013	10
04/03/2020	9,3	0,1	9,3	0,7917	0,8013	10
05/03/2020	8,3	0,1	8,3	0,7925	0,8013	10
06/03/2020	9,8	0,1	9,8	0,7928	0,8013	10
07/03/2020	9,5	0,1	9,5	0,7928	0,8013	10
08/03/2020	8,3	0,1	8,3	0,7931	0,8013	10
09/03/2020	10,3	0,1	10,3	0,7997	0,8013	10
10/03/2020	9,4	0,1	9,4	0,7925	0,8013	10
11/03/2020	11,3	0,1	11,3	0,7965	0,8013	10
12/03/2020	10,2	0,1	10,2	0,7929	0,8013	10
13/03/2020	8,2	0,1	8,2	0,7931	0,8013	10
14/03/2020	7,9	0,1	7,9	0,7934	0,8013	10
15/03/2020	8,2	0,1	8,2	0,7926	0,8013	10
16/03/2020	10,2	0,1	10,2	0,798	0,8013	10
17/03/2020	9,8	0,1	9,8	0,8003	0,8013	10
18/03/2020	8,1	0,1	8,1	0,8007	0,8013	10
19/03/2020	9,2	0,1	9,2	0,8006	0,8013	10
20/03/2020	8,8	0,1	8,8	0,8	0,8013	10
21/03/2020	9,5	0,1	9,5	0,7963	0,8013	10
22/03/2020	10,2	0,1	10,2	0,7958	0,8013	10
23/03/2020	11,1	0,1	11,1	0,7964	0,8013	10
24/03/2020	10,1	0,1	10,1	0,7959	0,8013	10
25/03/2020	12,1	0,1	12,1	0,7957	0,8013	10

26/03/2020	13,7	0,1	13,7	0,7947	0,8013	10
27/03/2020	9,8	0,1	9,8	0,7972	0,8013	10
28/03/2020	8,8	0,1	8,8	0,7962	0,8013	10
29/03/2020	10,3	0,1	10,3	0,7961	0,8013	10
30/03/2020	9,2	0,1	9,2	0,7979	0,8013	10
31/03/2020	7,1	0,1	7,1	0,7874	0,8013	10
Moyenne	9,4741935					
01/04/2020	8,4	0,1	8,4	0,7966	0,8013	10
02/04/2020	8,9	0,1	8,9	0,7974	0,8013	10
03/04/2020	8,7	0,1	8,7	0,7978	0,8013	10
04/04/2020	11,6	0,1	11,6	0,7972	0,8013	10
05/04/2020	8,5	0,1	8,5	0,7969	0,8013	10
06/04/2020	9,3	0,1	9,3	0,8003	0,8013	10
07/04/2020	9,5	0,1	9,5	0,7979	0,8013	10
08/04/2020	10,8	0,1	10,8	0,7976	0,8013	10
09/04/2020	11,2	0,1	11,2	0,7971	0,8013	10
10/04/2020	10,4	0,1	10,4	0,7972	0,8013	10
11/04/2020	9,8	0,1	9,8	0,7968	0,8013	10
12/04/2020	11,4	0,1	11,4	0,797	0,8013	10
13/04/2020	8,3	0,1	8,3	0,7959	0,8013	10
14/04/2020	8,5	0,1	8,5	0,7962	0,8013	10
15/04/2020	10,2	0,1	10,2	0,7965	0,8013	10
16/04/2020	12,4	0,1	12,4	0,7963	0,8013	10
17/04/2020	10,7	0,1	10,7	0,8012	0,8013	10
18/04/2020	12,3	0,1	12,3	0,797	0,8013	10
19/04/2020	10,5	0,1	10,5	0,7968	0,8013	10
20/04/2020	11,2	0,1	11,2	0,7988	0,8013	10
21/04/2020	9,4	0,1	9,4	0,798	0,8013	10
22/04/2020	8,5	0,1	8,5	0,7975	0,8013	10
23/04/2020	10,2	0,1	10,2	0,7978	0,8013	10
24/04/2020	9,3	0,1	9,3	0,7988	0,8013	10
25/04/2020	11,2	0,1	11,2	0,7969	0,8013	10

26/04/2020	12,3	0,1	12,3	0,7978	0,8013	10
27/04/2020	9,5	0,1	9,5	0,7995	0,8013	10
28/04/2020	7,7	0,1	7,7	0,799	0,8013	10
29/04/2020	9,3	0,1	9,3	0,798	0,8013	10
30/04/2020	10,3	0,1	10,3	0,7988	0,8013	10
Moyenne	10,01					

Les valeurs de la salinité à l'entrée/sortie du dessaleur de la raffinerie d'Alger RA1G avant réhabilitation en 2018.

Date	Teneur en sel (ppm)	
	Entrée D110	Sortie D110
07/01/2018	14,7	7,4
11/01/2018	12,0	6,4
18/01/2018	11,4	8,1
21/01/2018	15,1	11,4
24/01/2018	14,2	11,4
28/01/2018	9,7	4,4
01/02/2018	14,4	6,6
04/02/2018	11,2	7,4
08/02/2018	12,6	8,3
11/02/2018	7,5	5,4
15/02/2018	11,4	9,5
18/02/2018	14,3	6,9
22/02/2018	10,4	5,1
01/03/2018	9,4	5,6
04/03/2018	15,1	7,0
08/03/2018	8,5	4,3
11/03/2018	10,1	5,1
15/03/2018	11,6	6,8
18/03/2018	11,2	5,4
22/03/2018	10,4	4,0
25/03/2018	7,3	4,5

29/03/2018	9,8	6,4
01/04/2018	13,3	6,6
05/04/2018	14,7	9,0
08/04/2018	8,4	5,3
12/04/2018	12,1	8,2
15/04/2018	14,7	8,0
19/04/2018	11,4	5,5
22/04/2018	10,0	4,6
26/04/2018	9,0	4,9
29/04/2018	6,4	3,4
10/05/2018	14	7,2
13/05/2018	12,6	6,3
17/05/2018	11,2	4,6
20/05/2018	9,6	4,7
24/05/2018	10,4	6,8
27/05/2018	12,6	6,7
31/05/2018	11,9	5,0
03/06/2018	11,3	6,8
07/06/2018	8,3	4,3
10/06/2018	11,6	7,7
14/06/2018	9,8	4,3
21/06/2018	9,1	5,0
24/06/2018	14,4	8,2
28/06/2018	9,7	4,9
01/07/2018	9,9	4,6
05/07/2018	9,2	5,1
08/07/2018	13,3	7,1
12/07/2018	12,4	6,1
15/07/2018	10,3	5,4
19/07/2018	12,4	6,9
22/07/2018	11,0	5,3
26/07/2018	12,1	6,1
29/07/2018	13,0	6,3

Les valeurs de la variation de la salinité du brut à l'entrée et à la sortie du dessaleur de la raffinerie de Skikda RA1K en 2019.

Date	Salinité à l'entrée (ppm)	Salinité à la sortie (ppm)	Norme (ppm)
20/02/2019	14,02	6,82	3
21/02/2019	13,17	6,51	3
22/02/2019	11,69	4,70	3
23/02/2019	12,16	5,33	3
24/02/2019	10,08	4,27	3
25/02/2019	11,25	5,66	3
26/02/2019	13,62	6,23	3
27/02/2019	12,90	5,77	3
28/02/2019	10,68	3,79	3
01/03/2019	12,44	6,08	3
02/03/2019	12,77	6,60	3
03/03/2019	11,06	4,14	3
04/03/2019	10,16	5,92	3
05/03/2019	13,10	7,43	3
06/03/2019	12,73	5,11	3