

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université 8 Mai 1945 Guelma
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie des Procédés

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes

2^{ème} Année Master

*Suivi de la production et de la qualité ainsi que le
traitement du JET A-1 au niveau de RA1K*

Filière : Génie des Procédés

Spécialité : Génie chimique

Présenté par :

ROUAIGUIA Mokhtar Fekhr El Islam

BOUHANK Ayyoub

Sous la direction de :

Dr. BOUAKKAZ Samia

Co-encadreur :

Dr. BENAYAHOUUM Ali

Juillet 2021

DEDICACE I

Je dédie mon mémoire

A mon très cher Père ABDELOUAHEB

Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eu pour toi. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être. Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation.

A ma très chère mère Fatíha

Affable, honorable, aimable: Tu représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi. Ta prière et ta bénédiction m'ont été d'un grand secours pour mener à bien mes études. Aucune dédicace ne saurait être assez éloquente pour exprimer ce que tu mérites pour tous les sacrifices que tu n'as cessé de me donner depuis ma naissance, durant mon enfance et même à l'âge adulte.

Tu as fait plus qu'une mère puisse faire pour que ses enfants suivent le bon chemin dans leur vie et leurs études. Je te dédie ce travail en témoignage de mon profond amour. Puisse Dieu, le tout puissant, te préserver et t'accorder santé, longue vie et bonheur.

*A ma très chère sœur AHLAM ;
En témoignage de l'attachement, de l'amour et de
l'affection que je porte pour toi.
Je te dédie ce travail avec tous mes vœux de
bonheur, de santé et de réussite.*

*A ma très chère sœur Asma ;
Pour son aide, soutien et encouragement. Sincère
gratitude.*

*A Mon cher binôme « BOUHANK AYOUB » et
à toute sa famille*

A mes chers ami(e)s.

ROUAIGUIA MOKHTAR FEKHER EL ISLAM

DEDICACE II

A

La mémoire de celui qui me manquera toujours mon père;

Ma très chère mère pour tout son amour et son dévouement,

Mon cher frère pour son encouragement indéfectible.

Mes adorables Fleurs qui colorent ma vie ; mes sœurs pour leur soutien moral et leurs sacrifices

Toute ma famille en particulier mon oncle MALEK /ma tante SAMIA /mon grand-père KAMEL et ma grand-mère ZOUBAIDA

Mon cher binôme « ROUIAIGIA MOKHTAR » et à toute sa famille

Tous mes amis de FAC. et tous ceux qui me sont chers et que j'ai omis de citer

J'espère qu'ils trouveront dans ce travail toute ma reconnaissance et tout mon amour.

AYOUB BOUHANK

REMERCIEMENTS

Nos profonds remerciements au bon dieu qui a éclairé notre chemin et qui nous a donné la foi et le courage pour réaliser ce modeste travail.

Nous tenons à remercier en premier lieu notre promotrice Dr. BOUAKKAZ de nous avoir encadrés et orientés, ainsi que pour son aide et ses précieux conseils tout au long de ce travail.

Nos vifs remerciements s'adressent à toute l'équipe pédagogique du Département de Génie des Procédés de l'Université de GUELMA et Spécialement à Nos enseignants. Nos remerciements vont aussi à tous les membres de jury.

Enfin, nos remerciements vont à tous nos amis et collègues du Département et de la Faculté des Sciences et technologie de l'Université de Guelma.

Résumé

Le raffinage du pétrole est une industrie lourde qui transforme un mélange d'hydrocarbures, tels que carburants et combustibles. Parmi les coupes pétrolières qui existent, on s'intéresse au kérosène qui est une coupe d'hydrocarbure (C₉-C₁₃) extraite de la distillation atmosphérique du pétrole brut à la température d'ébullition 150 -300°C. Le traitement du kérosène se fait pour la fabrication du JET A-1 ; ce traitement consiste en l'élimination des acides naphthéniques RCOOH qui provoquent par leur présence la corrosion des installations des turbomachines pour les avions. Cette fabrication se déroule en deux étapes Injection de soude et le Séchage au niveau des unités et contrôle de la qualité du JET A-1 au sein du laboratoire centrale de RA1K pour avoir un produit conforme prêt à la vente, cette fabrication est réalisée selon des normes de sécurité soit au niveau des unités soit au niveau du laboratoire.

Summary:

Oil refining is a heavy industry that transforms a mixture of hydrocarbons, such as fuels. Among the petroleum cuts that exist, we are interested in kerosene which is a hydrocarbon cut (C₉-C₁₃) extracted from the atmospheric distillation of crude oil at the boiling temperature of 150 -300 ° C. The processing of kerosene is carried out for the manufacture of JET A-1; this treatment consists of the elimination of the naphthenic acids RCOOH which, by their presence, cause corrosion of the installations of turbomachines for airplanes. This manufacturing takes place in two stages Soda injection and Drying at the unit level and quality control of JET A-1 in the central laboratory of RA1K to have a compliant product ready for sale, this manufacturing is carried out according to specifications. safety standards either at unit level or at laboratory level.

ملخص

تكرير النفط هو صناعة ثقيلة تقوم بتحويل خليط من الهيدروكربونات، مثل الوقود والوقود، ومن بين التخفيضات البترولية الموجودة، نحن مهتمون بالكيروسين وهو قطع الهيدروكربون (C₉-C₁₃) المستخرج من التقطير الجوي للنفط الخام عند نقطة الغليان 150-300 درجة مئوية. تتم معالجة الكيروسين لتصنيع JET A-1 ؛ تتم هذه المعالجة في التخلص من أحماض النفتين RCOOH التي تسبب تآكل تركيبات التوربينات للطائرات بحكم وجودها. يتم هذا التصنيع على مرحلتين: حقن الصودا والتجفيف على مستوى الوحدة ويتم التحكم في جودة JET A-1 في المختبر المركزي لـ RA1K للحصول على منتج متوافق جاهز للبيع، ويتم هذا التصنيع وفقاً لمعايير الأمان سواء على مستوى الوحدة أو على مستوى المختبر.

Dédicace	
Remerciements	
Résumé	i
Liste des figures	ii
Liste des tableaux	iii
Liste des abréviations	
Introduction générale	01

Chapitre I : Raffinage du pétrole en Algérie

I.1. Introduction	03
I.2. Le pétrole	03
I.2.1. Historique du Pétrole	03
I.2.2. Définition	04
I.2.3. Composition du pétrole brut	04
I.2.4. Spécification du pétrole	04
I.2.4.1. La densité (specific gravity)	04
I.2.4.2. Point d'écoulement	05
I.2.4.3. Viscosité	05
I.2.4.4. Tension de vapeur et point d'éclair	05
I.2.4.5. Teneur en soufre, en azote, en eau, en sédiments et en sels	05
I.3. Le raffinage du pétrole	05
I.3.1. Définition	05
I.3.2. Description de la société SONATRACH	06
I.3.3. NAFTEC Algérie	06
I.3.3.1. Produits de NAFTEC Algérie	06
I.3.4. Présentation du complexe de Skikda (RA1/K)	07
I.3.4.1. Localisation géographique	08
I.3.4.2. Construction	09
I.3.4.3. Présentations des unités de productions	10
I.3.4.3.1. Les unités 10-11 Topping	10
I.3.4.3.2. Les unités de reformage catalytique (l'unité de magnaforming 100 et l'unité de platforming 103)	11
I.3.4.3.3. Les unités 30-31-104 : Séparation et traitement des gaz	11
I.3.4.3.4. Unité 200 : Extraction des aromatiques	11
I.3.4.3.5. Unité 400 : Séparation du para-xylène	11
I.3.4.3.6. Unité 500 (Isomérisation du M-xylène)	12
I.3.4.3.7. Unité 900 (Unité de purification de l'hydrogène)	12
I.3.4.3.8. Unités 700/701/702/703 (Unité d'isomérisation du naphta léger A)	12
I.3.4.3.9. Unité 70 : Production de bitume	12
I.3.4.3.10. Unité U600 de stockage, mélanges, expéditions (Blending)	12
I.3.4.3.11. Unité 1050 La centrale thermoélectrique (CTE)	12
I.3.4.3.12. Laboratoire central	12

Chapitre II : Généralités sur les procédés de séparation utilisés

II.1. Procédés physiques de séparation	13
II.1.1. La distillation	13
II.1.1.1. Définition	13
II.1.1.2. Les colonnes de rectification	14
II.1.1.3. Principe de fonctionnement d'une colonne	14

II.1.1.4. Distillation initiale du brut	15
II.1.1.5. Types de distillation au laboratoire	16
II.1.1.6. Types de distillation échelle industrielle	19
II.1.2. Extraction liquide – liquide	20
II.1.2.1. Introduction	20
II.1.2.2. Propriétés du solvant	21
II.1.3. Séparation membranaire	21
II.1.3.1. Principe	21
II.2. Procédés de transformation	22

Chapitre III : Circuit kérosène

III.1. Introduction	24
III.2. Définition	24
III.3. Composition chimique du kérosène	24
III.3.1. Composition en hydrocarbures	24
III.3.2. Les composés sulfureux	25
III.3.3 Les composés Azotés	25
III.3.4. Les composés Acide	25
III.4. Types du kérosène	25
III.5. Utilisation du kérosène	26
III.6. Les caractéristiques du kérosène	26
III.6.1. Propriétés chimiques	26
III.6.2. Les propriétés physiques	27
III.7. Circuit Kérosène	27
III.7.1. Procédé de l'unité de distillation atmosphérique (U10)	27
III.7.1.1. Équipements	29
III.7.1.2. Préchauffage, dessalage et pré-flash du brut	29
III.7.1.3. Fractionnement du brut	29
III.7.2. Soutirage de la coupe kérosène	30
III.7.3. Traitement du kérosène	30
III.7.3.1. But	30
III.7.3.2. Capacité de l'unité	30
III.7.3.3. Composition et débit	31
III.7.3.4. Neutralisation du kérosène	31
III.7.3.5. Installation de stockage de Jet A-1	32
III.7.3.6. Fabrications Jet A-1	32
III.7.3.7. Options du procédé	32

Chapitre IV : Matériels et méthodes

IV.1. Introduction	34
IV.2. Distillation ASTM	34
IV.2.1. Définition	34
IV.2.2. Le but	34
IV.2.3. Appareillage	34
IV.2.4. Mode opératoire	35
IV.3. Point d'éclair	35
IV.3.1. Définition	35
IV.3.2. But	35
IV.3.3. Appareillage	35

IV.3.4. Mode opératoire	36
IV.4. La couleur saybolt	36
IV.4.1. Définition	36
IV.4.2. But	36
IV.4.3. Appareillage	36
IV.4.4. Mode opératoire	37
IV.5. La viscosité	37
IV.5.1. Définition	37
IV.5.2. But	37
IV.5.3. Appareillage	38
IV.5.4. Mode opératoire	38
IV.6. Corrosion de lame de cuivre	38
IV.6.1. Définition	38
IV.6.2. But	38
IV.6.3. Matériels et réactifs	38
IV.6.4. Mode opératoire	39
IV.7. Water Spiromètre	39
IV.7.1. Principe	39
IV.7.2. But	39
IV.7.3. Matériels et réactifs	39
IV.7.4. Mode opératoire	40
IV.8. Conductivité électrique	40
IV.8.1. Principe	40
IV.8.2. But	40
IV.8.3. Appareillage	40
IV.8.4. Mode opératoire	41
IV.9. Point de congélation	41
IV.9.1. Principe	41
IV.9.2. But	41
IV.9.3. Matériels et réactifs	41
IV.9.4. Mode opératoire	42
IV.10. Densité (la masse volumique)	42
IV.10.1. Principe et mode opératoire	42
IV.10.2. But	42
IV.10.3. Matériels et réactifs	42
IV.11. Point de fumée	42
IV.11.1. Principe	42
IV.11.2. But	43
IV.11.3. Matériels	43
IV.11.4. Mode opératoire	43
IV.12. Particules contaminantes	43
IV.12.1. Principe	43
IV.12.2. But	43
IV.12.3. Matériels	44
IV.12.4. Mode opératoire	44
IV.13. Comptage des particules contaminantes	44
IV.13.1. Principe	44
IV.13.2. But	44
IV.13.3. Matériels	44
IV.13.4. Mode opératoire	45
IV.14. Acidité totale	45

IV.14.1. Principe	45
IV.14.2. But	45
IV.14.3. Matériels et réactifs	45
IV.14.4. Mode opératoire	46
IV.15. Identification de l'intervalle d'absorption du kérosène par UV-Visible	46
IV.15.1. Principe	46
IV.15.2. But	46
IV.15.3. Appareillage	46
IV.16. Détermination des principaux groupes fonctionnels du kérosène par Infrarouge	47
IV.16.1. Principe	47
IV.16.2. But	47
IV.16.3. Appareillage	47
IV.17. Détermination des aromatiques totaux	48
IV.17.1. Principe	48
IV.17.2. But	48
IV.17.3. Appareillage	48
IV.17.4. Mode opératoire	48

Chapitre V : Résultats et discussion

V.1. Les analyses effectuées sur kérosène	49
V.2. Distillation ASTM	49
V.3. Le point d'éclair	50
V.3.1. Discussion des résultats	50
V.4. La couleur saybolt	50
V.5. La viscosité	50
V.6. Corrosion de la lame de cuivre	51
V.6.1. Discussion des résultats	51
V.7. Water Spiromètre	52
V.8. Conductivité électrique	52
V.9. Point de congélation	52
V.10. Densité (la masse volumique)	52
V.11. Point de fumée	52
V.12. Particules contaminantes	52
V.13. Comptage des particules contaminantes	53
V.14. Acidité totale	53
V.15. Identification de l'intervalle d'absorption du kérosène par UV-Visible	54
V.15.1. Spectre d'absorption du kérosène liquide	54
V.16. Détermination des principaux groupes fonctionnels du kérosène par Infrarouge	55
V.17. Détermination des aromatiques totaux	56
V.19. Conclusion	59
Conclusion générale	60
Références bibliographiques	62
Annexe A.1	I
Annexe A.2	II
Annexe A.3	II
Annexe B.1	III
Annexe B.2	IV
Annexe C.1	V
Annexe C.2	VI

Liste des figures

Figure I.1 : Capacité des produits de NAFTEC en Algérie.	07
Figure I.2 : Situation géographique de la RA1/k dans la Zone industrielle Skikda.	09
Figure I.3 : Historique de RA1K.	10
Figure I.4 : Les différentes unités du complexe RA1/K.	10
Figure II.1 : Schéma général de fonctionnement d'une colonne de rectification.	14
Figure II.2 : Appareillage de la distillation ASTM D-86.	17
Figure II.3 : Courbe de distillation ASTM D-86.	17
Figure II.4 : Appareil de distillation (T.B.P).	18
Figure II.5 : Courbe de distillation.	19
Figure II 6 : Classification des procédés de séparation membranaire à gradient de pression.	22
Figure III.1 : Chromatogrammes obtenus par (CG/SM) d'un échantillon de kérosène.	25
Figure III.2 : Chauffage au kérosène.	26
Figure III.3 : Carburant d'avion.	26
Figure III.4 : Schéma du procédé de l'unité de distillation atmosphérique (U10).	28
Figure III.5 : Schéma de la Section de traitement du kérosène.	33
Figure IV.1 : Appareillage de distillation ASTM, échelle laboratoire.	33
Figure IV.2 : Appareil ABEL pour détermination du point d'éclair.	36
Figure IV.3 : Appareil pour détermination de la couleur saybolt.	37
Figure IV.4 : viscosimètre.	38
Figure IV.5 : Standard de corrosion de lame de cuivre.	39
Figure IV.6 : Appareil de water spiromètre.	40
Figure IV.7 : Appareil de mesure de conductivité électrique.	41
Figure IV.8 : Appareil de mesure du point de congélation.	41
Figure IV.9 : Matériels pour mesure de densité.	42
Figure IV.10 : Appareil mesurant le point de fumée.	43
Figure IV.11 : Matériel d'analyse des particules contaminantes.	44
Figure IV.12 : Appareil de mesure des particules contaminantes.	45
Figure IV.13 : Mesure de l'acidité	45
Figure IV.14 : Spectrophotomètre UV-Visible de type Shimadzu™ UV 1800 Spectrophotomètre.	47
Figure IV.15 : Spectromètre ATR de type Agilent ATR Cary 630 FTIR.	48
Figure IV.16 : chromatographe phase liquide.	48
Figure V.1 : Spectre d'absorption du kérosène liquide à 303 K.	55
Figure V.2 : Spectre infrarouge du kérosène.	55
Figure V.3 : Chromatogramme d'un échantillon de kérosène.	57
Figure V.4 : Résultat de la Chromatogramme d'un échantillon de kérosène.	58

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Répartition de la capacité totale de transformation de l'entreprise.	07
Tableau III.1 : Les propriétés physiques du kérosène.	27
Tableau III. 2 : Coupes pétrolières des unités (10/11) et leurs destinations.	27
Tableau V.1 : Les spécifications de la coupe kérosène.	49
Tableau V.2 : Le volume de distillat en fonction de la température.	50
Tableau V.3 : Comparaison avec des lames de références.	51
Tableau V.4 : Les résultats d'analyse des particules.	53
Tableau V.5 : Composition chimique du Jet A-1 de l'étude, source : Institut Français du Pétrole.	58

Liste des abréviations

API	American Pétroleum
ASTM	American Society of Testing Materiel
BP	Basse Pression
BRI	Brut Réduit Importé
CG	Chromatographique en phase Gazeuse
CTE	Centrale Thermoélectrique
DSV	Distillat Sous Vide
ENAFOR	Entreprise Nationale de Forage
ENAGEO	Entreprise Nationale de Géophysique
ENGTP	Entreprise Nationale de Grands Travaux Pétroliers
ETP	Effluent Trématent Plant
ETU	Station intermédiaire de Hassi-Messaoud
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
HP	Haute Pression
Jet A-1	Aviation Fuel Quality Requirements for Jointly Operated Systems
Jet-A	Aviation fuel
JP-8	Jet Propelled
MF	Microfiltration
MP	Moyenne Pression
NAFTAL	Société nationale de distribution et de commercialisation des produits pétroliers
NAFTEC	Société nationale de production des produits pétroliers
NF	Nano-Filtration
OI	Osmose Inverse
PF	Point Final de distillation
PI	Point Initiale de distillation
Ppm	Partie Par Million
Psi	Pound per square inch
Pt	Plateaux
RA	Résidu Atmosphérique
RSV	Résidu Sous Vide
SM	Spectrométrie de Masse
SNMETAL	Société Nationale de Construction Métallique

SONATIBA	Société Nationale du Bâtiment
SONATRACH	Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation, et la commercialisation des hydrocarbures
SONATRO	Société Nationale de Grands Travaux Routiers NAFTEC Société nationale de production des produits pétroliers
SR	Straight Run
TBP	True Boiling Point
TR0	Turbo Réacteur
UF	Ultrafiltration

*Introduction
générale*

Introduction générale

Le pétrole, du latin Petra et oléum, soit « huile de pierre » est une roche liquide carbonée, il est aussi une huile minérale naturelle utilisée comme source d'énergie. Le pétrole est issu d'un mélange variable d'hydrocarbures (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène) associé à d'autres atomes, et de divers composés organiques piégés dans des formations géologiques particulières, principalement de soufre, d'azote et d'oxygène. La valeur d'un pétrole brut dépend de son origine géographique et de ses caractéristiques physico-chimiques propres [1].

L'utilisation de pétrole est large et variée, toutefois le pétrole brut ne peut être utilisé directement comme combustible. L'essentiel de ce pétrole est raffiné, transformé en plusieurs coupes pétrolières telles que les gasoils et les coupes naphthas d'où dérivent les essences automobiles [2]. Le kérosène est un produit de distillation directe intermédiaire entre l'essence et le gasoil connu sous le nom de pétrole lampant [2]. Le kérosène est désormais surtout utilisé comme carburéacteur. L'utilisation du pétrole lampant (éclairage) ne subsiste que dans certains pays en développement, dans des zones où l'électricité n'est pas disponible et dans certains cas pour la cuisine [3].

Le kérosène (ou pétrole lampant), est un produit issu du pétrole, un mélange d'hydrocarbures distillant entre 140 et 300°C, dont les principaux constituants sont des hydrocarbures de C9 à C16, des hydrocarbures n- et iso-aliphatiques (paraffiniques et isoparaffiniques), des hydrocarbures cycloaliphatiques (cycloparaffiniques ou naphthéniques) et des hydrocarbures aromatiques (environ 15 à 20 %) [4]. Il alimente les moteurs à réaction équipant les avions, son utilisation à haute altitude impose des spécifications sévères assurant un maximum de sécurité [5].

Dans le présent travail, nous avons fait une étude détaillée sur le circuit de raffinage et de traitement du kérosène au niveau de la Raffinerie de Skikda. Nous nous sommes principalement intéressés aux analyses effectuées sur ce combustible. Le mémoire résultant de cette étude est divisé en cinq chapitres :

Le chapitre 1: Dans ce chapitre, nous aborderons la définition et l'étude de la matière première que le complexe affine, ainsi que les produits qui résultent du raffinage et leurs caractéristiques. Nous présenterons également dans cette partie la raffinerie de Skikda et nous identifierons les différentes installations qui la composent tout en expliquant la fonction de chacune d'elles.

Le chapitre 2: Ce chapitre sera consacré à la description détaillée des procédés de séparation dans l'industrie du pétrole et du gaz et qui sont classés en deux grandes parties : les procédés physiques de séparation et les procédés de transformation.

Le chapitre 3: Dans ce chapitre nous exposerons d'une part une étude théorique effectuée sur le kérosène: ses caractéristiques, ses propriétés physico-chimiques, sa composition,.....etc et d'une autre part une étude pratique consistant au suivi du circuit kérosène au sein de l'unité Topping II (Unité 10), l'unité où notre stage a été effectué. .

Dans le quatrième chapitre, nous exposerons les différents matériels et méthodes utilisés dans les analyses faites sur le kérosène durant notre étude.

Dans le cinquième chapitre nous présenterons les résultats d'analyses et de traitement du kérosène obtenus.

Enfin nous terminerons par une conclusion générale.

Chapitre I :

Raffinage du pétrole

en Algérie

I.1. Introduction

L'homme a toujours eu besoin d'énergie pour vivre, mais depuis le 18^{ème} siècle, il comptait sur les ressources non renouvelables qui s'épuisent un peu plus chaque jour. La plus grande quantité d'énergie utilisée dans le monde est d'origine fossile, comme le pétrole, le charbon, ou le gaz, malheureusement cette énergie est insuffisante pour les besoins énergétiques des générations futures. De plus ces énergies polluent et aggravent l'effet de serre déjà bien prévalent. Donc cette pollution pouvait constituer une réelle menace pour la terre et pour son équilibre [6].

À partir des années 50, Le pétrole est devenu la première source d'énergie mondiale, fournissant près de la moitié de la demande totale d'énergie primaire, ce qui fait que notre civilisation industrielle moderne en est dépendante, et cette dépendance se constate d'après son approvisionnement à grande échelle [6]. En effet il satisfait plus de 30% des besoins énergétiques de la planète. C'est la principale matière première des carburants qui alimente les transports (voitures, camions, avions) et est la matière première irremplaçable pour l'industrie de pétrochimie pour un grand nombre de produits de la vie quotidienne : matières plastiques, peintures, colorants, cosmétiques, etc... [7].

Le pétrole sert aussi comme combustible dans le chauffage domestique et comme source de chaleur dans l'industrie, mais dans une moindre mesure ; il ne représente que 4,6% de l'électricité mondiale, les autres sources d'énergie électrique étant nombreuses (nucléaire, charbon, gaz, hydraulique, éolienne) [7].

I.2. Le pétrole

I.2.1. Historique du Pétrole

L'histoire du pétrole remonte à l'Antiquité, en effet les civilisations mésopotamiennes s'en servaient comme produit pharmaceutique, cosmétique, comme combustible pour les lampes à huile et dès 6000 avant J.-C. pour le calfatage des bateaux.

En 1855, George Bissell et Jonathan Eveleth créent alors la société « Pennsylvania Rock Oil Company ». Cette dernière devient en 1858 la « Seneca Oil » (suite à un désaccord entre associés) et engage alors un retraité des chemins de fer nommé Edwin Drake comme prospecteur. Il fore donc son puit à Titusville en Pennsylvanie, et produit les premiers barils Américains. Les États-Unis en produisaient 274 tonnes en 1859. Dès 1862, les États-Unis produisaient 3 millions de barils [8].

I.2.2. Définition

Les pétroles bruts sont des mélanges complexes essentiellement composés de molécules, résultant de la combinaison d'atomes de carbone tétravalents et d'atomes d'hydrogène monovalents, d'où l'appellation d'hydrocarbures. L'obtention des produits pétroliers répondant à des spécifications données nécessite une séparation préalable en différentes fractions ou coupes qui doivent être purifiées ou subir des transformations ultérieures. Les proportions des différentes fractions recueillies sont très variables et diffèrent d'un pétrole à un autre [9].

I.2.3. Composition du pétrole brut

Les éléments essentiels composant le pétrole sont le carbone (83 à 87%) et l'hydrogène (11 à 14%) qui forment les divers groupements d'hydrocarbures. Parmi les composants du pétrole, on compte également des composés d'oxygène, de soufre et d'azote (au total jusqu'à 6 ou 7%). On a pu constater la présence dans les cendres du pétrole, du chlore, du phosphate, du silicium et des métaux tels que : K, Na, Ca, Fe, Ni...etc.

Les hydrocarbures contenus dans le pétrole appartiennent aux trois groupements principaux suivants :

- Les paraffines (alcanes) ou hydrocarbures saturés.
- Les naphènes.
- Les hydrocarbures aromatiques [6].

Les hydrocarbures paraffiniques: regroupent les hydrocarbures comportant des chaînes hydrocarbonées linéaires ($C_n H_{2n+2}$), sans cycle et dont le plus courant est le méthane (CH_4),

Les hydrocarbures cyclo paraffiniques: regroupent les hydrocarbures comportant des chaînes hydrocarbonées cycliques.

Les hydrocarbures aromatiques: regroupent tous les composés renfermant un ou plusieurs cycles benzéniques. Les plus connus sont le benzène, le toluène, les xylènes, l'éthylbenzène, les propylbenzènes et le méthylène [10].

I.2.4. Spécification du pétrole

I.2.4.1. La densité (specific gravity)

La connaissance de la densité a une importance commerciale car la cotation des pétroles bruts dépend de cette propriété, souvent exprimée en degré API. Dans une même région géographique, la densité du brut varie d'un gisement à un autre, on observe aussi, dans le même champ, des variations de densité d'un puit à un autre [11].

I.2.4.2. Point d'écoulement

Lorsque le pétrole brut est exposé au froid, on n'observe pas, comme pour un produit pur, un passage net de l'état liquide à l'état solide. Il apparaît d'abord une augmentation plus ou moins importante de la viscosité, si l'abaissement de la température est suffisant, le pétrole brut cesse d'être fluide et s'approche de l'état solide. Le point d'écoulement des pétroles bruts est mesuré pour donner une indication approchée sur la pompabilité. En fait, l'agitation du fluide provoquée par le pompage, peut empêcher ou détruire la formation des cristaux de paraffines, conférant ainsi aux bruts une certaine fluidité au-dessous de la température d'écoulement mesurée [11].

I.2.4.3. Viscosité

La mesure de la viscosité des pétroles bruts à différentes températures est particulièrement importante pour le calcul des pertes de charge dans les pipelines ainsi pour la spécification des pompes et des échangeurs. La viscosité d'un brut paraffinique augmentera rapidement si la température baisse, par contre pour le brut naphthénique ou mixte l'accroissement de la viscosité sera plus progressif [11].

I.2.4.4. Tension de vapeur et point d'éclair

La mesure de la tension de vapeur et du point d'éclair du pétrole brut permet d'estimer la teneur en hydrocarbures. On admet généralement que le pétrole brut ayant une tension de vapeur supérieure à 0,2 bars à 37,8°C a un point d'éclair inférieur à 200°C [11].

I.2.4.5. Teneur en soufre, en azote, en eau, en sédiments et en sels

Le pétrole brut contient des hydrocarbures sulfurés, de l'hydrogène sulfuré dissous et parfois même du soufre en suspension. Il renferme également des hydrocarbures azotés sous forme basique (quinoléine, iso quinoléine, pyridine) ou neutres. Il contient en outre et 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 derniers produits peuvent détériorer les équipements : corrosion, érosion, dépôt et bouchage [11].

I.3. Le raffinage du pétrole

I.3.1. Définition

Le raffinage du pétrole est l'une des principales activités du groupe SONATRACH. Le raffinage du pétrole débute par la distillation, ou fractionnement, du pétrole brut en vue de le séparer en différents groupes 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 et l'hydrocraquage pour aboutir aux produits finis [12].

I.3.2. Description de la société SONATRACH

Sonatrach (acronyme de Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation, et la commercialisation des hydrocarbures), est une entreprise pétrolière et gazière Algérienne, créée le 31 décembre 1963 et est classée la première entreprise d'Afrique. Elle a pour mission de valoriser les importantes réserves en hydrocarbures de l'Algérie.

Des gisements parmi les plus importants du monde dans différentes régions du Sahara Algérien: Hassi-Messaoud, Hassi-R'Mel, Hassi-Berkine, Ourhoud, TinFouyé Tabankort, Rhourde Nouss, Ain-Salah et Ain-Amenas.

La Compagnie a aménagé plusieurs ports pétroliers de chargement d'hydrocarbures: Alger, Arzew, Bejaia et Skikda afin de permettre le chargement et le déchargement de gros tankers d'une capacité de 80 000 à 320 000 millions de tonnes.

Dans l'Aval, SONATRACH compte :

- Six (06) raffineries en activité sur le territoire.
- Deux (02) complexes pétrochimiques.
- Quatre (04) complexes Liquéfaction GNL.
- Deux (02) complexes Séparation GPL.

Parmi les filiales du groupe, figurent l'Entreprise Nationale de Géophysique « ENAGEO », l'Entreprise Nationale de Forage « ENAFOR », l'Entreprise Nationale de Grands Travaux Pétroliers « ENGTP », et la société nationale de commercialisation et de distribution des produits pétroliers « NAFTAL » [13].

I.3.3. NAFTEC Algérie

C'est une filiale de Sonatrach spécialisée dans le raffinage et la distribution des produits pétroliers sur le marché Algérien. Au début, le raffinage était une activité intégrée dans SONATRACH. En avril 1998, La société devient une filiale de la société de raffinage et de chimie de Sonatrach au capital social de 12 milliards DA sous le nom de Société nationale de raffinage de pétrole NAFTEC Spa [14].

I.3.3.1. Produits de NAFTEC Algérie (Figure I.1)

- Essences : normal, super, de l'essence sans plomb sont mises à la disposition du marché

national et exportées (91% à partir de la raffinerie de Skikda).

- Gasoil (50 % de la production exportée à partir de la raffinerie de Skikda).
- Butane et propane
- Naphta
- Aromatiques : benzène, toluène, xylène
- Kérosène
- Fuels
- Bitumes routiers et oxydés
- Lubrifiants [15].

La répartition de la capacité totale de l'entreprise est donnée dans le tableau I.1.

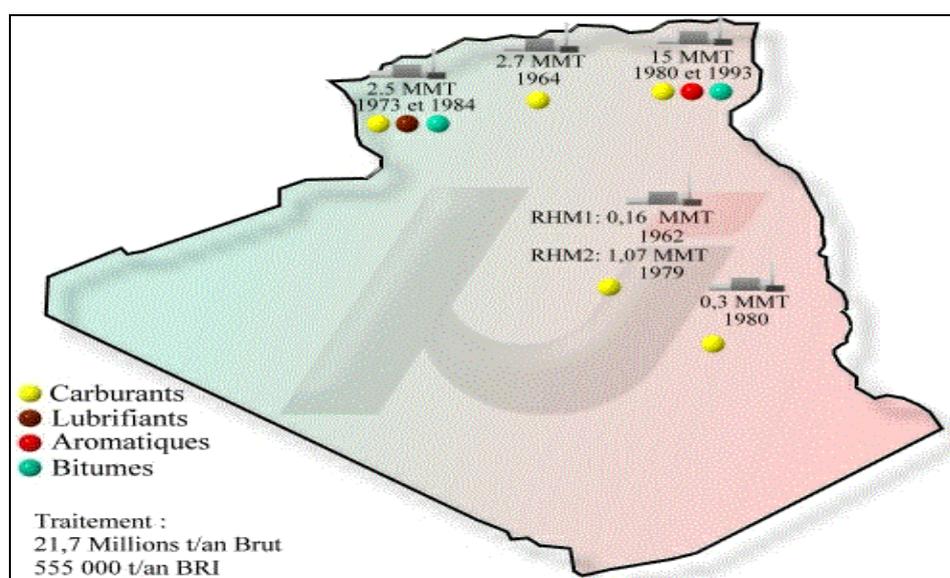


Figure I.1 : Capacité des produits de NAFTEC en Algérie [14].

Tableau I.1 : Répartition de la capacité totale de transformation de l'entreprise [15].

Raffineries	Nature de charge	Capacité de traitement (T/an)
RA1/K, RA2/K	Pétrole brut	15 000 000
	Brut réduit importé	271 100
	GPL/ condensât	1 000 000 /3 000 000
RAG(Alger)	Pétrole brut	2 700 000
RAZ (Arzew)	Pétrole brut/BRI	2 500 000/ 320 000
RAHM (Hassi-Messaoud)	Pétrole brut	1 400 000

I.3.4. Présentation du complexe de Skikda (RA1/K)

La raffinerie de Skikda est l'une des principales raffineries de l'Afrique, elle est la deuxième zone dans l'Algérie après la zone d'Arzew, elle a d'importantes relations nationales et

internationales. Cette raffinerie, baptisée RA1/K, a pour mission de raffiner le pétrole brut provenant d'Hassi-Messaoud à travers un pipeline de 760 km et de 34 pouces de diamètre. Elle a démarré avec une capacité de traitement de 15000000 T/an, cette valeur a atteint 16500000 T/an en 2016, et le brut réduit importé (BRI) a atteint la valeur de 271 100 T/an [16].

Les deux objectifs principaux de cette raffinerie sont :

- Continuer à assurer la couverture des besoins du marché national en produits raffinés sur le plan quantitatif et qualitatif.
- Continuer à offrir des produits raffinés destinés à l'exportation répondants aux normes en vigueur sur les marchés internationaux [17].

La raffinerie de Skikda possède une capacité de stockage de 3221000 m³ environ. Elle est conçue pour permettre la production de carburant, aromatique, bitumes et gaz selon :

- Propane Butane : utilisation domestique.
- Essence normale, essence super : utilisation automobile.
- NAPHTA "A"- "B"- "C" : industrie pétrochimique.
- Kérosène-Jet A-1 : Transport aérien.
- Gasoil : véhicules lourds, utilisation domestique.
- Aromatiques Benzène : utilisation peinture, plastique, pharmaceutique.
- Bitume routier, Bitume oxydé : pour le pavage, revêtement d'étanchéité.
- Bunker Fuel oil lourd : pour le transport maritime plus chaudière [16].

I.3.4.1. Localisation géographique

Le complexe est implanté depuis 1980 dans la zone industrielle 08 Km à l'Est de la ville de Skikda et à 2 Km de la mer. Il est aménagé sur une superficie de 200 hectares (Figure I.2). Ce complexe est alimenté en brut Algérien par l'unité de transport ETU de Skikda (c'est une station intermédiaire de Hassi-Messaoud). Le transport du pétrole brut est réalisé à l'aide d'un Pipe-line à une distance de champs pétroliers jusqu'au complexe de 760 Km [16].

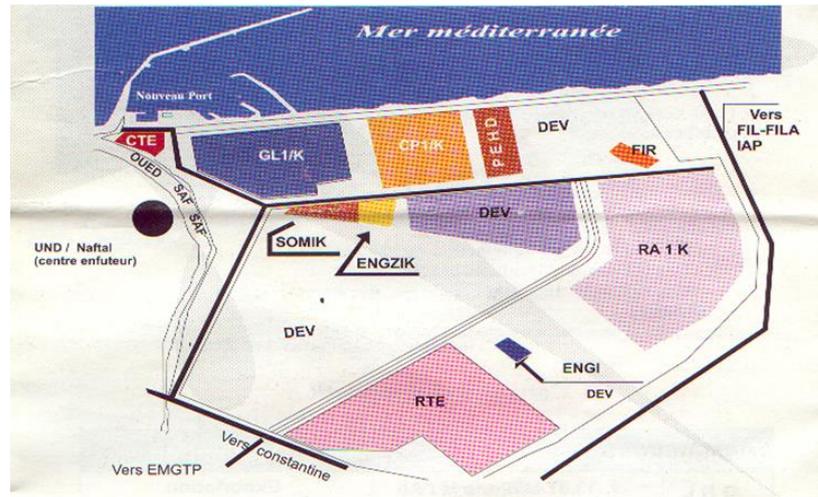


Figure I.2 : Situation géographique de la RA1/k dans la Zone industrielle Skikda [16].

I.3.4.2. Construction

La raffinerie a été construite en janvier 1976 à la suite d'un contrat signé le 30 avril 1974 (Figure I.3) entre le gouvernement Algérien et le constructeur Italien SNAM PROGETTI et SAIPEM, il a été mis en vigueur du contrat une année après (le 11 mars 1975) assisté par trois principales sociétés nationales : SONATRO, SONATIBA et SNMETAL.

Le démarrage progressif des unités de production est comme suit :

- 1ère unité de distillation atmosphérique (U10) —————> en mars 1980.
- 1ère unité de traitement et séparation des gaz (U-30) —————> en mars 1980.
- 2ème unité de distillation atmosphérique (U11) —————> en juin 1980.
- 2ème unité de traitement et séparation des gaz (U-31) —————> en juin 1980.
- Unité de production des bitumes (distillation sous vide U-70) —> en juillet 1980.
- Unité de prétraitement et de reforming catalytique (U-100) —————> en septembre 1980.
- Unité d'extraction des aromatiques (U-200) —————> en octobre 1980.
- Unité de séparation du para xylène (U-400).
- Unité de stockage, mélange et expédition (MELEX.U-600) [17].

Il faut noter qu'il y a deux nouvelles unités, construites par la société japonaise J-G-C Corporation, ces deux unités sont : l'unité de prétraitement et de reforming catalytique (platforming U103) et l'unité de traitement et séparation des gaz (GPL.U104), ces deux unités ont démarré en octobre 1993 [16].

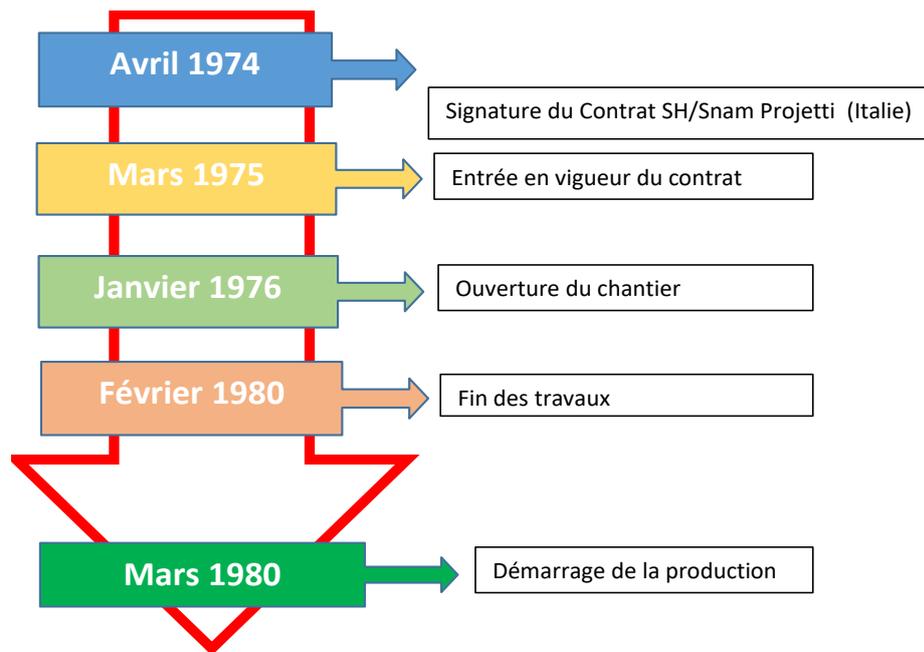


Figure I.3 : Historique de RA1/K.

I.3.4.3. Présentations des unités de productions

La raffinerie de Skikda est divisée en différentes unités de production, et comprend 22 unités). La figure I.4 montre les différentes unités de RA1/K.

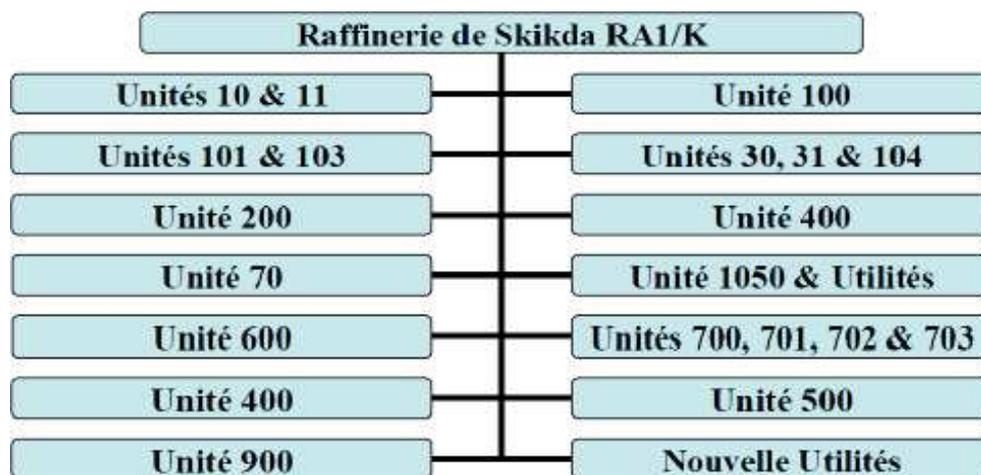


Figure I.4 : Les différentes unités du complexe RA1/K [17].

I.3.4.3.1. Les unités 10-11 Topping

Le Topping ou la distillation atmosphérique a pour but de fractionner le brut en différentes coupes stabilisées pouvant être utilisées pour l'obtention de produits finis (naphta, gas-oil, Jet A-1) ou devant alimenter d'autres unités situées en aval (Magnaforming, Platforming, gaz-plant). Elles traitent le brut de Hassi-Messaoud avec une capacité annuelle de $15 \cdot 10^6$ T/an pour produire les produits suivants [18] :

- G.P.L \longrightarrow unité 30.
- Iso pentane \longrightarrow mélange des essences.
- Naphta A \longrightarrow stockage.
- Naphta B (65°C à 150 °C) \longrightarrow Reforming catalytique.
- Naphta C (150 °Cà 180 °C) \longrightarrow huiles combustibles.
- Kérosène (180 °C à 225 °C) \longrightarrow jet fuel, mélange des gasoils.
- Gasoil léger (225 °C à 320 °C) \longrightarrow mélange des gasoils.
- Gasoil lourd (320 °C à 360 °C) \longrightarrow mélange des gasoils.
- Résidu (>360 °C) \longrightarrow huiles combustibles [19].

I.3.4.3.2. Les unités de reformage catalytique (l'unité de magnaforming 100 et l'unité de platforming 103)

La Magnaforming et le platforming ont pour but de transformer la Naphta moyenne et la naphta lourde obtenues du topping (10/11) utilisé comme charge pour les unités de production d'aromatiques. Cette transformation a pour conséquence une augmentation de l'indice d'octane de 45 à 99 permettant ainsi d'utiliser le reformât riche en composants aromatiques obtenu pour la fabrication des essences [20].

I.3.4.3.3. Les unités 30-31-104 : Séparation et traitement des gaz

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

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

I.3.4.3.4. Unité 200 : Extraction des aromatiques

L'installation d'extraction des aromatiques a été projetée pour extraire de l'essence réformée des aromatiques qui seront fractionnés par la suite en benzène et toluène très purs [16].

I.3.4.3.5. Unité 400 : Séparation du para-xylène

Cette unité permet par cristallisation de séparer le para-xylène des autres xylènes (metha-ortho) et ethyl-benzène. Le para-xylène est commercialisé comme telle, le reste peut être utilisé

comme base pour l'obtention des essences ou commercialisé sous forme de mélange xylène pouvant être utilisé comme solvant pour la fabrication des peintures, etc... [16].

I.3.4.3.6. Unité 500 (Isomérisation du M-xylène)

L'installation d'isomérisation des aromatiques a été projetée pour récupérer le filtrat des cristalliseurs de l'unité 400 (unité de l'extraction du p-xylène) [20].

I.3.4.3.7. Unité 900 (Unité de purification de l'hydrogène)

Elle a pour but l'augmentation de la pureté de l'hydrogène issu de l'unité 100 et de l'unité de reforming catalytique (unité103), afin de l'envoyer vers les autres unités consommatrices d'hydrogène (unité 500...) [20].

I.3.4.3.8. Unités 700/701/702/703 (Unité d'isomérisation du naphta léger A)

La fraction de naphta légère (principalement C₅/C₆) est en général riche en isomères à chaîne normale résultant avec indice d'octane bas (en général < 68). Le procédé d'isomérisation convertit une proportion d'équilibre de ces isomères normaux à bas indice d'octane en leurs isomères à chaînes ramifiées possédant un indice d'octane plus élevé [19].

I.3.4.3.9. Unité 70 : Production de bitume

L'unité 70 a été conçue pour traiter 271100 T/an de brut réduit importé BRI.

I.3.4.3.10. Unité U600 de stockage, mélanges, expéditions (Blending)

Cette unité s'occupe :

- Des bacs de stockage des différentes charges et produits des unités.
- D'expédition des produits vers les différents dépôts de stockage, exemple : dépôt d'El-Kheroub.
- De Mélange des gasoils.
- De contrôle de chargement de produits au niveau du port de Skikda [20].

I.3.4.3.11. Unité 1050 La centrale thermoélectrique (CTE)

C'est le système cerveau de la raffinerie, elle assure les utilités indispensables pour la marche de toutes les unités. Elle comprend : l'unité 1020 (tour de refroidissement), l'unité d'azote, l'unité 1060 (circuit vapeur (HP, MP, BP)) et l'unité 1080 (air comprimé) [16].

I.3.4.3.12. Laboratoire central

Chargé du contrôle des spécifications des produits finis. Il a pour mission de réaliser les analyses de routine, contrôler la marche des unités et contrôler les spécifications de tous les produits commercialisables [16].

Chapitre II :

Généralités sur les

procédés de séparation

utilisés

Les procédés de séparation dans l'industrie du pétrole et du gaz peuvent être classés en deux grandes parties : les procédés physiques de séparation et les procédés de transformation.

II.1. Procédés physiques de séparation

Ces procédés sont généralement classés selon l'agent de séparation utilisé (matière ou énergie) ainsi que la nature des phases en présence. Les procédés les plus utilisés dans l'industrie du pétrole et du gaz sont la distillation dont l'agent de séparation est la chaleur, l'extraction liquide – liquide dont l'agent de séparation est un solvant, l'adsorption dont l'agent de séparation est un solide (adsorbant) et la cristallisation dont l'agent de séparation est le froid [21].

Ces procédés permettent la séparation d'un mélange d'hydrocarbures en constituants purs ou en ensembles de constituants sans modifier leur structure chimique de sorte que la somme des constituants à la sortie est égale à celle du mélange initial. Tout procédé physique de séparation comporte quatre parties successives :

- **La préparation de la charge** : l'alimentation d'un système de séparation doit être portée aux conditions requises de température et de pression du procédé choisi, telle que l'obtention d'un pourcentage vaporisé à l'entrée d'une colonne de distillation.
- **Le contact des deux phases** : le transfert de matière par diffusion sélective des constituants d'une phase dans l'autre est réalisé par le mélange intime des deux phases. La tendance vers l'équilibre théorique entre les deux phases est favorisée par une grande surface d'échange et un temps de contact élevé. Dans les colonnes de distillation, le mélange intime de la phase liquide et de la phase vapeur est réalisé par des plateaux ou par des garnissages. L'efficacité maximale est obtenue par la pratique de la méthode du contre-courant appliquée à une série de contacts élémentaires.
- **La séparation des deux phases** : elle s'effectue par différentes techniques selon l'état physique des deux phases.
- **La récupération de l'agent de séparation** : (chaleur ou solvant) pour l'optimisation du procédé industriel [21].

II.1.1. La distillation

II.1.1.1. Définition

La distillation est l'une des opérations unitaires, utilisée pour le raffinage, elle permet d'isoler les divers constituants d'un mélange de composés chimiques. Quand un mélange d'hydrocarbures est placé dans une enceinte sous certaines conditions de température et de pression, deux phases différentes apparaissent : l'une liquide et l'autre vapeur, et un équilibre

thermodynamique s'établit entre elles. Une analyse de la composition des deux phases révèle que la vapeur contient préférentiellement les composés dont la masse molaire est petite. Cette opération de séparation, appelée Flash, peut s'effectuer de façon continue. L'enceinte est alimentée par le mélange et deux flux en sortent, un flux de liquide, plus riche en composés lourds et un flux de vapeur, plus riche en composés légers [22].

II.1.1.2. Les colonnes de rectification

Les colonnes de distillation industrielles sont constituées par un grand cylindre d'acier vertical (Figure II.1) à l'intérieur duquel sont disposés les dispositifs qui assurent le contact entre les vapeurs ascendantes et le liquide descendant. Ces dispositifs, d'une part favorisent la dispersion de la vapeur dans le liquide et plus particulièrement provoquent la plus grande surface interfaciale, d'autre part permettent la séparation du liquide et de la vapeur en contact afin d'en faciliter l'écoulement global à contre – courant. Ces colonnes sont le plus souvent :

- Soit à plateaux perforés, à calottes ou à soupapes.
- Soit à garnissage en vrac ou à garnissage structuré, à faible perte de charge et de grande efficacité [23].

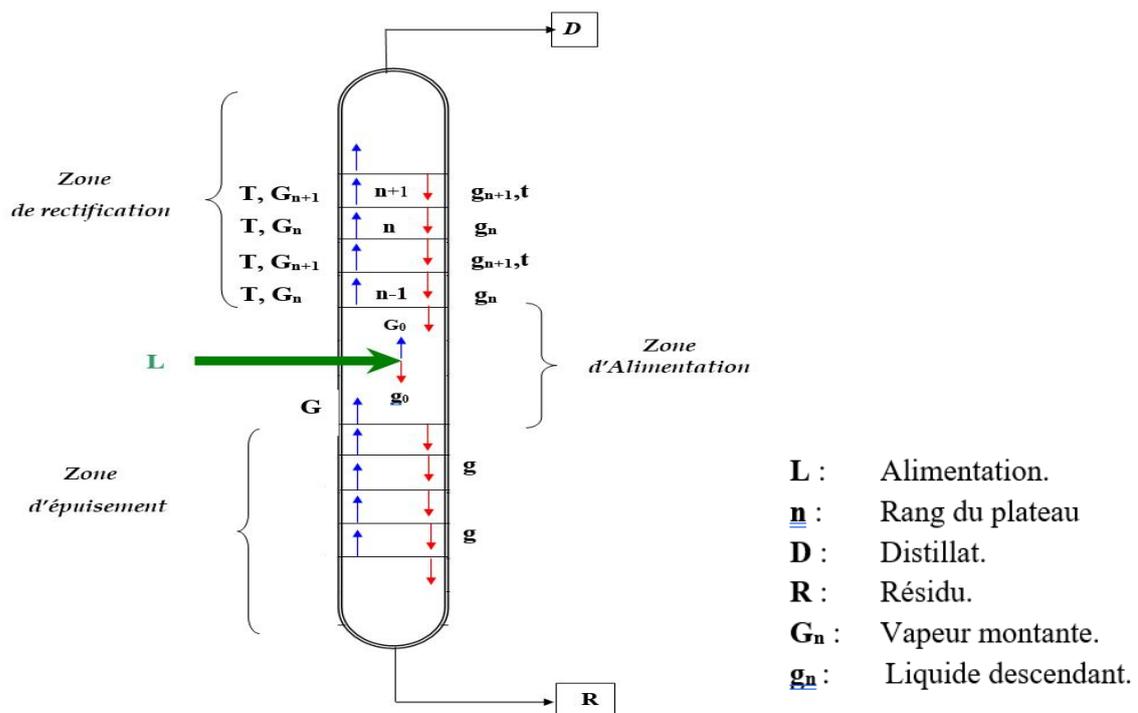


Figure II.1 : Schéma général de fonctionnement d'une colonne de rectification [23].

II.1.1.3. Principe de fonctionnement d'une colonne

En pratique, la séparation ainsi obtenue n'est pas assez sélective et l'on procède par séparations successives. Chaque plateau est alimenté à la fois par la phase vapeur sortant du

plateau inférieur et par la phase liquide sortant du plateau supérieur. On parle d'opération à contre-courant. Un plateau spécial, le plateau d'alimentation, reçoit en plus le mélange à séparer. Un équilibre thermodynamique tend à s'établir sur chaque plateau, autour de la surface de contact entre les quantités de liquide et de vapeur qui y sont retenues.

On distingue traditionnellement deux zones dans une colonne :

- La zone de rectification est l'ensemble des plateaux situés au-dessus du plateau d'alimentation ;
- La zone d'épuisement est l'ensemble des plateaux situés au-dessous du plateau d'alimentation.

Dans le cas le plus simple, le flux de vapeur qui sort en haut (ou en tête) de la colonne est totalement condensé. Le liquide ainsi obtenu est divisé en deux parties : le distillat, qui est un des produits de la séparation, et le reflux, qui constitue l'alimentation liquide du plateau de tête. Le produit liquide soutiré en bas (ou en fond) de la colonne est un autre produit de la séparation, le résidu. Il est en partie vaporisé dans un rebouilleur pour générer le flux de vapeur au fond de la colonne.

La pression est pratiquement identique sur tous les plateaux (elle croit en fait très faiblement d'un plateau au plateau inférieur), mais est plus faible dans le ballon de tête qu'en fond de colonne, ce qui permet aux flux de vapeur de monter par différence de pression. Les flux de liquide quant à eux, descendent par gravité.

Moyennant un nombre suffisant de ces Flashes successifs, on réussit à obtenir un distillat contenant essentiellement les composés légers et un résidu contenant essentiellement les composés lourds.

Comme une séparation totale n'est ni possible ni d'ailleurs systématiquement souhaitée, on caractérise les produits de distillation par leurs taux d'impuretés :

- Pour le distillat, le taux d'impuretés est la proportion de composés lourds qu'il contient ;
- Pour le résidu, le taux d'impuretés est la proportion de composés légers qu'il contient [22].

II.1.1.4. Distillation initiale du brut

La distillation initiale, appelée distillation atmosphérique ou topping, consiste à fractionner le brut en une série de coupes ou fractions pétrolières tels que les gaz de pétrole liquéfiés (GPL), les coupes de naphta, le kérosène, le gasoil léger, le gasoil lourd et le résidu atmosphérique. Le fractionnement est réalisé dans une colonne de distillation fonctionnant à une

pression légèrement supérieure à la pression atmosphérique et possédant des soutirages latéraux. La qualité des produits finis obtenus doit répondre aux normes.

Chacune des coupes pétrolières obtenues par distillation correspond à un intervalle de volatilité qui peut simplement se caractériser par la gamme des températures d'ébullition normales ou par le nombre d'atomes de carbone des hydrocarbures qu'elle contient. On peut citer la coupe kérosène qui est définie, soit par son intervalle de température d'ébullition (180 – 240 °C), soit par le nombre d'atomes de carbone (C₉ - C₁₃) [21].

II.1.1.5. Types de distillation au laboratoire

a. Distillation ASTM D-86

C'est la distillation la plus utilisée dans l'industrie. Ces distillations ASTM sont utilisées pour fournir les spécifications distillatoires des produits pétroliers [24].

L'appareillage comporte un ballon de distillation pouvant contenir 100 à 200cm³ de produit que l'on chauffe et distille à une vitesse déterminée. Les vapeurs formées sont condensées dans un tube en cuivre baignant dans un mélange d'eau et de glace pilée, puis recueillies dans une éprouvette graduée (Figure II.2). L'opérateur note la température d'apparition de la première goutte de condensât à la sortie du tube ; c'est le point initial de la distillation. Ensuite, la température est relevée régulièrement lorsque 5, 10, 20,..... 90 et 95 % du produit sont distillés et recueillis dans l'éprouvette.

En fin de distillation, il suffit de suivre la température qui passe par un maximum, puis décroît par suite de l'altération thermique des dernières traces liquides dans le ballon. Le maximum de température est le point final de distillation, correspondant à une recette de distillat représentant **d**%. Après refroidissement du ballon, on mesure la quantité de liquide résiduel, soit un résidu **r**%. Le bilan volumique de l'opération fait apparaître un poste de pertes **p**%, tel que :

$$\mathbf{d + r + p = 100 \%}$$

Compte tenu de la précision de ce bilan, ces pertes correspondent sensiblement aux fractions très légères qui ont distillé au début du chauffage et ne se sont pas condensées dans le tube. L'importance des pertes est étroitement liée à la volatilité de l'échantillon. Finalement ces résultats sont reportés sur un diagramme ayant comme coordonnées le pourcentage distillé et la température. Les pertes sont placées au début, de sorte que les abscisses de pourcentage distillé doivent être majorées de la valeur **p** des pertes. On retrouve ainsi après le point final, la valeur du résidu **r**.

Tous les points obtenus sont ensuite réunis par une courbe que l'on appelle courbe de distillation ASTM D-86 du produit (Figure II.3) [25, 26].

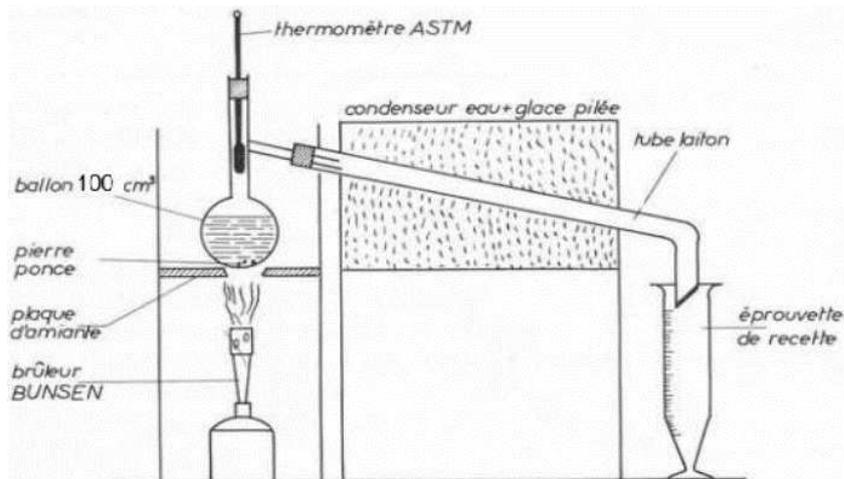


Figure II.2 : Appareillage de la distillation ASTM D-86 [25].

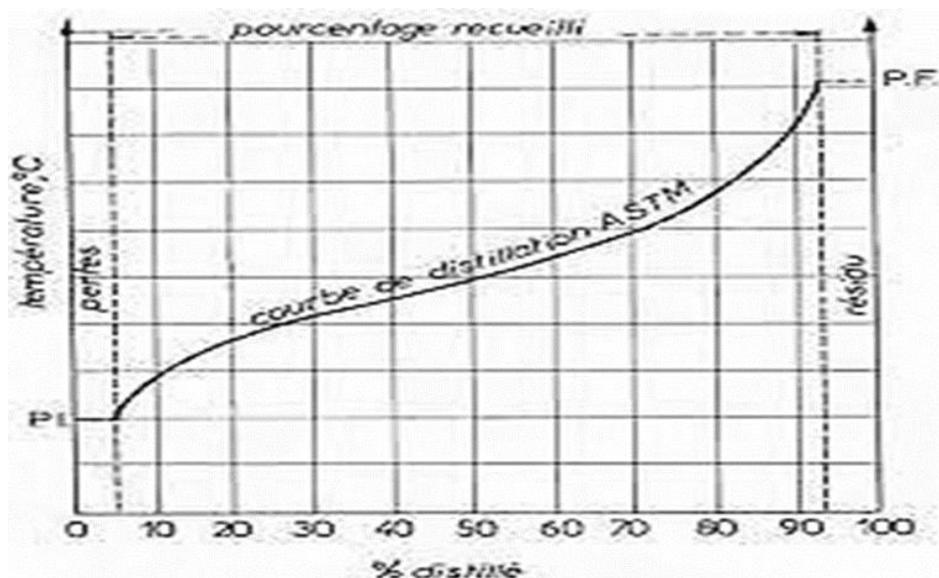


Figure II.3 : Courbe de distillation ASTM D-86 [27].

Signification des résultats

La distillation ASTM D-86 d'un produit pétrolier correspond à sa vaporisation sous la pression atmosphérique. Les températures obtenues dans l'essai sont donc en relation directe avec les températures d'ébullition comprises entre 0 et 200°C par exemple, un point initial de 30°C et un point final de 185°C.

De ce fait, Tout changement de la volatilité d'un produit se traduit par une modification de sa courbe de distillation ASTM D-86.

- Si le produit devient plus léger les températures de distillation ASTM baissent.
- Si le produit devient plus lourd les températures de distillation ASTM augmentent.

De la même façon à une température donnée de la distillation ASTM correspond un pourcentage volumique plus important si le produit « s'allège » et inversement. Il faut signaler également l'importance particulière du point final qui situe les plus lourds du produit du résidu qui caractérise la quantité de constituants difficiles à vaporiser et susceptible de se composer. On peut donc dire que la courbe de distillation reflète en un certain sens la composition du produit et que la comparaison des courbes ASTM permet de tirer des conclusions sur la répartition des hydrocarbures dans les échantillons analysés.

b. La distillation (T.B.P)

C'est une distillation fractionnée qui a pour but de déterminer la teneur en essence, Kérosène, gasoil et en fractions lubrifiantes (huile, graisse) dans le pétrole brut. La courbe issue de cette distillation ($T=f(\% \text{Volume de distillat})$) est dite courbe T.B.P, cette courbe est utilisée dans les calculs des colonnes de traitement et de distillation et leur planification.

La distillation (T.B.P) est utilisée au laboratoire dans un appareil (LPRN-1) ; cette colonne est équivalente à une colonne à garnissage de 10 plateaux théoriques et d'un taux de reflux égal 5 (Figure II.4). Au début de la distillation (T.B.P) on recueille les gaz dissous qui ne se condensent pas puis on les analyse par chromatographie. La distillation atmosphérique est poussée jusqu'à 400°C en notant chaque fois la température initiale et finale de chaque fraction.

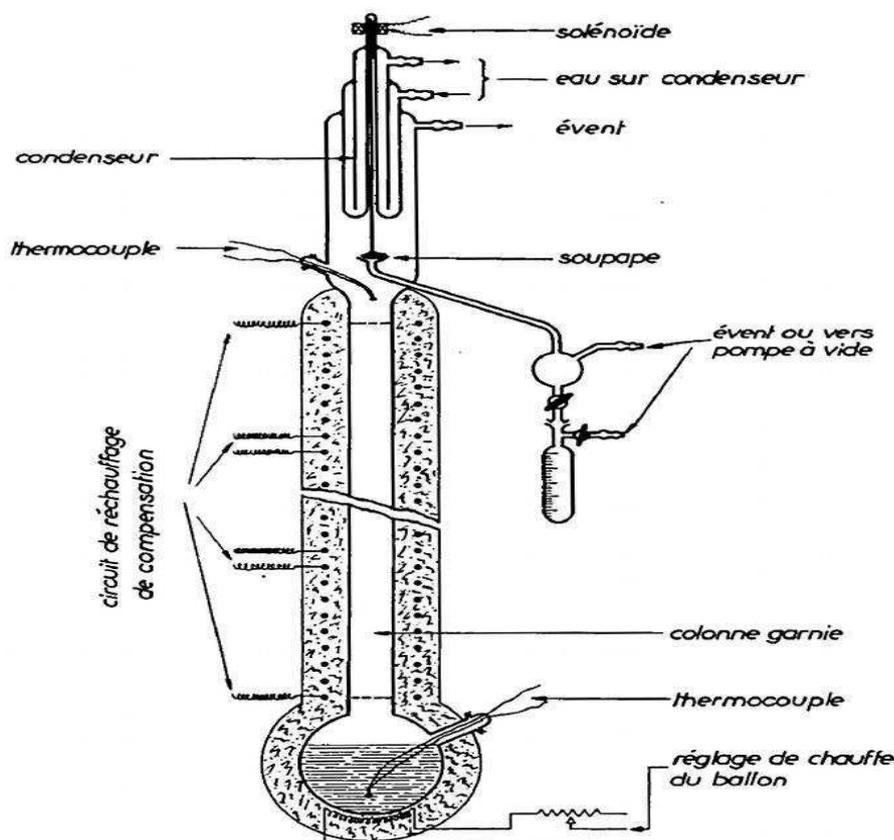


Figure II.4 : Appareil de distillation (T.B.P) [28].

Après 400°C on effectue une distillation sous vide du résidu atmosphérique à des pressions plus basses (5 -100 mmHg). Si le résidu sous vide est encore important ($\geq 30\%$), on effectue une autre distillation sous vide entre 3 et 5 mmHg dans un autre appareil équivalent à 2 étages théoriques, enfin on mesure le volume du résidu restant.

La courbe représentative ; Température en fonction du pourcentage de distillat ; issue de cette distillation est dite courbe de distillation (T.B.P) (Figure II.5). Cette courbe permet de savoir et de connaître le pourcentage des fractions importantes (essence, kérosène et gasoil) dans le pétrole brut [29].

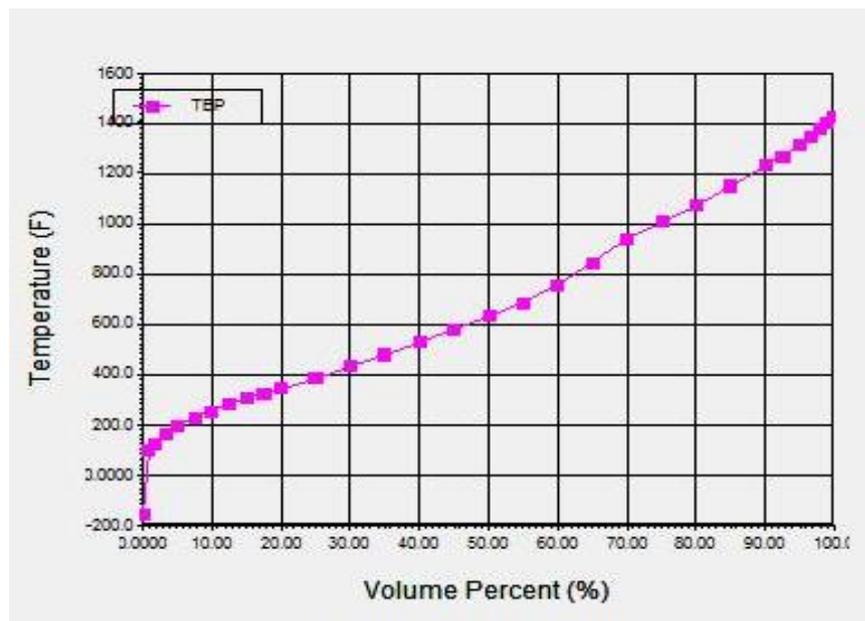


Figure II.5 : Courbe de distillation [30].

c. Distillation progressive simple

Dans ce type de distillation, on opère dans un ballon, placé dans un bain chauffant de telle sorte que la température soit toujours la même en phase liquide et en phase vapeur. A chaque instant, nous avons un équilibre entre le liquide qui bout dans le ballon et la vapeur émise. On note les températures (température de vapeur, température du liquide) en fonction de la quantité recueillie dans l'éprouvette de recette.

II.1.1.6. Types de distillation échelle industrielle

Il y a deux types de distillation industrielle du pétrole brut : la distillation atmosphérique et la distillation sous vide.

a. La distillation atmosphérique

La distillation atmosphérique ou distillation primaire constitue la première et la principale étape du raffinage. Précédée d'une opération de dessalage (lavage à l'eau et à la soude) pour enlever les minéraux, cette opération permet de fractionner le pétrole brut en différentes coupes pétrolières, traditionnellement nommées coupes Straight Run (SR). En tête de colonne, il est récupéré la coupe gaz puis les coupes essence, kérosène et gasoil sont obtenus sur les plateaux intermédiaires de la colonne. Ces coupes seront ensuite soumises à des procédés d'amélioration de propriétés et/ou à des procédés de finition pour obtenir les produits pétroliers à haute valeur commerciale. La fraction non distillée du brut, appelée aussi résidu atmosphérique (RA), est soit utilisée directement comme fuel industriel, soit envoyée à la distillation sous vide [31].

b. La distillation sous vide

La distillation sous vide est une étape complémentaire de la distillation primaire. En effet, le résidu atmosphérique contient les molécules avec un point d'ébullition supérieur à 340-380°C. Au-delà de cette gamme de températures, les molécules commencent à subir des réactions de craquage thermique avant de s'évaporer. C'est pourquoi, la distillation du Résidu atmosphérique est effectuée sous pression réduite.

Cette opération permet de récupérer en tête de colonne, le distillat sous vide (DSV) qui sera ultérieurement soumis à des procédés de conversion pour obtenir des produits valorisables. La fraction non distillée correspond à la coupe résidu sous vide (RSV) qui contient la majeure partie des impuretés du brut, comme le soufre, l'azote et les métaux. Le RSV peut être utilisé dans la fabrication des bitumes, la production de fuels lourds ou comme charge pour des procédés de conversions, comme l'hydro conversion ou la cokéfaction [31].

II.1.2. Extraction liquide – liquide**II.1.2.1. Introduction**

L'extraction liquide-liquide est un procédé physique de séparation basé sur la différence de solubilité des substances entre plusieurs liquides. Cette technique a la possibilité de séparer les liquides à des points d'ébullition très rapprochés (ne pouvant pas être séparés par distillation) ou susceptibles de former des azéotropes. Ce procédé consiste à mettre en contact intime la charge liquide (mélange d'hydrocarbures) contenant les constituants à séparer (soluté) avec un autre liquide (solvant) qui l'extrait préférentiellement. Le mélange (solvant et soluté) est appelé extrait alors que la charge, débarrassée du soluté, est appelé raffinat.

En pratique, le procédé de l'extraction liquide-liquide requiert deux opérations successives :

- La mise en contact intime de la charge et du solvant durant un temps suffisant à l'obtention de l'équilibre pendant lequel le soluté est extrait de la charge par le solvant. Le coefficient de distribution (rapport des concentrations du soluté dans l'extrait et dans le raffinat), caractérise l'affinité relative du soluté pour les deux phases.
- La séparation des deux produits (extrait et raffinat) est généralement réalisée par distillation [31].

II.1.2.2. Propriétés du solvant

Le choix du solvant est primordial, car il doit posséder des propriétés qui assurent l'efficacité et la compétitivité économique du procédé telles que les propriétés solvantes, les propriétés physiques et d'autres propriétés complémentaires diverses.

a. Propriétés solvantes

Les principales propriétés solvantes sont la capacité (ou pouvoir solvant) et la sélectivité qui caractérisent l'efficacité théorique du solvant dans une extraction donnée. Ces deux propriétés varient avec la température et la composition en soluté de l'extrait.

b. Propriétés physiques

Un solvant d'extraction liquide-liquide doit posséder des propriétés physiques spécifiques, en particulier celles qui interviennent directement ou indirectement dans le dimensionnement de l'extracteur telles que la viscosité, la densité, la tension superficielle, ou dans le dimensionnement du régénérateur du solvant telle que la température d'ébullition.

c. Propriétés complémentaires

En plus des propriétés solvantes et physiques, un solvant d'extraction doit posséder d'autres propriétés telles que la stabilité thermique, l'inertie chimique, la non toxicité, le point d'éclair élevé, la biodégradabilité ainsi que la disponibilité actuelle et future et le coût faible [31].

II.1.3. Séparation membranaire

II.1.3.1. Principe

La filtration sur membrane est une technique de séparation liquide/liquide, liquide/solide, liquide/gaz ou gaz/gaz qui fait intervenir une membrane semi-perméable et sélective sous l'effet d'une force motrice. Cette force motrice peut être soit un gradient de pression (cas de l'osmose

inverse (OI), de la nanofiltration (NF), de l'ultrafiltration (UF) ou de la microfiltration (MF)), un gradient de concentration (cas de la dialyse) ou un gradient de potentiel électrique (cas de l'électrodialyse).

Lorsqu'il s'agit d'une action de séparation conduite sous gradient de pression, la classification des procédés se fait généralement selon la taille des pores des membranes et la taille des composés retenus comme schématisé sur la Figure ci-dessous.

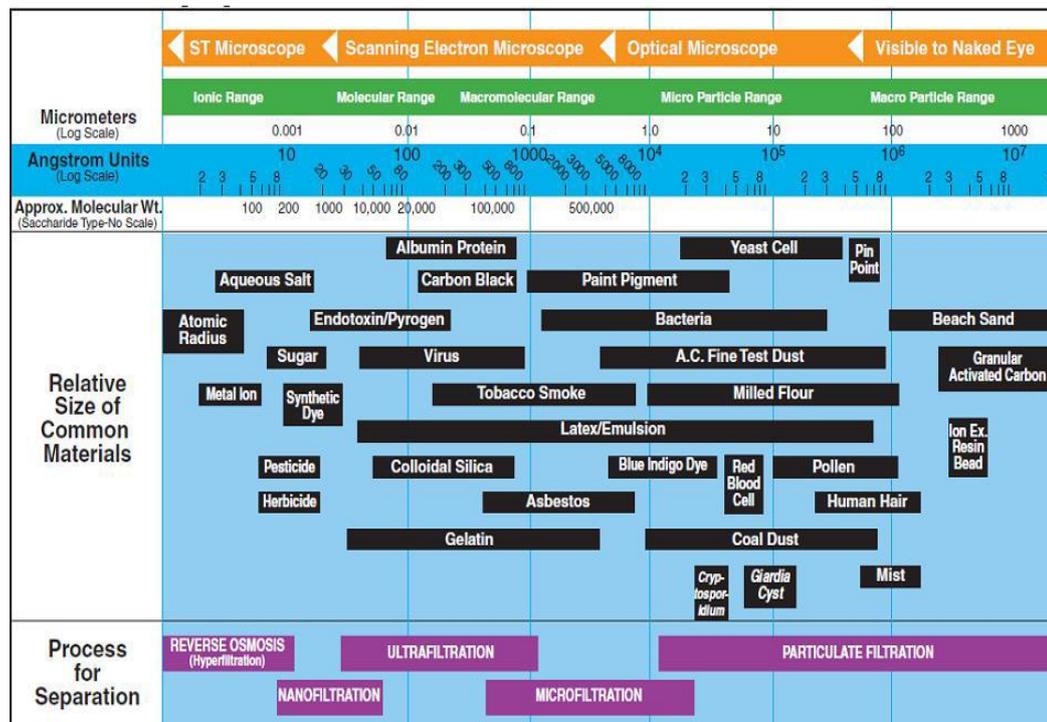


Figure II.6 : Classification des procédés de séparation membranaire à gradient de pression [32].

II.2. Procédés de transformation

Dans l'industrie pétrolière, il est nécessaire de traiter certaines fractions pétrolières issues du fractionnement du brut afin de les valoriser dans le marché telles que les essences totales à faible indice d'octane pour la production d'un reformât à indice d'octane élevé pour la production des essences commerciales. En général, les procédés de transformation ont trois objectifs :

- l'amélioration de la qualité des produits pour qu'ils correspondent aux besoins des modes d'utilisation,
- la transformation des produits pétroliers qui ne trouvent pas des débouchés directs en des produits mieux adaptés au marché,
- la préservation de l'environnement au cours des opérations de fabrication et pendant l'utilisation des produits.

Ces procédés modifient la structure moléculaire et par conséquent les caractéristiques physico-chimiques des constituants ou des fractions soumises à ces transformations qui s'effectuent avec augmentation ou diminution du nombre de moles. En outre, ces transformations donnent lieu à une variation d'enthalpie qui correspond aux chaleurs des réactions exothermiques ou endothermiques mises en jeu. Tout procédé de transformation comporte quatre parties : la préparation de la charge, la réaction, le fractionnement et la récupération de la chaleur ou des produits [31].

Chapitre III :

Circuit kérosène

III.1. Introduction

Le Kérosène est la fraction de pétrole brut bouillant entre 150-300°C, ce n'est qu'en tenant compte des caractéristiques exigées par le marché que l'on peut donner une définition plus précise du kérosène ou pétrole lampant.

Au cours des dernières années, le kérosène a vu son champ d'utilisation s'étendre de plus, on emploie actuellement des brûlures et des appareils de chauffage et de cuisine extrêmement efficaces utilisant du kérosène; plus récemment encore on a mis au point des moteurs de tracteurs et d'avion utilisant un combustible dont le point d'ébullition tombe plus ou moins dans la plage d'ébullition du kérosène, on a donc assisté à une forte augmentation de la consommation de kérosène , consommation qui risque fort d'augmenter encore au cours des prochaines années [33].

III.2. Définition

Le kérosène (ou pétrole lampant), est un produit issu du pétrole, un mélange d'hydrocarbures distillant entre 150 et 300°C, dont les principaux constituants sont des hydrocarbures de C₉ à C₁₃, des hydrocarbures n- et iso-aliphatiques (paraffiniques et iso paraffiniques), des hydrocarbures cyclo aliphatiques (cycloparaffiniques ou naphéniques) et des hydrocarbures aromatiques [34].

Il alimente les moteurs à réaction équipant les avions. Par ses propriétés physiques, ce mélange se situe entre l'essence et le gasoil. Son utilisation à haute altitude impose des spécifications sévères assurant un maximum de sécurité [5].

III.3. Composition chimique du kérosène

III.3.1. Composition en hydrocarbures

La composition chimique du kérosène dépend du brut de départ et des différents procédés de raffinage utilisés, d'une manière générale, les procédés traditionnels ne modifient pas le rapport paraffine /naphène ; les produits de distillation directe ne contiennent pratiquement pas d'hydrocarbures saturés.

Le kérosène contient aussi d'autres produits que les hydrocarbures : des composés sulfureux et azotés ainsi que des produits acides. La figure III.1 montre les résultats d'une analyse chromatographique en phase gazeuse couplée à un détecteur à spectrométrie de masse (CG/SM) d'un échantillon de kérosène destiné à l'aviation militaire. Le chromatogramme montre

bien l'importance de la famille chimique des alcanes ($n\text{-C}_9\text{H}_{20}$, $n\text{-C}_{10}\text{H}_{22}$, $n\text{-C}_{11}\text{H}_{24}$, $n\text{-C}_{12}\text{H}_{26}$) dans le carburéacteur [33].

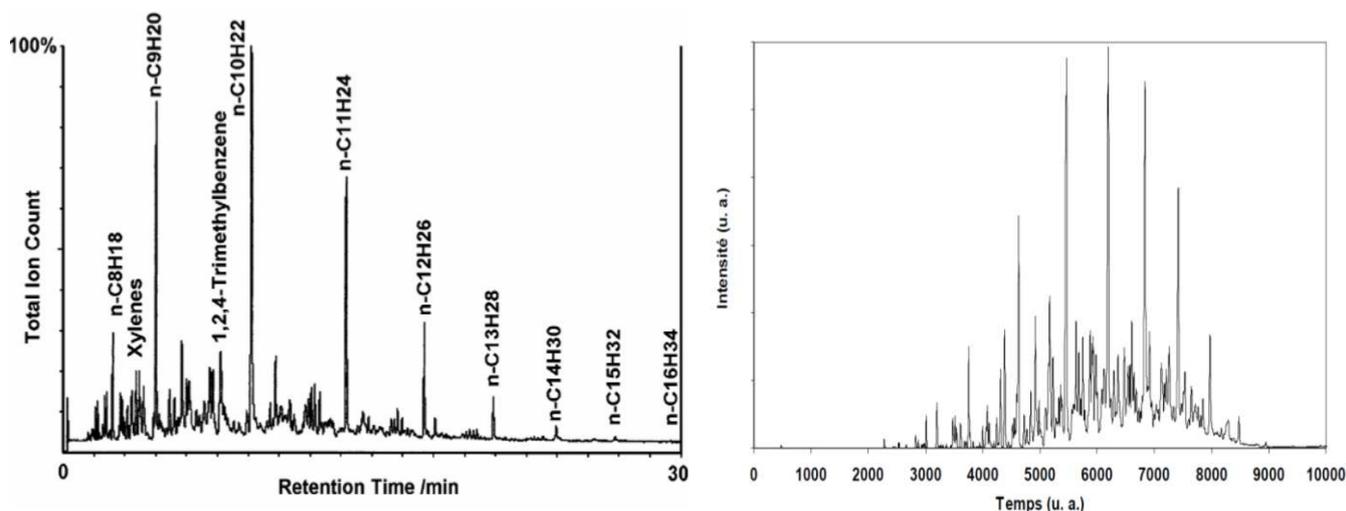


Figure III.1 : Chromatogrammes obtenus par (CG/SM) d'un échantillon de kérosène [35].

III.3.2. Les composés sulfureux

Les distillats de kérosène peuvent contenir 0,05% à 0,30% de soufre sous forme de différents composés organiques, certains de ces composés sont produits pendant la distillation ; à partir de composés sulfureux à haut point d'ébullition se trouvant dans le brut de départ. Les composés sulfureux sont les mercaptans, les sulfures, les bisulfures et les thiophènes [34].

III.3.3. Les composés Azotés

La plupart des bruts ont une faible teneur en azote, on trouve des composés azotés basiques et non basiques dans les distillats.

III.3.4. Les composés Acides

Les distillats de kérosène peuvent contenir des composés de caractère acides, tels que les phénols. Les composés phénoliques présentent comme les composés azotés, une grande importance du point de vue stabilité de la couleur [36].

III.4. Types du kérosène

Le kérosène (Jet A-1, Jet-A, TR0, JP-8) est le carburéacteur utilisé dans le secteur aéronautique. Il existe plusieurs types de carburéacteur dans le monde. Le Jet A-1 est un carburant de type kérosène utilisé dans l'aviation civile internationale. Il présente des similitudes avec le Jet-A utilisé aux Etats-Unis. En France le kérosène utilisé pour l'aviation militaire est appelé TR0 (JP-8 aux Etats-Unis et AVATUR au Royaume-Uni) [10].

III.5. Utilisation du kérosène

Durant le XIXe siècle, le "pétrole lampant" était presque exclusivement utilisé à des fins d'éclairage, comme combustible des lampes à pétrole (d'où son nom) (Figure III.2). Ce n'est qu'à partir des années 1950 qu'il trouve une importance industrielle, comme carburant des avions et on parle alors de kérosène (Figure III.3). Il a également été utilisé comme dégraissant des métaux [37].

Il peut être utilisé dans d'autres domaines tels que :

- Diluant pour peintures et vernis.
- Solvant pour la préparation d'insecticides.
- Produit anti-mousse, agents de démoulage et de produits de nettoyage.
- Agent de dégraissage, fuel pour chauffage domestique...



Figure III.2 : Chauffage au kérosène [38].



Figure III.3 : Carburant d'avion [39].

III.6. Les caractéristiques du kérosène

Une des caractéristiques du kérosène, est la très faible pression de vapeur saturante (non mesurable à 38°C). Cette propriété, associée à un point éclair à une température élevée, assure une sécurité maximale d'utilisation de ce carburant en particulier dans les aéroports.

Le kérosène étant très peu volatil, il est nécessaire de se placer à des températures élevées pour obtenir une teneur en vapeur non négligeable de ce combustible dans l'air.

Les pétroles lampants sont des liquides de faible viscosité, incolores ou légèrement jaunes, pratiquement insolubles dans l'eau, mais miscibles à un grand nombre de solvants usuels. Intervalle de distillation : entre 150 et 300 °C.

III.6.1. Propriétés chimiques

Dans les conditions normales de température et de pression, les pétroles lampants sont des produits stables. Ils peuvent cependant réagir vivement avec les agents oxydants forts [38].

III.6.2. Les propriétés physiques

Les propriétés du kérosène varient suivant les exigences du marché, du type de brut utilisé et du type de traitement chimique ou physique qu'il a subi ; les kérosènes utilisés dans les moteurs des tracteurs agricoles n'ont pas les mêmes propriétés que ceux utilisés pour l'éclairage, ou pour les moteurs d'avion [40].

Le tableau suivant regroupe les propriétés physiques du kérosène :

Tableau III.1 : Les propriétés physiques du kérosène [40].

Les paramètres	Les propriétés physiques
Température de fusion	- 48 à -26 °C
Température d'ébullition	150 à 300 °C
Solubilité	Pratiquement insoluble (eau)
Masse volumique	0,8g/cm ³ à 15°C
Température d'auto inflammation	220 °C
Point d'éclair	49 à 55 °C
Limites d'explosivité dans l'air	0,6 - 6,5% vol.

III.7. Circuit Kérosène

III.7.1. Procédé de l'unité de distillation atmosphérique (U10)

Notre stage a été effectué au sein de l'unité Topping II (Unité 10), l'unité de distillation atmosphérique, c'est l'unité maternelle de toutes les raffineries de Pétrole. La matière première de cette unité est le Pétrole Brut de Hassi Messaoud.

Tableau III. 2 : Coupes pétrolières des unités (10/11) et leurs destinations [33].

Coupes	Destination
GPL	Gas plant
Naphta A	Isomérisation.
Naphta B	Reforming catalytique
Naphta C	Reforming catalytique
Coupe C ₆	Mélange des essences
Kérosène	Jet fuel, mélange des gasoils.
Gasoil léger	Mélange des gasoils
Gasoil lourd	Mélange des gasoils.
Résidu	Stockage

L'objectif de cette unité est de séparer le pétrole brut en différentes fractions ayant des caractéristiques bien définies et plus homogènes afin d'être utilisées comme bases énergétiques du marché : produits finis (gas-oil, jet) et produits semi-finis (GPL, Naphta A, B et C) alimentant d'autres unités (gaz plant, isomérisation, reforming catalytique) comme montré dans le tableau III.2. Ces coupes sont généralement définies par leurs points de distillation. Le procédé de la distillation atmosphérique de la raffinerie de Skikda (RA1K) est schématisé dans la figure III.4.

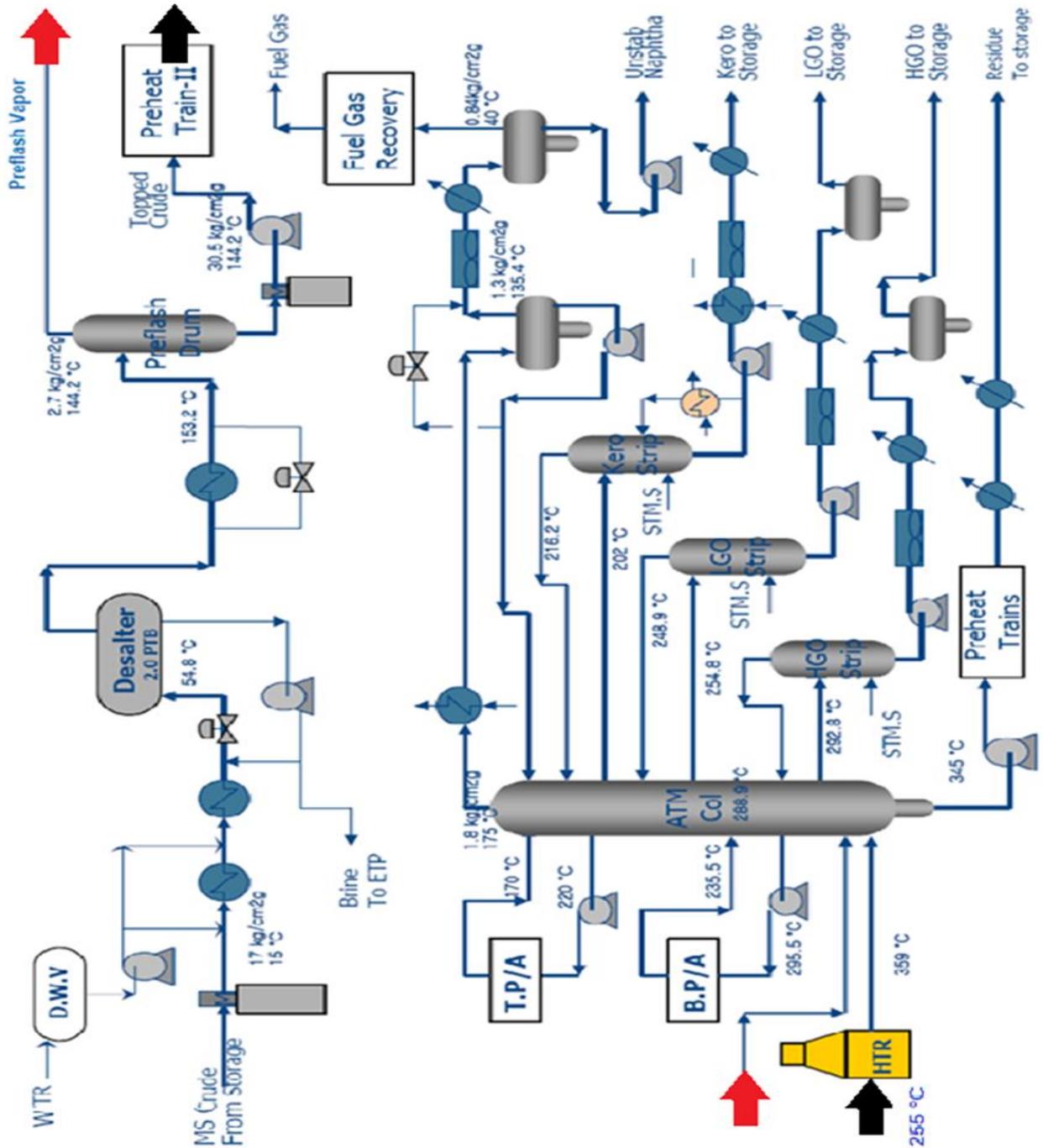


Figure III.4 : Schéma du procédé de l'unité de distillation atmosphérique (U10) [38].

III.7.1.1. Équipements

Une unité de distillation comporte les équipements principaux suivants :

- ✓ Dessaleur : Élimination des sels ;
- ✓ Colonnes de stripping C2 (8 Pt), C3 (5 Pt), C4 (5 Pt) : Élimination des produits légers ;
- ✓ Colonne de distillation C1 (51 Pt) : Fractionnement du brut en diverses coupes ;
- ✓ Ballon de préflash (V1) : Permet de réduire la charge à l'entrée du four et éviter la cavitation de pompe MP 72 ;
- ✓ Four (F1 A/B) : Chauffage du brut ;
- ✓ Colonne de stabilisation (C5 et C62) : Séparer les GPL et les essences ;
- ✓ Colonne de splitter (C63, C61 et C6) : Séparation des Naphta A, B, C et coupe C₆ ;
- ✓ L'ensemble des Échangeurs, Ballons et Pompes [5].

III.7.1.2. Préchauffage, dessalage et pré-flash du brut

Le brut provenant des bacs de stockage est pompé par les pompes de charge et préchauffé dans le premier train. Le brut préchauffé entre ensuite au Dessaleur pour éliminer les sels. L'eau de dessalage est pompée du Ballon de l'eau de dessalage et mélangée avec le brut. La coalescence augmente la taille des gouttelettes d'eau qui est obtenue en appliquant le champ électrique, et la décantation permet de séparer l'eau et le brut. La saumure provenant du dessaleur est envoyée à l'ETP. Le brut de Dessaleur est ensuite chauffé et flashé dans le ballon de pré-flash où la coupe légère du pétrole brut est vaporisée. Les vapeurs du ballon de Flash sont acheminées vers la zone de Flash de la colonne de brut. Le brut flashé est pompé et chauffé dans le deuxième train [34].

III.7.1.3. Fractionnement du brut

Le brut chauffé des fours A et B entre dans la zone de la colonne 11-C-1, entre 5^{ème} et 6^{ème} plateau. Dans le même point, l'hydrocarbure léger et l'eau vaporisée également entrent dans le ballon de Pré-flash 11-V-1. La colonne est de 50,55 m de hauteur et les diamètres de Tête/Fond sont 8,1/ 3,8 m.

La colonne de distillation a 51 plateaux et peut être divisée en deux parties:

- ✓ La section d'enrichissement entre 6^{ème} et 51^{ème} plateau ;
- ✓ La section de Stripping entre 1^{er} et 5^{ème} plateau.

Le fractionnement et la condensation ont lieu dans la colonne en utilisant le contact étroit sur chaque plateau entre les vapeurs montantes et le liquide descendant. L'enrichissement de vapeur dans la fraction lourde est provoqué par l'effet successif de condensation et vaporisation.

Donc, dans la colonne, un système thermique est établi où chaque plateau prend une température déterminée, dans ces conditions de pression, il n'y aura que ce liquide qui est à son point d'ébullition. Les températures de ces plateaux diminuent de bas en haut; donc le point d'ébullition du liquide est diminué progressivement comme ascendant vers le haut de la colonne. La condensation a lieu par la soustraction de chaleur exécutée par le reflux dans la colonne condensée et refroidie appropriée dans les échangeurs et les refroidisseurs. Pour aider la vaporisation, dans la colonne, la vapeur de surchauffement est injectée dans le fond. De cette façon, la baisse de la température d'ébullition des composants est obtenue après l'abaissement de la pression partielle [34].

III.7.2. Soutirage de la coupe kérosène

La coupe kérosène, prélevée du 46^{ème} plateau à la température de 199°C, est envoyée à la colonne de stripping (C2) comportant huit (8) plateaux. Le stripping du kérosène est effectué par rebouillage, côté tubes dans le rebouilleur thermosiphon (E20) à contre-courant avec le reflux circulant inférieur. Après stripping, les fractions légères constituées de naphta, sont réintroduites dans la colonne (C1) au niveau du 47^{ème} plateau alors que le liquide de fond, à la température de 230°C, est envoyé par la pompe (P94 A/B), coté tubes, dans les échangeurs (E10 A/B) où il est refroidi par le naphta non stabilisé puis dans l'aéroréfrigérant (EA8) et enfin dans l'échangeur (E21) avant d'être envoyé, à la température de 40°C, à la section de traitement du kérosène ou au stockage [34].

III.7.3. Traitement du kérosène

III.7.3.1. But

Le but du traitement de kérosène est l'élimination des acides naphthéniques RCOOH qui provoquent par leur présence la corrosion des installations des turbomachines pour avion ainsi que l'élimination de l'eau dont la présence au sein de la traction du kérosène causera le bouchage des filtres des tuyaux des turbomachines après congélation à haute altitude.

L'élimination des acides est assurée par traitement à la soude (NaOH) suivant la réaction :



III.7.3.2. Capacité de l'unité

L'unité de traitement du kérosène est dimensionnée pour pouvoir traiter 260 m³/h en deux lignes identiques de capacité de 130m³/h chacune [41].

III.7.3.3. Composition et débit

La charge arrive de l'installation de distillation atmosphérique et possède les caractéristiques suivantes :

- Densité relative à 15,6 °C est de 0,775 - 0,830 kg/l
- Point d'éclair est 54 °C
- Acidité totale varie entre 0,05 et 0,08 mg KOH/g
- Soufre totale constitue le 0,01% en masse maximum [41].

III.7.3.4. Neutralisation du kérosène

Le kérosène est une coupe pétrolière issue de la colonne de distillation atmosphérique (C1) du pétrole brut, elle est soutirée du 46^{ème} plateau à une température d'ébullition comprise entre 150 °C et 300°C. Cette coupe contient des impuretés comme les acides naphéniques, les composés d'azote, le soufre, et les phénols.

L'unité du traitement de kérosène s'intéresse à la neutralisation des acides avec l'injection de la soude (NaOH) selon les opérations suivantes :

- Ballon de charge 21-V1.
- Précipitateur électrostatique 21-V2.
- Le coalesceur 21-FT1.
- Sécheur à sel 21-V3.

La deuxième coupe latérale (kérosène) entre dans le ballon 21-V1 Pour assurer une alimentation stable de l'unité 21, puis elle est aspirée par les pompes 21-MP1A/B vers le précipitateur électrostatique 21-V2 aux pressions, température et débit spécifiés. Le kérosène reçoit en amont du V2 une solution de soude pompée par les pompes 21-MP2A/B, de concentration et de débit prédéterminés en fonction de l'indice d'acidité et du débit de la charge principale. L'homogénéité du mélange kérosène / soude est assurée par la vanne mélangeuse.

Le mélange ainsi obtenu (kérosène / soude) pénètre dans la partie basse du précipitateur électrostatique le V2, et est réparti dans l'appareil de façon homogène grâce à un distributeur interne, où se fait la séparation du kérosène neutralisé et la soude par gravité dont la soude (NaOH) épuisée s'accumule sur le fond du V2 et est renvoyé vers l'égout [36].

Le kérosène sortant du V2 subit un filtrage dans le coalesceur 21-FT1 afin de réduire dans les limites de la norme, les teneurs en eau et en sodium dans le produit.

Le kérosène filtré passe à travers un sécheur à sel (NaCl) 21-V3 renouvelable chaque deux années pour que la teneur en eau ne dépasse pas la norme (2ppm). A la fin, le contenu est envoyé au stockage comme Jet A-1 avec les caractéristiques suivantes :

- Acidité totale : 0,012 mg KOH/g max.
- Teneur en eau insoluble : 0,001% en volume
- Teneur en sodium : 2ppm.

III.7.3.5. Installation de stockage de Jet A-1

L'installation de stockage de Jet A-1 a pour but de recevoir du kérosène traité et non traité dans les réservoirs intermédiaires 600-S4, 600-S5, 600-S6 et 600-S7 ; avec une capacité de 5380 m³ pour chacun, autant la capacité totale de produit fini 601-S-83, S-84 S-85 et S-86 se fait à l'aide des pompes 61P1ET 600MP9 A/B [36].

III.7.3.6. Fabrications Jet A-1

Pour la fabrication du Jet A-1(kérosène traité) on suit les deux étapes suivantes :

a. Injection de soude

La soude caustique est injectée dans le kérosène non traité à l'entrée du précipitateur électrique à un taux d'injection correspondant à l'indice de l'acidité d'échantillon.

La neutralisation de l'acidité d'un distillat se fait à l'aide d'une solution de soude (NaOH) de concentration choisie suivant la réaction (III.1).

La solution de soude doit être de faible concentration, en effet, les sels résultants de la réaction (naphtènes de sodium) sont solubles dans la phase aqueuse lorsque la soude est largement diluée (1,5 à 5 %) ce qui est le but recherché, mais deviennent solubles dans l'hydrocarbure pour des sodes de concentration plus forte (8 % et au-delà) ce qui provoquerait leur entraînement dans le produit traité [42].

b. Séchage

Pour séchage final du kérosène du sel chlorure de sodium NaCl est utilisé [42].

III.7.3.7. Options du procédé

➤ Ballon de charge : (21V1)

Pour assurer une alimentation stable de l'unité 21 il est conçu un ballon chargé (21V1) pour l'unité 21. La pression dans ce ballon est entretenue à l'aide de l'azote par déchargement de celui-ci dans les réseaux de torche ce qui est réalisé avec deux vannes fonctionnant en régime " splitte range" (Figure III.5).

➤ **Précipitateur électronique:(21V2)**

Le kérosène est d'abord mélangé à l'aide de la vanne de mélange à la solution de soude et puis introduit dans le précipitateur électrique où se fait la séparation sous l'action du champ électrique.

➤ **Coalescer (collecteur)**

Dans le coalescer s'effectue la séparation d'eau jusqu'à 100 ppm sur les éléments de coaliser.

➤ **Sécheur à sel : (21V3)**

La séparation se termine lorsque le taux de l'eau atteint 2ppm, elle se fait dans le sécheur à sel 20V3 et 21V3. Pour le séchage final NaCl est utilisé [42].

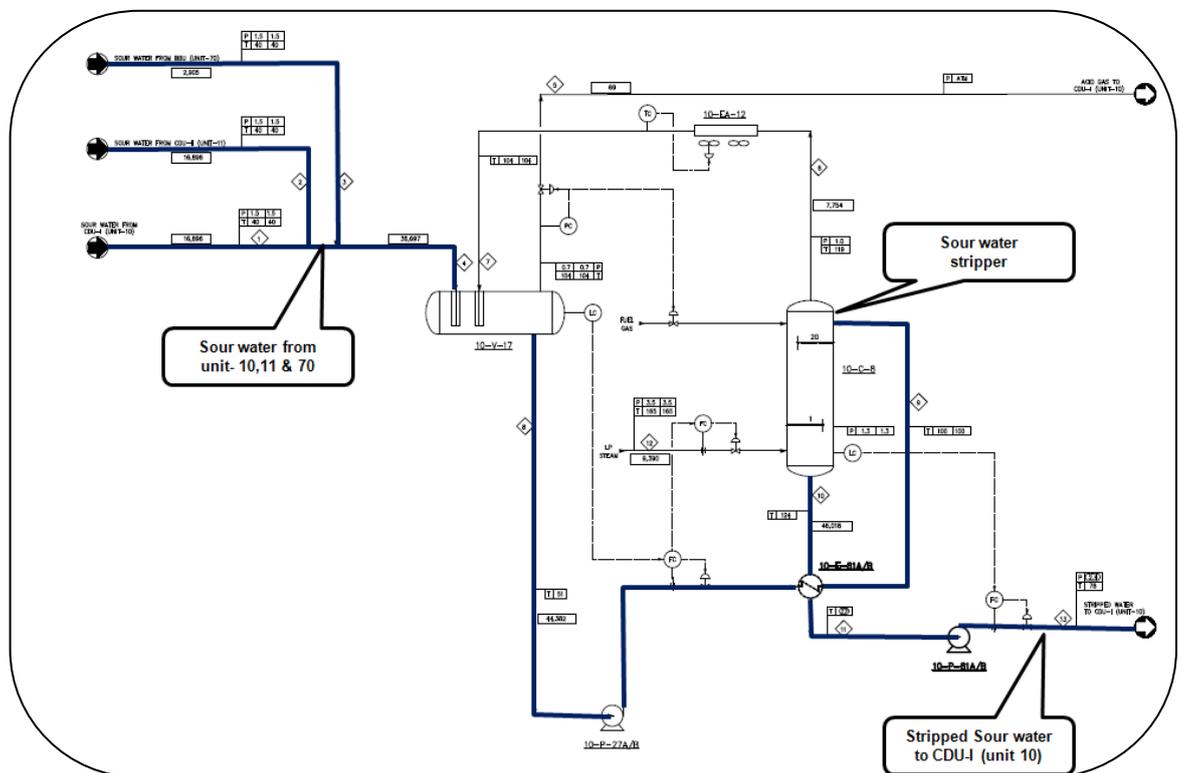


Figure III.5 : Schéma de la Section de traitement du kérosène [42].

Chapitre IV :

Matériels et

méthodes

IV.1. Introduction

Comme il a été mentionné auparavant, notre stage s'est déroulé au sein de l'unité Topping, unité 10 ou bien unité de distillation et notre étude s'est basée sur le traitement du kérosène afin de le débarrasser de l'humidité et de l'acidité, deux problèmes majeurs qui nuisent à la pureté du pétrole lampant. Dans ce contexte nous avons effectué plusieurs analyses sur le kérosène dans le laboratoire de l'unité Topping.

IV.2. Distillation ASTM

IV.2.1. Définition

C'est une distillation simple réalisée au laboratoire avec du matériel en verre suivant un mode opératoire spécifié par l'ASTM. On charge 100 ml du mélange à analyser dans un ballon, puis l'échantillon est chauffé avec un bec Bunsen et évaporé à allure contrôlée [43].

IV.2.2. Le but

La distillation ASTM permet de connaître les températures de condensation (PI) et de soutirage (PF) des produits pétroliers dans le but de :

- Régler la température des plateaux des colonnes.
- La détermination de quelques caractéristiques des produits pétroliers (composition, résidu, les pertes, volume condensé, volume évaporé, récupération totale).

IV.2.3. Appareillage

Comme indiqué dans la figure IV.1, l'appareillage nécessaire pour effectuer cette distillation comprend essentiellement :



Figure IV.1 : Appareillage de distillation ASTM, échelle laboratoire.

- Un ballon
- Une source de chauffage
- Un condenseur
- Une éprouvette graduée
- Un support de ballon
- Un Thermomètre.

IV.2.4. Mode opératoire

- Prendre 100ml d'échantillon de kérosène dans un ballon de distillation.
- Placer le thermomètre de façon que la naissance de mercure soit en face.
- Fixer le ballon muni du thermomètre dans le distillateur.
- Régler le chauffage de telle façon que la vitesse de distillation soit de 4 à 5 ml/min.
- Récupérer le condensât dans une éprouvette graduée.
- Noter successivement les températures qui correspondent aux volumes de condensât.

Point initial (PI), 5%, 10%, 20%, 30%, 40, % 50%, 60%, 70%, 80%, 90 % 95%, point final (PF).

IV.3. Point d'éclair

IV.3.1. Définition

C'est la température minimale à laquelle il faut porter le liquide pour que les vapeurs émises s'allument momentanément au contact d'une flamme en opérant dans des conditions normalisées. L'éclair est d'une autre manière une faible explosion qui est possible dans un mélange d'hydrocarbures et d'air [44].

IV.3.2. But

La connaissance du point d'éclair permet de connaître :

- La teneur en produits volatils ;
- La limite supérieure de la température de chauffe d'un produit sans danger ;
- Le degré de stabilisation du pétrole ;
- Les pertes accidentelles en produits légers lors de la manipulation (remplissage ou vidange des citernes et des bacs par exemple), et notamment ce qui concerne les conditions de transport, de stockage et de sécurité.

IV.3.3. Appareillage

L'appareil ABEL (Figure IV.2) comprend :

- Un vase
- Un couvercle
- Un agitateur
- Un bain de chauffage
- Deux thermomètres : l'un du vase et l'autre du bain d'eau
- Un chronomètre



Figure IV.2 : Appareil ABEL pour détermination du point d'éclair.

IV.3.4. Mode opératoire

- Remplir la vase jusqu'au repère
- Placer la vase dans la jaquette soudée dans le bain
- Insérer le thermomètre
- Chauffer progressivement (vitesse de montée de 0,5°C /30 secondes)
- Allumer la flamme pilote. Armer le mécanisme de présentation de la flamme et voir chaque 1°C, jusqu'au FLASH (Vapeurs émises s'allument momentanément)
- Noter la température lue.

IV.4. La couleur saybolt

IV.4.1. Définition

La couleur saybolt est une échelle de détermination de la couleur de l'essence et des huiles combustibles [45]. Cette caractéristique s'applique aux produits dits blancs mais, en réalité, plus ou moins colorés depuis le jaune très pâle jusqu'au brun foncé [23].

IV.4.2. But

La couleur saybolt nous aide à savoir si le produit répond aux normes internationales "[+20, +30]" ou non, et pour connaître si le produit est contaminé par une autre coupe (Essence, gas-oil...etc.).

IV.4.3. Appareillage (Figure IV.3)

- Un tube destiné à la prise d'essai
- Des étalons de couleur
- Trois disques:
- Un tube témoin
- Un viseur optique
- Une lampe à lumière

- 1 → One half: 0,5 mm
- 2 → One: 1mm

3 → Two: 2mm

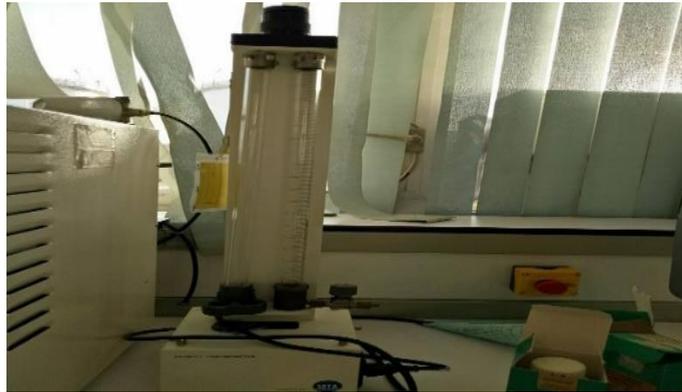


Figure IV.3 : Appareil pour détermination de la couleur saybolt.

IV.4.4. Mode opératoire

- Rincer le tube de l'échantillon à analyser.
- Remplir le tube complètement de l'échantillon et allumer la lampe des faisceaux de couleur.
- En utilisant le robinet du déversement ; commencer par vider petit à petit le tube tout en gardant l'œil optique de comparaison.
- Au moment où les deux couleurs (échantillon/blanc) sont plus ou moins identiques arrêter la vidange et lire le volume déversé qui correspond à une valeur comparative sur le tableau saybolt (Annexe A.1).

IV.5. La viscosité

IV.5.1. Définition

La viscosité est une grandeur physique qui mesure la résistance interne à l'écoulement d'un fluide, la résistance est due aux frottements des molécules qui glissent les unes contre les autres [46].

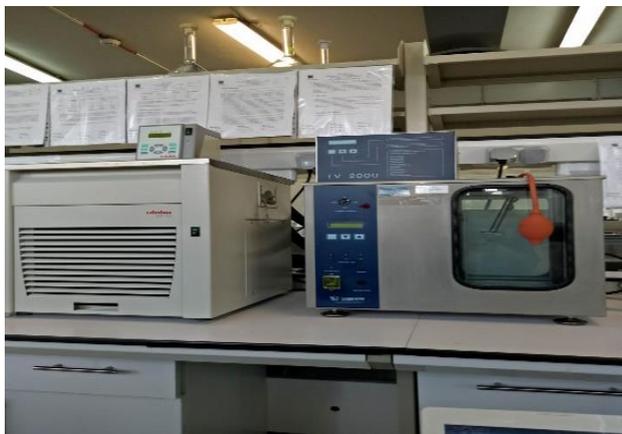
IV.5.2. But

La connaissance de la viscosité des kérosènes permet :

- La détermination du débit des fluides à travers les pipelines et les tubes des échangeurs et donc leur dimensionnement.
- De prévoir leurs qualités de pompabilité.
- De définir le type d'écoulement dans les canalisations.
- L'évaluation de la vitesse d'écoulement du produit.

IV.5.3. Appareillage (Figure IV.4)

- | | | |
|--|--------------|------------------|
| -Bain d'alcool pour le refroidissement | -Thermomètre | -Tube capillaire |
| -Poire | -Chronomètre | |

**Figure IV.4 : Viscosimètre.****IV.5.4. Mode opératoire**

- Immerger le tube capillaire dans l'échantillon à mesurer et attendre jusqu'à ce que l'échantillon atteigne la température de mesure du bain environ de -20°C (30 minutes suffisantes).
- Appliquer une aspiration avec la poire afin que le liquide remonte dans le trait supérieur du capillaire puis laisser le liquide s'écouler librement à travers le tube capillaire.
- Lire le temps d'écoulement du kérosène affiché sur le chronomètre.

IV.6. Corrosion de lame de cuivre**IV.6.1. Définition**

Cette méthode d'essai couvre la détection de corrosion du cuivre par l'essence d'aviation, le carburant de turbine d'aviation, l'essence d'automobile, l'essence naturelle ou autres hydrocarbures ayant une pression de vapeur de Reid ne dépassant pas 18 psi [47].

IV.6.2. But

L'intérêt de cette analyse est de détecter la probabilité de la présence des composés corrosifs dans notre échantillon.

IV.6.3. Matériels et réactifs (Figure IV.5)

- | | | |
|-----------------------------------|---------------------------------------|----------|
| -Un papier au carbure de silicium | -Un solvant de nettoyage | -Un tube |
| -Une bombe d'essai | -Thermomètre | |
| -Lame de cuivre | -Bain thermostatique d'huile ou d'eau | |



Figure IV.5 : Standard de corrosion de lame de cuivre.

IV.6.4. Mode opératoire

- Polissage de la lame de cuivre : Eliminer toutes les tâches sur les deux faces et les quatre tranches d'une lame en utilisant du papier au carbure de Silicium ayant un degré de finesse convenable pour cette opération.
- Après le polissage, immerger la lame dans un solvant de nettoyage.
- Dans un tube à essai parfaitement propre et sec, introduire 100 ml de prise d'essai complètement claire et débarrassée d'eau en suspension ou entraînée, et y faire glisser une lame de cuivre dans la minute qui suit le polissage.
- Placer le tube dans la bombe, la fermer de façon étanche.
- Immerger complètement la bombe dans un bain d'eau bouillante (100 °C).
- Après un séjour dans le bain de 2 heures, retirer la bombe, retirer le tube et examiner la lame avec la comparaison de sa couleur.

IV.7. Water Spiromètre

IV.7.1. Principe

Le water spiromètre est une analyse qualitative, qui mesure la présence des agents tensio-actifs contenue dans le Jet A-1 et cela se fait avec l'évaluation du pourcentage de lumière passée à travers l'échantillon.

IV.7.2. But

L'intérêt de cette analyse est de chercher la présence des agents tensio-actifs dans le Jet A-1. Si cette valeur est inférieure à 85 donc on a le risque de bouchage des turboréacteurs.

IV.7.3. Matériels et réactifs (Figure IV.6)

-Un tube à essai

-Une seringue

-Eau distillée

-Un filtre

-Une source de lumière



Figure IV.6 : Appareil de water spiromètre.

IV.7.4. Mode opératoire

- Mettre 50ml d'échantillon dans la seringue et appuyer sur START pour le premier rinçage.
- Ensuite appuyer sur RESET pour effectuer un deuxième rinçage.
- Préparer le blanc (mettre une quantité d'échantillon dans le tube de mesure).
- Préparer une émulsion de 50 ml d'échantillon et 50 ml d'eau distillée.
- Appuyer sur START et ajuster la lecture à 100 pour le blanc.
- Chasser l'air contenu dans la seringue et mettre le filtre.
- Récupérer dans le tube les derniers 15ml de l'émulsion filtrée et lire la valeur affichée sur l'écran.

IV.8. Conductivité électrique

IV.8.1. Principe

La conductivité électrique est l'aptitude d'un matériau ou d'une solution à laisser les charges électriques se déplacer librement, autrement dit à permettre le passage du courant électrique.

IV.8.2. But

La mesure de conductivité électrique a pour objet de connaître est ce que le produit conduit le courant statique ou non.

IV.8.3. Appareillage

-Un bécher

-Un conductimètre automatique (Figure IV.7).



Figure IV.7 : Appareil de mesure de conductivité électrique.

IV.8.4. Mode opératoire

- Remplir une éprouvette graduée avec l'échantillon à analyser.
- Emerger l'électrode dans le bêcher et lire la valeur indiquée sur l'appareil.

IV.9. Point de congélation

IV.9.1. Principe

Le point de congélation est la température à laquelle les cristaux d'hydrocarbures apparaissent quand le carburant est refroidi dans les conditions normalisées.

IV.9.2. But

Vu l'utilisation du Jet A-1 comme carburéacteur d'aviation à haute altitude, on mesure sa température de congélation pour éviter le bouchage du turboréacteur.

IV.9.3. Matériels et réactifs (Figure IV.8)

- | | |
|---|----------------------------------|
| -Echantillon à analyser | -Un tube à essai |
| -Un bain d'alcool pour le refroidissement | -Un thermomètre -Une seringue |



Figure IV.8 : Appareil de mesure du point de congélation.

IV.9.4. Mode opératoire

C'est une méthode automatique. La première étape est le rinçage de l'appareil avec l'échantillon et sa récupération avant l'utilisation de l'appareil. La deuxième étape consiste à injecter 25ml de Jet A-1 dans l'appareil et lire le résultat sur l'écran.

IV.10. Densité (la masse volumique)

IV.10.1. Principe et mode opératoire

La masse volumique est la masse par unité de volume exprimée soit en Kg/m^3 soit en g/ml à $15\text{ }^\circ\text{C}$ et $101,325\text{ KPa}$. On relève la valeur affichée sur l'aréomètre et on lui fait conversion à la température $15\text{ }^\circ\text{C}$, on utilise les tableaux de mesure normalisée pour comparaison.

IV.10.2. But

La masse volumique est importante pour des besoins économiques et en plus elle nous permet de contrôler la contamination de l'échantillon avec les fractions légères ou lourdes.

IV.10.3. Matériels et réactifs

-Aréomètre -Éprouvette -Thermomètre -Bain à température constante



Figure IV.9 : Matériels pour mesure de densité.

IV.11. Point de fumée

IV.11.1. Principe

L'échantillon est brûlé dans une lampe mèche incluse qui est calibrée quotidiennement contre des mélanges purs d'hydrocarbures de point de formation de fumée connu. La hauteur maximum de la flamme qui peut être réalisée avec du carburant d'essai sans fumée est déterminée au 0,5 millimètre le plus proche.

IV.11.2. But

Cette méthode d'essai couvre un procédé pour la détermination du point de formation de fumée du carburant de kérosène et de turbine d'aviation.

IV.11.3. Matériels

- Appareil Smoke Point (Figure IV.10)



Figure IV.10 : Appareil mesurant le point de fumée.

IV.11.4. Mode opératoire

- Ajuster la mèche à 6mm de hauteur.
- Introduire 25 ml d'échantillon dans la douille de la bougie.
- Placer le dispositif douille à sa place.
- Régler la flamme jusqu'à la disposition des fumées.
- Lire la hauteur de la flamme en millimètres (mm).

IV.12. Particules contaminantes

IV.12.1. Principe

L'échantillon est filtré à l'aide d'une membrane d'essai et d'une membrane de commande utilisée sous vide. La différence de changement de masse identifie le niveau de contaminant par volume unitaire.

IV.12.2. But

Cette méthode d'essai couvre la détermination gravimétrique par filtration de contaminant particulaire dans un échantillon de carburant de Jet A-1.

IV.12.3. Matériels (Figure IV.11)

Figure IV.11 : Matériel d'analyse des particules contaminantes.

IV.12.4. Mode opératoire

- Prendre des filtres spécifiques de 47 mm de diamètre.
- Mettre chaque filtre dans son petri-dishes et les placer dans l'étuve à une température de 90°C pendant 30 minutes.
- Poser les 02 filtres (manipuler avec des pinces près de la balance).
- Noter les poids du filtre test w_1 et du filtre control w_3 (masses initiales).
- Les laisser à température ambiante pendant 30 minutes (filtres dans les pétris).

IV.13. Comptage des particules contaminantes**IV.13.1. Principe**

C'est une analyse qualitative par un scanner optique qui nous permet de donner exactement le nombre et la taille des particules contaminantes existantes dans le Jet A-1.

IV.13.2. But

Le but de l'essai selon la norme IP 564/8 est de déterminer les tailles des particules présentes dans le Jet A-1.

IV.13.3. Matériels

- Appareil de comptage illustré ci-dessous



Figure IV.12 : Appareil de mesure des particules contaminantes.

IV.13.4. Mode opératoire (Annexe A.2)

IV.14. Acidité totale

IV.14.1. Principe

L'acidité totale est la quantité de potasse en milligrammes nécessaire pour neutraliser les constituants acides présents dans le kérosène.

IV.14.2. But

L'acidité totale nous permet d'évaluer la quantité et la concentration de NaOH qu'il faut injecter pour la neutralisation de la coupe kérosène afin d'éviter les problèmes de corrosion qui peuvent être engendrés dans les pipes ou les réservoirs de stockage. Titrer l'acidité avec la solution de KOH jusqu'à avoir une couleur verte et noter le volume b de KOH en millilitres (ml).

IV.14.3. Matériels et réactifs

- Un échantillon du produit à neutraliser.
- Une quantité de solvant (100ml)
- Deux gouttes d'indicateur coloré
- Une solution de potasse (KOH) -Un erlenmeyer -Eprouvette graduée

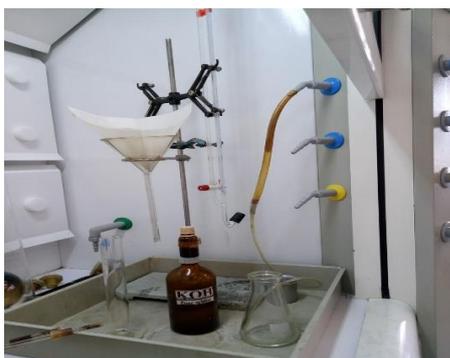


Figure IV.13 : Mesure de l'acidité

IV.14.4. Mode opératoire

- Mettre dans un Erlenmeyer 100 ml de solvant ;
- Ajouter 0,1 ml d'indicateur ;
- Barboter avec l'azote (maintenir un débit entre 600 et 800 ml/min) ;
- Titrer l'excès d'acidité avec la solution de KOH et noter le volume a en ml ;
- Ajouter 100 g d'échantillon (125 ml environ) ;
- Titrer l'acidité avec la solution de KOH jusqu'à avoir une couleur verte qui persiste 15 secondes et noter le volume b en millilitres (ml).

IV.15. Identification de l'intervalle d'absorption du kérosène par UV-Visible

IV.15.1. Principe

La spectroscopie UV-VIS fait intervenir dans sa gamme les transitions entre les états d'énergie électronique. Les molécules d'un groupe peuvent occuper plusieurs niveaux vibrationnels, qui ne sont séparés que par de faibles variations énergétiques, un tel groupe de molécules subit la même transition électronique il se produit des variations simultanées d'état vibrationnel et rotationnel entraînant des absorptions énergétiques diverses produisant une raie spectrale. L'ensemble de ces raies donne naissance à une bande d'absorption [48].

IV.15.2. But

La spectroscopie UV-Visible est une méthode d'analyse et d'identification des espèces chimiques ainsi que la nature des liaisons présentes au sein de l'échantillon. Elle se réalise à l'aide d'un spectrophotomètre. L'absorption dans le domaine UV-visible est due au passage d'un niveau électronique à un autre niveau d'énergie supérieure avec changement des niveaux de vibration et de rotation ; au cours de ce processus, un électron passe d'une orbitale moléculaire à une autre d'énergie supérieure [48].

IV.15.3. Appareillage

Le spectre UV-vis est obtenu en faisant traverser à un échantillon un rayonnement continu en fréquence. Dans notre étude, on a utilisé un spectromètre UV-Visible de type Shimadzu™ UV1800 Spectrophotomètre avec affichage direct de courbe d'absorbance [48].



Figure IV.14 : Spectrophotomètre UV-Visible de type Shimadzu™ UV 1800 Spectrophotomètre.

IV.16. Détermination des principaux groupes fonctionnels du kérosène par Infrarouge

IV.16.1. Principe

Le principe de la spectroscopie infrarouge (IR) repose sur l'absorption de la lumière par la plupart des molécules dans la région de l'infrarouge du spectre électromagnétique et en convertissant cette absorption en vibration moléculaire. L'intensité du faisceau sortant est alors mesurée par le détecteur [48]. Le rayonnement infrarouge est un rayonnement électromagnétique d'une longueur d'onde supérieure à celle de la lumière visible mais plus courte que celle du micro-onde [49].

IV.16.2. But

La spectroscopie infrarouge est une méthode d'analyse qualitative et quantitative qui permet de caractériser les principales fonctions d'une molécule organique [50].

IV.16.3. Appareillage

Pour les mesures en mode réflectance, on a utilisé un spectromètre de type (AGILENT Cary 630 FTIR) à transformée de Fourier, de résolution fixée à 4 cm^{-1} , effectuant un balayage par seconde (Figure IV.15). La plage des fréquences balayées couvre le domaine de l'infrarouge moyen entre $650\text{--}4000\text{ cm}^{-1}$.

Le logiciel de pilotage de ce spectromètre (AGILENT MICROLAB PC SOFTWARE) permet d'obtenir le spectre de la matière. Un traitement de ligne de base est ensuite effectué en plus d'autres analyses et traitement des résultats [48].



Figure IV.15 : Spectromètre ATR de type Agilent ATR Cary 630 FTIR.

IV.17. Détermination des aromatiques totaux

IV.17.1. Principe

La détection par ce type d'analyse chromatographique est basée sur le principe de spectrophotométrie ultra-violet visible. La mesure des concentrations des composés analysés dans la phase mobile se fait par la loi de Beer Lambert.

IV.17.2. But

Cette technique d'analyse, qui est la chromatographie phase liquide (HPLC) a pour but la détermination du taux des aromatiques totaux dans le Jet A-1.

IV.17.3. Appareillage

-Chromatographe phase liquide : HP Laser Jet 2300 séries PCL6.



Figure IV.16 : chromatographe phase liquide.

IV.17.4. Mode opératoire (Annexe A.2)

Chapitre V:

Résultats et

discussions

V.1. Les analyses effectuées sur kérosène

La coupe kérosène a des caractéristiques et spécifications confondues aux normes ASTM ; le tableau ci-dessous les résume.

Tableau. V.1 : Les spécifications de la coupe kérosène (Annexe B.1).

Caractéristiques	Unité	Spécifications		
		Limites		Méthode d'essai
		Min	Max	
Acidité totale	mg KOH/g		3	ASTM-D3242
Aspect	/	Limpide		ASTM-D1094
Couleur saybolt	/	+20	+30	ASTM-D156
Conductibilité	μSiemens	50	450	ASTM-D2624
Distillation	°C	180	255	ASTM-D86
Docteur test		Négatif		ASTM-D-484
Densité à 15 °C		0,780	0,825	ASTM-D 4052-98
Point d'éclair	°C	38		ASTM-D56
Point de congélation	°C	-47		ASTM-D97
Point de fumée	Mm	21		ASTM-D1322
Teneur en soufre	/PDS		0,13	ASTM-D1552
Water spiromètre	/	70%	100%	ASTM-D3948
La viscosité cinématique	mm ² /s	2	4	ASTM D445

V.2. Distillation ASTM

Les résultats de distillation ASTM (Annexe B.2) sont récapitulés dans le tableau V.2.

Tableau V.2 : Le volume de distillât en fonction de la température.

Vol%	PI	5	10	20	30	40	50	60	70	80	90	95	PF
T °C	172	179	182	184	186	189	193	196	200	205	210	215	220

Le volume de distillat en fonction de la température

- point initial PI = 172°C.
- point final PF = 220°C.
- résidu 0,5 % volumique.
- Perte 0,5 % volumique.

Le point initial est 172°C donc notre produit contient des légers. Le résidu est évalué à 0,5% volumique, valeur inférieure à 1,5% volumique, maximum à ne pas dépasser (Annexe B.1). Les pertes sont évaluées à 0,5% volumique, valeur inférieure à 1,5% volumique, maximum à ne pas dépasser (Annexe B.1). En comparant avec les spécifications : Le point 10% max. 205°C et le résultat est 182°C. Le point final max. 300°C et le résultat est 220°C donc le produit est conforme aux normes exigées.

V.3. Le point d'éclair

V.3.1. Discussion des résultats

Le flash a été détecté à 43°C, alors notre produit est acceptable. On note ici que cette caractéristique est très importante car elle concerne la sécurité des opérations de stockage et de transport. Le point de flash est 43 °C c'est une valeur supérieure à la valeur minimale recommandée évaluée à 38 °C donc le produit est conforme.

V.4. La couleur saybolt

La couleur est +30 et le minimal +28 (Annexe B.1). Donc le produit est conforme.

Après la comparaison entre la couleur de l'échantillon et celle du blanc on a trouvé +30 (extra blanc). La valeur de la couleur saybolt n'est pas hors l'intervalle [+20, +30] donc notre échantillon n'est pas contaminé. Si on dépasse l'intervalle (hors normes), il y aurait donc des fuites au niveau de l'unité par exemple dans les échangeurs, ce qui signifie la contamination de produit par le brut.

V.5. La viscosité

a. Résultat et calcul

La viscosité cinématique se calcule en utilisant la relation :

$$V = C \times t \quad (V.1)$$

Où :

V : viscosité cinématique

t : le temps d'écoulement de l'échantillon

C : facteur de correction

On a : $t=654,74 \text{ s}$ $C= 0,004955 \text{ mm}^2/\text{s}^2$

Donc :

$$v = C \times t \Rightarrow v = 0,004955 \times 654,74 = 3,244137 \text{ mm}^2 / \text{s}$$

$$\text{Donc } V= 3,244137 \text{ mm}^2 / \text{s}$$

La viscosité du kérosène est évaluée à $3,244137 \text{ mm}^2/\text{s}$, valeur bien inférieure à la valeur maximale $8 \text{ mm}^2/\text{s}$ donc le résultat est conforme aux normes, et par suite notre produit est acceptable.

V.6. Corrosion de la lame de cuivre

V.6.1. Discussion des résultats

Tableau V.3 : Comparaison avec des lames de références.

Classification	Désignation de la lame	Description
	Fraichement polie	
1	Ternissure légère	*a-Orange léger presque semblable à une lame fraîchement polie *b- Orange foncée
2	Ternissure modérée	*a-Rouge bordeaux *b- Lavande *c-Coloration composés avec bleu *d-Argentée *e- Bronze ou doré
3	Ternissure foncée	*a-pellicule magenta sur la lame *b- Coloration composée du rouge et vert
4	Corrosion	*a- Noir transparent gris foncé *b-Noir graphite ou mat *c- Noir brillant

L'intérêt de cette analyse est de détecter la probabilité de la présence des composés corrosifs dans notre échantillon. Le résultat affiché est **1a**, la couleur de notre lame est orange

léger (fraîchement polie), donc notre échantillon contient une faible quantité de composés corrosifs, même négligeable. Le maximum indiqué dans les spécifications est 1, ce qui indique que notre produit est bien conforme aux normes (Tableau V.3).

V.7. Water Spiromètre

Le résultat donné est 94 donc notre produit ne contient pas les agents tensio-actifs (Responsables de capter les molécules d'eaux). Plus le chiffre est supérieur à 85, plus le carburant se sépare facilement de l'eau. Le minimum exigé par les normes est 85 donc le produit est bien conforme aux spécifications.

V.8. Conductivité électrique

Le résultat est 526 Picosiemens/m, donc le produit contient des sels. Ce résultat est inséré dans l'intervalle exigée qui est entre un minimum de 50 et un maximum de 600 Picosiemens/m, on peut dire donc que notre kérosène est de bonne qualité (Annexe B.1).

V.9. Point de congélation

Comme indiqué sur tableau des résultats d'analyse (Annexe B.1), le point de congélation obtenu est $-59,46\text{ }^{\circ}\text{C}$, c'est d'ailleurs la température minimale de disparition des cristaux de kérosène et le maximum indiqué dans les spécifications est $-47\text{ }^{\circ}\text{C}$, on est bien dans les normes.

V.10. Densité (la masse volumique)

La densité lue était $791,0\text{ kg/m}^3$ et la température relative $16,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, la correction du résultat à $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ a donné une densité de $792,1\text{ kg/m}^3$. Les normes exigées sont un minimum de $775,1\text{ kg/m}^3$ et un maximum de $840,1\text{ kg/m}^3$, donc notre produit est conforme (Annexe B.1).

V.11. Point de fumée

La lecture de la hauteur de la flamme en millimètres a donné une valeur de 26,1mm. Généralement plus le carburant contient les aromatiques, plus la flamme est fumeuse. Le résultat obtenu dans notre cas est 26,1 mm, le minimum exigé par les normes est 25mm (Annexe B.1) donc le produit est conforme.

V.12. Particules contaminantes

$$W_1=24.4151 \quad W_2=24.6278 \quad W_3=22.6278 \quad W_4=22.6278$$

et le volume d'échantillon = 4 litres

- Soustraire la masse initiale du filtre de membrane d'essai, W_1 , de la masse finale, W_2 .
- Soustraire la masse initiale du filtre de membrane de commande W_3 , de la masse finale W_4 .

$$\text{Concentration Particules en mg/l} = \frac{|(w1-w2)-(w4-w3)|}{4} \quad (\text{V.2})$$

Concentration en Particules en mg/l = 0,053 mg/l

Le résultat obtenu était 0,053 mg/l, une valeur bien inférieure au maximum exigé par les normes (Annexe B.1). Donc notre kérosène ne souffre plus du problème acidité et est bien dans les normes.

V.13. Comptage des particules contaminantes

Le résultat se résume en « taille particule », et ce qui a été indiqué est « iso code ». Les diamètres et le nombre de particules correspondant en ce code sont illustrés dans le tableau V.4.

Tableau V.4 : Les résultats d'analyse des particules.

Diamètre des particules	Code iso	Nombre typique
≥ 4 µm	17 et max 19	819,9
≥ 6 µm	14 et max 17	120,1
≥ 14 µm	8 et max 14	1,9
≥ 21 µm	5	0,7
≥ 25 µm	4	0,1
≥ 30 µm	4 et max 13	0,1

V.14. Acidité totale

❖ 1ère application : Détermination de l'acidité d'un échantillon de Jet A-1

L'acidité a été déterminée par la formule suivante :

$$A = (b-a) \cdot n \cdot m_{\text{KOH}} / w \quad (\text{V. 3})$$

$$A = V_{\text{KOH}} \cdot n \cdot m_{\text{KOH}} / (V_{\text{éch}} * d) \quad (\text{V. 4})$$

Avec :

- A : acidité
- V_{KOH}: volume de KOH (chute de la burette) (0,9ml)
- n : normalité de KOH (0,011)
- m_{KOH} : masse molaire du KOH (m = 56,1g/mol)

- w :** poids de l'échantillon
V_{éch}: volume de l'échantillon (v = 100 ml)
d : densité de l'échantillon (d = 0,7921 kg/l , Annexe B.1)

$$A = 0,9 \times 0,011 \times 56,1 / 100 \times 0,7921$$

$$A = 0,0070 \text{ mg KOH / g}$$

❖ 2ème application : détermination de l'acidité d'un échantillon de kérosène avant traitement

Le calcul de l'acidité à partir de l'équation (V.3) nous a donné :

$$A = 1,6 \times 0,011 \times 56,1/79,21$$

Soit :

$$A = 0,012465 \text{ mg KOH / g}$$

V.15. Identification de l'intervalle d'absorption du kérosène par UV-Visible

V.15.1. Spectre d'absorption du kérosène liquide

Cette analyse a été effectuée au laboratoire de recherche de chimie appliquée (LCA) de l'université 8mai 1945 Guelma. Le spectre d'absorption du kérosène liquide (affichée sous forme de densité optique) a été enregistré avec un monochromateur UV-Visible de type Shimadzu™ UV1800 entre 190 et 1100 nm, avec une résolution spectrale de 0,1 nm, à 303 K et 0,1 MPa, cette analyse a été effectuée à deux concentrations différentes de kérosène (Annexe C.1). Un zoom du spectre entre 205 et 715 nm est affiché dans la figure V.1 pour meilleure visualisation du domaine d'absorption du kérosène. Un autre zoom entre 200 et 300 nm est également affiché dans le coin supérieur droit de cette figure, afin de mieux visualiser cette région d'intérêt particulier. Une très forte absorption est remarquée en dessous de 230 nm.

Néanmoins, sonder et explorer le kérosène à de si faibles longueurs d'onde serait probablement d'un intérêt limité en raison de la forte absorption par l'oxygène moléculaire. Entre 245 et 330 nm, une deuxième bande d'absorption est présente avec un maximum dans la gamme 266-274 nm. Ce résultat est en parfaite concordance avec une analyse spectrale effectuée par *M. Orain* et al. [51] sur du kérosène extra pure.

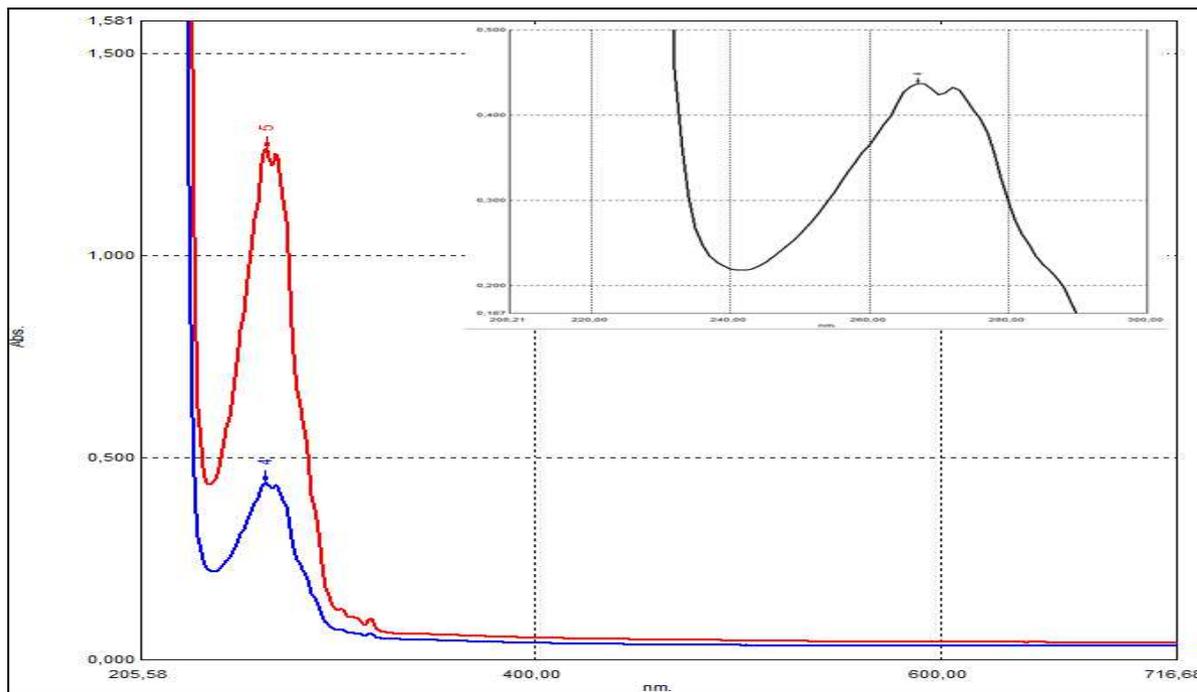


Figure V.1 : Spectre d'absorption du kérosène liquide à 303 K.

V.16. Détermination des principaux groupes fonctionnels du kérosène par Infrarouge

La figure V.2 présente le spectre Infrarouge du kérosène sous forme liquide.

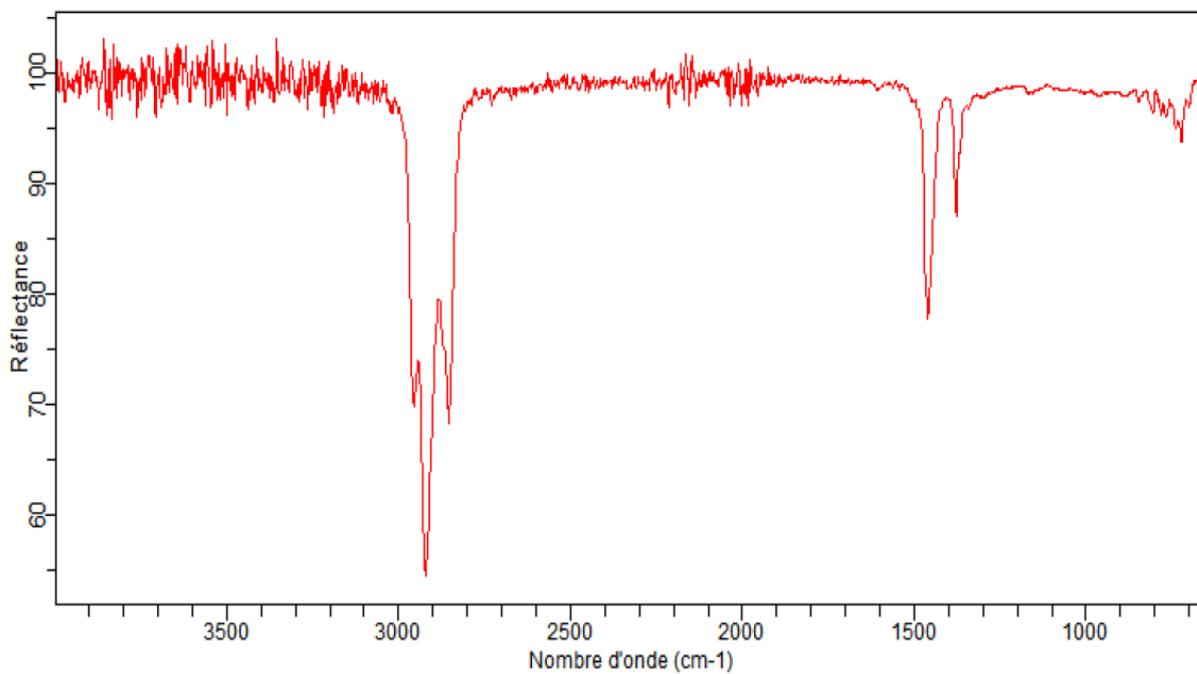


Figure V.2 : Spectre infrarouge du kérosène.

L'analyse a été effectuée au laboratoire pélagique du département de Génie des procédés de l'université 8mai 1945 (Annexe C.2). Dans les spectres IR (Figure V.2), on note la présence de certaines bandes d'absorption caractéristiques du kérosène, les bandes citées ci-dessous sont liées à des vibrations d'élongation antisymétrique et symétrique des chaînes de kérosène CH_2 , CH_3 et CH [54]. On trouve principalement dans la zone diagnostique du spectre infrarouge les vibrations d'élongation de la liaison C-H entre 3000 et 2840 cm^{-1} , Nous retrouvons ici les fréquences suivantes :

$$\begin{array}{ll} \nu_{\text{as}} (\text{CH}_3) : 2960 \text{ cm}^{-1} & \nu_{\text{s}} (\text{CH}_3) : 2872 \text{ cm}^{-1} \\ \nu_{\text{as}} (\text{CH}_2) : 2926 \text{ cm}^{-1} & \nu_{\text{s}} (\text{CH}_2) : 2853 \text{ cm}^{-1} \end{array}$$

Le pic à 2926 cm^{-1} est caractéristique de la vibration d'élongation C-H d'un alcane ou de composés aromatiques [52].

Le plus probable est donc des liaisons C-H d'alcane avec atome de carbone hybridé en sp^3 ($\text{C}_{\text{sp}^3}\text{-H}$). Vers 1400 cm^{-1} dans la zone empreinte, se situent les vibrations de déformation dans le plan des liaisons C-H :

$$\delta_{\text{as}} (\text{CH}_3) : 1450 \text{ cm}^{-1} \quad \delta_{\text{s}} (\text{CH}_3) : 1375 \text{ cm}^{-1} \quad \delta_{\text{s}} (\text{CH}_2) : 1465 \text{ cm}^{-1}$$

En délimitant le spectre dans la zone des doubles liaisons entre 1450 et 1600 cm^{-1} la bande d'absorption à 1465 cm^{-1} correspond à des doubles liaisons C=C appartenant à un cycle aromatique. Une vibration de déformation hors du plan des CH_2 apparaît à 722 cm^{-1} . Les bandes à 1465 cm^{-1} , 1375 cm^{-1} et 722 cm^{-1} font référence à la liaison de déformation angulaire C-H [53]. D'après le spectre obtenu, et en comparant avec les résultats obtenus par d'autres travaux [52, 53] il s'agit d'alcane saturés et d'aromatiques.

V.17. Détermination des aromatiques totaux

Sachant que la teneur des aromatiques influe sur la qualité du produit, il s'avère essentiel de connaître leur pourcentage. L'analyse qualitative et quantitative d'aromatiques dans le kérosène a été effectuée par Chromatographie Liquide à Haute performance via un HP Laser Jet 2300 séries PCL6 en utilisant des standards aromatiques externes et le chromatogramme obtenu est illustré dans la figure V.3.

Pour le Jet A-1, il existe une norme de fabrication (*ASTM D 1655*), qui stipule que la proportion massique du mélange des molécules aromatiques doit être inférieure à 25%. En pratique, la composition chimique du kérosène, même sous une appellation particulière, varie

d'un fournisseur à l'autre et même d'un lot à l'autre pour le même fournisseur. La composition chimique du kérosène peut même varier en fonction du stockage : le contact avec l'air, la lumière, une source de chaleur. Tous ces facteurs contribuent à une modification de la composition chimique. Pour preuve, lorsqu'une bouteille de kérosène est laissée à la lumière, le carburant originellement incolore jaunit au bout de quelques jours d'exposition. Cette incertitude sur la composition du kérosène ne pose pas de problème en termes de combustion, mais cela peut être problématique du point de vue optique. En effet, une variation minimale de concentration sur une molécule fluorescente se répercute sur l'analyse du signal de fluorescence du kérosène.

Comme illustré dans la figure V.4 le pourcentage d'aromatiques totaux détecté dans notre étude est 18,79901%, cette valeur est bien inférieure au maximum à ne pas dépasser exigé par les normes (max 26,5 %) et par suite notre produit est conforme et est de bonne qualité.

Les monoaromatiques ont été détectés à un temps de rétention de 4,58 minutes avec un pourcentage massique de 17,01679 % alors que les diaromatiques ont été détectés à 5,57 minutes avec un pourcentage massique de 1,78222 %. L'Institut Français du Pétrole (I.F.P.) a pratiqué une analyse chimique des grandes familles de composant de ce kérosène, le résultat de cette analyse est donné dans le tableau V.1. Cette analyse fait apparaître que les monos aromatiques présents dans le kérosène sont essentiellement des alkylbenzènes, c'est-à-dire des noyaux benzéniques substitués par des radicaux alkyl (C_nH_{2n+2-1}). En outre, il n'existe pas de poly aromatique hydrocarbonés (*PAH*) plus lourds que les naphthalènes [55].

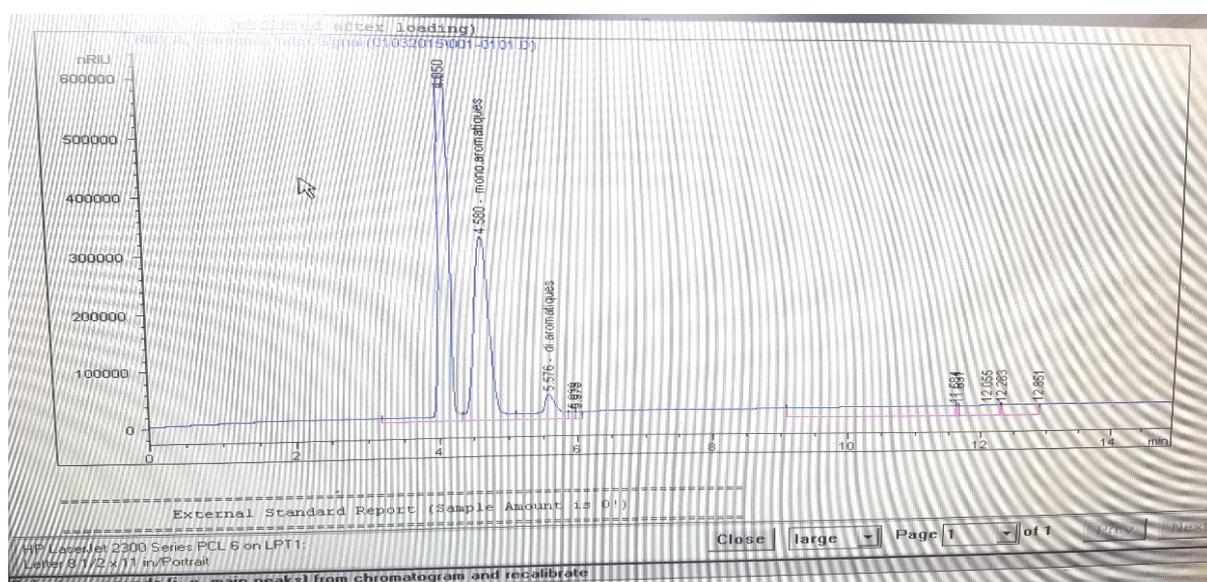


Figure V.3 : Chromatogramme d'un échantillon de kérosène.

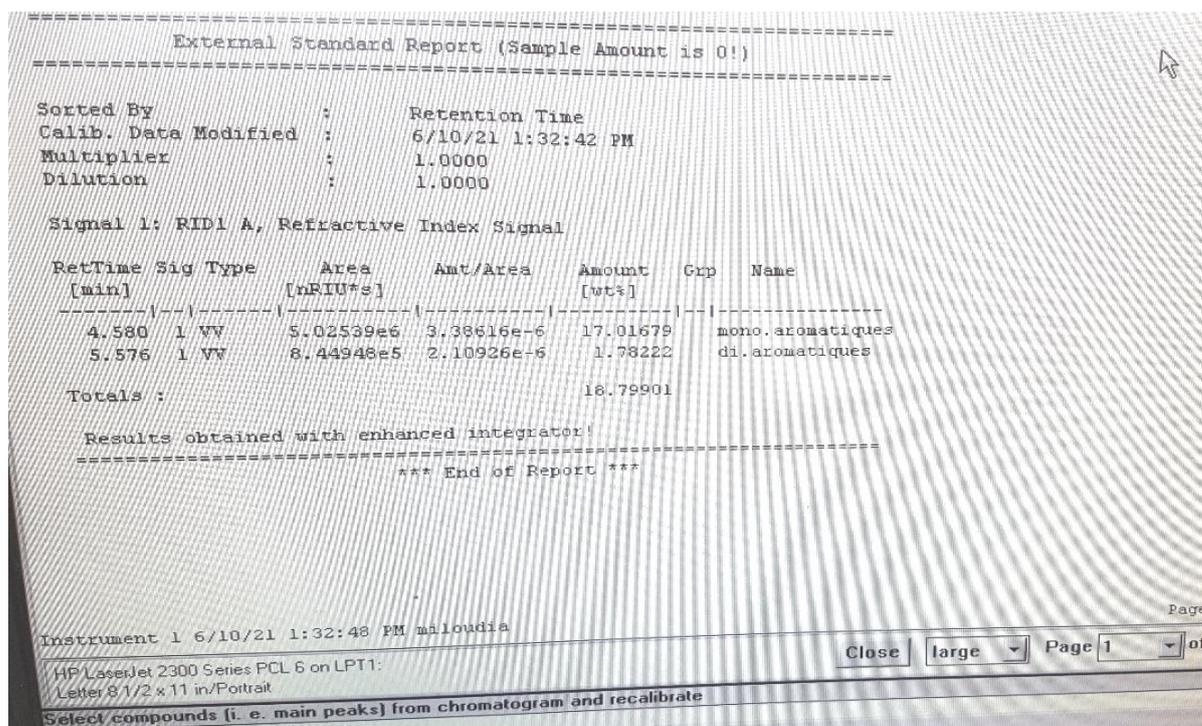


Figure V.4 : Résultat de la Chromatogramme d'un échantillon de kérosène.

Tableau V.5 : Composition chimique du Jet A-1 de l'étude, source : Institut Français du Pétrole.

Famille d'espèces	Proportion (% poids)
Paraffines	46,5
Naphtènes non condensés	22,3
Naphtènes condensés	13,2
Alkylbenzènes	13,2
Indanes et Tetralines	2,8
Indènes	0,0
Naphtalènes	1,8
Acénaphtènes et Diphenyls	0,1
Acénaphthylènes et Fluorènes	0,0
Phénanthrènes et Anthracènes	0,0
Benzothiophènes	0,1
Dibenzothiophènes	0,0
Polyaromatiques	0,0
Saturés	82,0
Monoaromatiques	16,0
Diaromatiques	1,9
Triaromatiques	0,0
Soufrés	0,1

Après analyse chimique, *Gueret et al.* [49] considère que le TR0 (Jet A-1) a pour formule brute approximative $C_{11}H_{22}$, ce qui donne une masse molaire de 154 g/mol. Les alcanes présents dans ce kérosène sont essentiellement de types C_{10} à C_{13} , alors que les aromatiques et les cyclanes (ou naphthènes) sont des C_9 et C_{10} , pour la plupart. Les proportions des trois types d'espèces sont de 79% (en masse) d'alcane, 10% de cyclanes et 11% d'aromatiques [55]. Par la suite, le kérosène est considéré comme étant du $C_{11}H_{22}$, de masse molaire 154 g/mol.

V.18. Conclusion

En recapitulant les analyses effectuées sur le kérosène avant traitement, les résultats étaient comme suit :

- ✓ Acidité totale = 0,012465 mg KOH/g
- ✓ Point d'éclair = 54 °C
- ✓ Densité = 0,7921
- ✓ Point de congélation = - 47 °C
- ✓ Distillation (tableau V.2)

Après traitement du kérosène et en comparant avec les résultats d'analyse pour le Jet A-1, on trouve que les principales différences se résumaient en :

- L'acidité totale a diminué de 0,012465 pour le kérosène à 0,007 pour le Jet A-1 ;
- Le point de congélation a baissé de -47 °C pour le kérosène à -59.46 °C pour le Jet A-1 ;
- Le point d'éclair aussi a baissé de 54 °C pour le kérosène à 47°C pour le Jet A-1.

Conclusion

générale

Conclusion générale

La raffinerie de Skikda joue un rôle primordial dans le développement de l'économie du pays, par sa contribution incontournable dans l'exploitation d'une source naturelle, comptée actuellement comme base de l'industrie mondiale. Le pétrole brut, ramené de Hassi Messaoud et le pétrole réduit importé de l'étranger sont traités au niveau de cette raffinerie pour produire diverses fractions pétrolières dont l'application et l'utilisation sont très appréciables.

Le fractionnement du pétrole brut est réalisé dans une gigantesque colonne de distillation, contenant 52 plateaux. Les fractions issues de cette colonne sont : Gas-oil léger, Gas-oil lourd, Kérosène, Essence légère, Essence lourde, GPL, Résidu. La fraction de kérosène, récupérée au niveau du 46^{ème} plateau, connaît un domaine d'applications très varié à savoir : Applications domestiques, Carburants pour tracteurs agricoles et Carburants aviation.

A l'issue de la colonne de distillation, à la sortie de l'unité Topping, cette coupe pétrolière est envoyée vers un éventuel traitement avant sa commercialisation. En effet, le kérosène doit répondre aux normes fixées par la législation, pour qu'il puisse être utilisé convenablement. Pour confirmer un bon traitement de la fraction de kérosène, cette dernière doit passer au laboratoire, où elle sera soumise à plusieurs analyses telles que : la densité, point d'éclair, point de congélation, water spiromètre, la distillation ASTM, la couleur saybolt, la viscosité, corrosion la conductibilité électrique, l'acidité.

Ce travail, a été effectué à la raffinerie de Skikda, plus exactement au sein de l'unité topping (unité 10/11). Le traitement du kérosène consistait en l'injection de la soude caustique NaOH dans le kérosène pour l'élimination des acides naphthéniques, phénols, composés d'azote, soufre, pouvant provoquer la corrosion au niveau des bacs de stockage, les pipelines et les tubes des échangeurs.

Les résultats obtenus lors des essais ont démontré que le kérosène contient des légers, et en ce qui concerne le point d'éclair, la viscosité, le point de congélation et la couleur (saybolt) les résultats étaient acceptables et conformes aux normes.

Du point de vue corrosion (la lame de cuivre), le produit n'était pas corrosif et concernant le water spiromètre les résultats nous prouvent le bon fonctionnement de coalesceur et de sécheur à sel et une atteinte d'équilibrage électrostatique lors de la mesure de

la conductibilité électrique du pétrole lampant. En outre la valeur trouvée de la densité montre que notre coupe n'est pas contaminée par les autres coupes et qu'il n'y a pas des pertes de charge au niveau des tubes et des échangeurs....etc.

Ce travail effectué dans sa majeure partie au sein de l'unité de traitement du kérosène U21 de l'unité topping a été enrichi par quelques analyses spectrales (UV- VIS et FTIR) effectuées au niveau des laboratoires pédagogiques et de recherche de l'université 8 mais 1945 de Guelma.

Cette étude, nous a ouvert une porte sur un domaine très vaste qui est celui de l'industrie. Elle nous a permis de concrétiser nos notions théoriques sur le pétrole brut, son traitement et ses applications, sur un procédé industriel, très répandu, tel que la distillation. Ainsi c'était une occasion pour nous de contribuer à plusieurs analyses au sein du laboratoire, de nous familiariser avec les appareils d'analyse et de maîtriser les consignes de sécurité que doit respecter toute industrie.

Références

bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] **Y. Barbier**. Dictionnaire du pétrole. Editions SCM. ISBN-13: 9782901133193. Page (271). Paris (1980).
- [2] **JC. Guibet**. 'Carburants liquides, Caractéristiques et principes généraux'. BE 8543 Techniques de l'ingénieur([Www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire](http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire)). Montagne X, pp.1-2. (2011).
- [3] **JP. Favennec**. 'Raffinage du pétrole', Tome 5. Exploitation et gestion de la raffinerie. Edition : Technip. ISBN13 : 978-2-7108-0742-1. Page (70,71). (1 janvier 1998).
- [4] **INRS**. Fiche toxicologique "White-spirit". INRS. 5 p. (1998).
- [5] **ZM. Ayissi**. 'Essai d'élaboration et analyse chimico-calorifique d'un biocarburant à base de manioc, Mémoire de master DIPET II'. École normale supérieure d'enseignement technique. 74p. Cameroun (Douala). (2007).
- [6] **J. Pierre Wauquier**. 'Le raffinage du pétrole, Produits pétrolières, Schéma de fabrication, Tome1'. Edition : Technip. ISBN: 9782710806684. (1994).
- [7] <https://jancovici.com/>
- [8] <https://fr-static.z-dn.net>
- [9] <https://www.connaissancedesenergies.org/>
- [10] **Péto Dico**. 'Le lexique de l'industrie pétrolière'. Union française des industries pétrolières, <http://www.ufip.fr>. (UFIP : Siège social : 4, avenue Hoche, 75008 Paris). (2007).
- [11] **J. Pierre Wauquier**. 'Le raffinage du pétrole, Procédés de séparation, Tome 2'. Edition : Technip. ISBN13 : 978-2-7108-0729-2. (1998).
- [12] <http://www.ilocis.org/fr/documents/ILO078.html>
- [13] <https://sonatrach.com/>
- [14] <http://www.algerie-dz.com/article9048.html>
- [15] <https://www.energy.gov.dz/>
- [16] **Archache Abd elmadjid**. 'Amélioration des performances du catalyseur R98 du reforming II RA1k (Skikda), Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en raffinage'. Ecole de Boumerdes. (2017).
- [17] **Hamida Abd Essalem**. 'Description de l'unité reforming 02 (circuit et fonctionnement). Rapport de stage professionnalisation des techniciens en raffinage'. Raffinerie de Skikda ralk : Direction IAP Direction Ecole d'Arzew. (2019).
- [18] **Soltane Abdelhak. LAIB Brahim**. 'Simulation et optimisation de topping par une colonne pré-distillation, Mémoire de master'. Université d'El Oued. (2014).

- [19] *Alilou*. 'L'augmentation de capacité de traitement dans l'unité de distillation atmosphérique de la raffinerie d'Alger, Mémoire d'ingénieur d'état'. Université de Boumerdès. (2005).
- [20] *M. Belaid Khaled*. 'Étude de la régénération de catalyseur R62 de l'unité reforming catalytique II, projet professionnel de fin de formation pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en raffinage et pétrochimie'. Institut Algérien du Pétrole école de Boumerdes (IAP). (2017).
- [21] *M. Touiker Karim*. 'Ajustement Du Point Final du Kérosène unité de distillation atmosphérique (U10) Raffinerie de Skikda (RA1K), Projet professionnel de fin de formation pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en chimie et analyse des hydrocarbures'. Ecole de Boumerdes. (2017).
- [22] *Jean- Pierre Corriou*. 'Commande de procédés chimiques, réacteurs et colonnes de distillation'. Collection génie des procédés de l'Ecole de Nancy. Edition : Lavoisier. ISBN13 : 978-2-7430-1471-1. (11 septembre 2012).
- [23] *Emilian koller*. 'Aide mémoire génie chimique, 2^{ème} édition ; Dépôt légale'. (Août 2005).
- [24] *Wuithier. P*. 'Le pétrole : raffinage et génie chimique.2'. Edition Technip. Orléans. (1965).
- [25] *A.C.D.O.P. and Lubricants*. 'Standard Test Method for Distillation of Petroleum Products at Atmospheric Pressure: ASTM International'. (2016).
- [26] *Ferris, A.M. and D.A. Rothamer*. 'Methodology for the experimental measurement of vapor-liquid equilibrium distillation curves using a modified ASTM D86 setup. Fuel, 182: p. 467-479'. Elsevier. (2016).
- [27] <https://dspace.univ-tlemcen.dz>
- [28] <https://vdocuments.mx>
- [29] *Dr. Sellami M Hassen*. ' Cours de Raffinage et Pétrochimie, P1-2-5-6-9-10-11-12'. Université Kasdi Merbah. Ouargla. (février 2015).
- [30] <https://docplayer.fr>
- [31] *L. Carlos Pereira de Oliveira*. 'Développement d'une méthodologie de modélisation cinétique de procédés de raffinage traitant des charges lourdes'. Ecole normale supérieur de Lyon ENS LYON. (2013).
- [32] <https://anmbr144014586.wordpress.com>
- [33] *Philippe Baranger*. 'Détection du kérosène par imagerie de fluorescence induite par laser, pour application sur foyer aéronautique'. Université Paris Sud - Paris XI. (2004).
- [34] *Hafida Boudjilouli*. 'Programme de réhabilitation des raffineries pour la production des carburants propres en Algérie'. (2008).

- [35] <https://e-biblio.univ-mosta.dz>
- [36] Manuel opératoire de l'unité de distillation atmosphérique (U 11).
- [37] **L.Sochet, F. Faubert and P. Gillard.** 'Combustion et explosion du kérosène : état de l'art, Combustion 1(4), pp. 229-254'. (2001).
- [38] <https://www.amazon.fr>
- [39] <https://www.airfranceklm.com/fr/>
- [40] **Pétrole Lampant** - Fiche de données de sécurité. La Défense, Pétroles lampants - Edition : 1998. Total Raffinage Distribution, Paris, (1997).
- [41] Présentation de la raffinerie de Skikda RA1K, séminaire (2016).
- [42] **Mecibah Abderrahmane.** 'Suivi de la production et la qualité du JET-A1 au niveau de RA1K, Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme de Technicien Supérieur Spécialisé en chimie et analyse d'hydrocarbures. (2017).
- [43] **Jean Charles Cicile.** 'Distillation. Absorption Etude pratique'. Journal: Technique de l'ingénieur, génie des procédés. Edition : T.I. ref. article : j2610. (2001).
- [44] **ASTM.** 'Book of standards A.S.T.M. D56'. Section 5; volume 05-01; part 23; page 01. Published by ASTM (www.astm.org). (February 2021).
- [45] **Magdeleine Moureau and Gerald Brace.** 'Dictionnaire du pétrole et autres sources d'énergie Anglais-Français et Français-Anglais'. 4^{ème} Edition ; Technip. Paris. (2008).
- [46] **Dr. M. Belgacem.** 'Cours du Pétrole brut et produits pétroliers'. Sonatrach-institut Algérienne du Pétrole IAP.
- [47] <http://www.normalab.com/fr/products.php?id=51&SendStandardsearch>.
- [48] **Guemih Nedjma,** 'Synthèse de l'oxyde de graphène réduit et des composites métalliques de graphène à base de Nickel et Cobalt, Mémoire du Projet de fin d'étude 2^{ème} Année Master Spécialité Génie des procédés des matériaux'. Université 8 Mai 1945 Guelma. (Octobre 2020).
- [49] **R. Bettahar.** 'Extraction des huiles essentielles Analyse par FT-IR et UV-Visible'. Mémoire de Master. Université de Mostaganem (Algérie). (2015).
- [50] **M. Bazizi.** 'Extraction d'huile essentielles de l'espèce végétale SALLVIA OFFICINALIS L. par hydrodistillation : caractérisation physicochimique et modélisation paramétrique'. Mémoire de Master. Université de Annaba (Algérie). (2017).
- [51] **M. Orain, P. Baranger, C. Ledier, J. Apeloig and F. Grisch.** 'Fluorescence spectroscopy of kerosene vapour at high temperatures and pressures: potential for gas turbines measurements. Publisher: Springer-Verlag Berlin Heidelberg. App. Phys.B. 116:729-745. (2014).

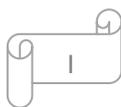
- [52] **Mohammad Abul Hossain, Shahidul Islam.** ‘Synthesis of Carbon Nanoparticles from Kerosene and their Characterization by SEM/EDX, XRD and FTIR’. American Journal of Nano Research and Applications. Bangladesh (2013).
- [53] **Silverstein RM, Webster FX, Kiemle DJ.** Spectrometric identification of organic compounds. 7th Ed. New 560 Jersey: Jonh Wiley & Sons. (2005).
- [54] **Philippe Baranger.** Détection du kérosène par imagerie de fluorescence induite par laser, pour application sur foyer aéronautique. Université Paris Sud - Paris XI, (2004).
- [55] **Gueret C, Cathonnet M, Boettner J-C, Gaillard F.** ‘Experimental study and modelling of kerosene oxidation in a jet-stirred flow reactor, 23rd Symposium (Int.) on Combustion, the Combustion Institute’. pp. 211-216. Pittsburgh. (1990).

Annexes

Annexe A.1

Tableau A.1 : Le numéro de couleur en fonction du volume.

Numéro de Disque	Le volume Dans le tube	La couleur	Numéro de disque	Le volume dans le tube	La couleur
One half	20	+30	Two	6,25	+7
One half	18	+29	Two	6	+6
One half	16	+28	Two	5,75	+5
One half	14	+27	Two	5,50	+4
One half	12	+26	Two	5,25	+3
One	20	+25	Two	5	+2
One	18	+24	Two	4,75	+1
One	16	+23	Two	4,50	0
One	14	+22	Two	4,25	-1
One	12	+21	Two	4	-2
One	10,75	+20	Two	3,75	-3
One	9,5	+19	Two	3,625	-4
One	8,25	+18	Two	3,50	-5
One	7,25	+17	Two	3,375	-6
One	6,25	+16	Two	3,25	-7
Two	10,50	+15	Two	3,125	-8
Two	9,75	+14	Two	3	-9
Two	9	+13	Two	2,875	-10
Two	8,25	+12	Two	2,75	-11
Two	7,75	+11	Two	2,625	-12
Two	7,25	+10	Two	2,5	-13
Two	6,75	+9	Two	2,375	-14
Two	6,50	+8	Two	2,25	-15
			Two	2,125	-16



Annexe A.2

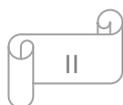
Mode opératoire de mesure des particules contaminantes

1. Mettre l'appareil sous tension.
2. Mélanger l'échantillon pendant une minute.
3. Faire passer l'échantillon dans le bain ultrasonique pour dégazer l'échantillon.
4. Installer le dispositif: raccorder la bouteille d'échantillon à l'appareil et allumer la pompe.
5. S'il y a lieu de faire un rinçage rapide, appuyé sur le bouton « FLUSH ».
6. Pour illuminer l'écran de l'appareil appuyé sur les boutons 7 et flèche vers la droite.
7. Démarrer l'analyse en faisant pivoter la mollette bleue dans le sens de la flèche indiquée sur l'écran.
8. Chaque test dure 02 minutes, le premier test permet de rincer l'appareil, les trois autres sont des essais. A la fin l'appareil nous indique le résultat (DERNIER essai).
9. Pour imprimer les trois derniers essais et la moyenne appuyer sur le bouton 3 Tests Print.
10. Arrêter la pompe (bouton vert), puis éteindre l'appareil.

Annexe A.3

Mode opératoire de chromatographe phase liquide

1. Allumer le pc et les quatre modules de l'analyseur.
2. Cliquer sur Start puis programme puis HP chemstation puis instrument on line.
3. Cliquer sur on sur l'interface.
4. Cliquer sur séquence puis new séquence puis séquence paramètre écrire (la date et le nom)
5. Cliquer sur séquence de nouveau puis séquence table.
6. Cliquer sur ok pour commencer l'analyse



Annexe B.1

Tableau B.1 : Certificat d'analyse jet A-1.



Division Raffinage
Raffinerie de Skikda

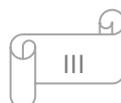
AFQRJOS ISSUE 32
CERTIFICAT N°: 07/1-1/2021
Date: 07/06/2021
BAC n°: S-76
Destination: DEPOT DE KHROUB

CERTIFICAT D'ANALYSE Jet A-1

Methods		Caractéristiques		Résultats	Limites
Visual	Visuelle	APPEARANCE	ASPECT	Clair et Limpide sans eau non dissoute ni sédiments à T° ambiante +30	Clear and Bright (free from solid mater and undissolved water at ambient T°) Report
ASTM D 156 D 6045 or D 5452	IP 6045 423	Visual Colour Particulate contamination OR Particulate, at point of manufacture, cumulative channel particle counts & individual channel count / and ISO code ≥ 4 µm(c) ≥ 6 µm(c) ≥ 14 µm(c) ≥ 21 µm(c) ≥ 25 µm(c) ≥ 30 µm(c)	Visual Couleur Contamination par des particules OU Particules, à la raffinerie, N° cumulé par canal de comptage et comptage individuel par canal/ et code ISO	0.3	1.0 max.
D 3242 D 1319 D 6379	354 IP 156 436	COMPOSITION Total Acidity Aromatics OR Total Aromatics	COMPOSITION Acidité Totale Aromatiques OU Aromatiques totaux	0.013	0.015 max. 25.0 max. 26.5 max
D5453 or D4294or D1266orD262253	336 342 30	Sulphur, Total Sulphur, Mercaptans OR Doctor Test Refinery Components at point of manufacture: Composition du lot lors de la fabrication en raffinerie Non Hydroprocessed components in batch Hydroprocessed components in batch Severely hydroprocessed components Synthetic components	Soufre Total Soufre Mercaptan OU Doctor Test % non Hydrotraité % Hydrotraité % Sèverement hydrotraité % Synthétique	0.003 Negative 100% NIL NIL NIL	0.30 max. 0.0030 max. Negative Report (incl. "nil" or "100%") Report (incl. "nil" or "100%") Report (incl. "nil" or "100%") Report (incl. "nil" or "50%")
D7797 D7872	IP 585 /583 /590 /599	Incidental materials Fatty acid methyl ester (FAME) Pipeline Drag Reducer (DRA)	Composes accidentals Ester methylique d'acide gras (EMAG)	NIL	50 max 72 max
D 86 See D 7345 See note (10)	123 9/or 406 See note (10)	VOLATILITY Distillation Initial Boiling Point 10% vol. rec. at 50% vol. rec. at 90% vol. rec. at Endpoint Residue Loss	VOLATILITE Point Initial 10% vol. rec. à 50% vol. rec. à 90% vol. rec. à Point Final Résidu Perte	158 171 185 208 223 0.5 0.5	Report 205.0 max Report 300.0 max. 1.5 max. 1.5 max.
Or IP 406 or D 2887		Flash Point Density at 15°C	Point d'Eclair Masse volumique à 15°C	43 785.5	38.0 min. 775.0 min. to 800.0 max.
D3828 or D56 or D93 or D7236 D 4052 D1298	170 or 523 534	FLUIDITY Freezing Point Viscosity at -20°C	FLUIDITE Point de disparition des cristaux Viscosité à -20°C	-59.46 3.272	minus 47.0 max 8.000 max.
D 3338 D4809	12 335	COMBUSTION Specific Energy, net	COMBUSTION Pouvoir Calorique inf.	43.27	42.80 min.
D 1322 D 1840	598 598	Smoke Point OR Smoke Point AND Naphtalenes	Point de fumée OU Point de fumée ET Naphtalènes	26.0	25.0 min. 18.0 min. 3.00 max.
D 130	154	CORROSION Corrosion, Copper strip, classification (2 hours +/- 5 min at 100°C +/- 1°C) THERMAL STABILITY (JFTOT) Control temperature Filter Pressure Differential	CORROSION Corrosion Cuivre Classification (2 heures +/- 5 min à 100°C +/- 1°C) STABILITE THERMIQUE (JFTOT) Temperature de contrôle Delta P du Filtre	1A 260 0.1	1 max. 260°C min. 25.0 max.
D 3241 D 3241	323 323	One of the following requirement shall be meet (1)Annex B VTR no "Peacock" or "Abnormal" colour deposits (2)Annex C ITR or Annex D ETR average over area of 2.5 mm²	Une seule des deux conditions doit être remplie (1) Annexe B VTR sans irisation ou dépôts anormalement colorés (2) Annexe C ITR ou Annexe D ETR moyenne sur une aere de 2.5 mm²	1	< 3 max. 85 max
D 381 D 3948	540	CONTAMINANTS Existent Gum Microprecipitator (MSEP) ratings Fuel with Static Dissipator Additive OR Fuel without Static Dissipator Additive	CONTAMINANTS Gommes Actuelles Catalyseurs Carburant additivé en additif antistatique OU Carburant non additivé en additif antistatique	0.4 77	7. max. 70 min. 85 min.
D 2624	274	CONDUCTIVITY Electrical Conductivity LUBRICITY BOCLE wear scar diameter	CONDUCTIVITE Conductivité électrique LUBRIFIANCE Diamètre d'usure BOCLE	526 NA	50 min. to 600 max. 0.85 max.
CODE ADDITIF DEF STAN 91-091 RDE/A/xxx RDE/A/...		ADDITIVES Names and approval codes from DEF STAN 91-091/12 should be quoted on quality certificates Antioxydant in final batch (Optional)	ADDITIFS Noms et codes d'approbation selon DEF STAN 91-091/12 doivent être précisés sur les certificats de qualité Antioxydant dans le mélange final (optionnel)		
RDE/A/... RDE/A/650		Metal Deactivator (Optional) First doping Cumulative after field redoping Static Dissipator Additive First doping Cumulative after field redoping	Désactivant des métaux (optionnel) Première additivation Cumul après ré-additivation Additif Antistatique Première additivation Cumul après ré-additivation	NIL NIL NIL NIL NIL	24.0 max 2.0 max 5.7 max. 3.0 max. 5.0 max.

Product is not containing any synthetic component or any biodiesel and Nil Addition of DRA
Objet d'essai conforme aux spécifications de la Norme AFQRJOS ISSUE 32
Visa inspecteur

Visa Responsable Laboratoire



Annexe B.2

Tableau B.2 : Analyses de kérosène unité 10.

 سوناطراک Activité Aval Division Raffinage Raffinerie de skikda sonatrach RAFFINERIE DE SKIKDA LABORATOIRE		ANALYSES DE RESERVOIRES ESSENCE - NAPHTA				DATE
		13/04/2021				
		8730				
		DATE D'ECHANTILLONNAGE: 15/04/2021				
		ECHANTILLON : kero				
CARACTERISTIQUES		RESERVOIR N°				
	H					
Masse Volumique à 15 °C	M					
	B					
Masse Volumique Moy.		0,7976				
Pression de Vapeur à 37,8 °C						
Distillation :	PI	172				
	5	179				
	10	182				
	200	184				
	30	186				
	40	189				
	50	193				
	65	196				
	70	200				
Couleur Saybolt	80	205				
Doctor Test	90	210				
Soufre Total	95	215				
Corrosion au Cu	PF	220				
Teneur en Plomb						
Indice d'Octane Recherche	<i>Composition (x poids)</i>	I.P	N.P	Naphthenes	oléfinés	aromatiques
Indice d'Octane Moteur	C4					
Indice d'Octane+...gIP de Ph	C5					
	P					
	O	0,01	0,05			0,06
	N	0,20	0,41	0,10		0,59
	A	1,13	1,27	0,57		3,88
Gommes Actuelles	C9	3,18	4,23	1,74	0,03	8,91
Periode d'Induction	C10	8,30	7,08	4,70	0,06	
H2 S en PPM	C11	7,46	11,05	8,17		4,30
RSH en PPM	C12	0,90	0,82	1,05		
	C13	1,35		0,37		
	C14+					
	TOTAL	31,62	33,85	16,70	0,09	17,74
CHEF DE LABORATOIRE:						

Annexe C.1

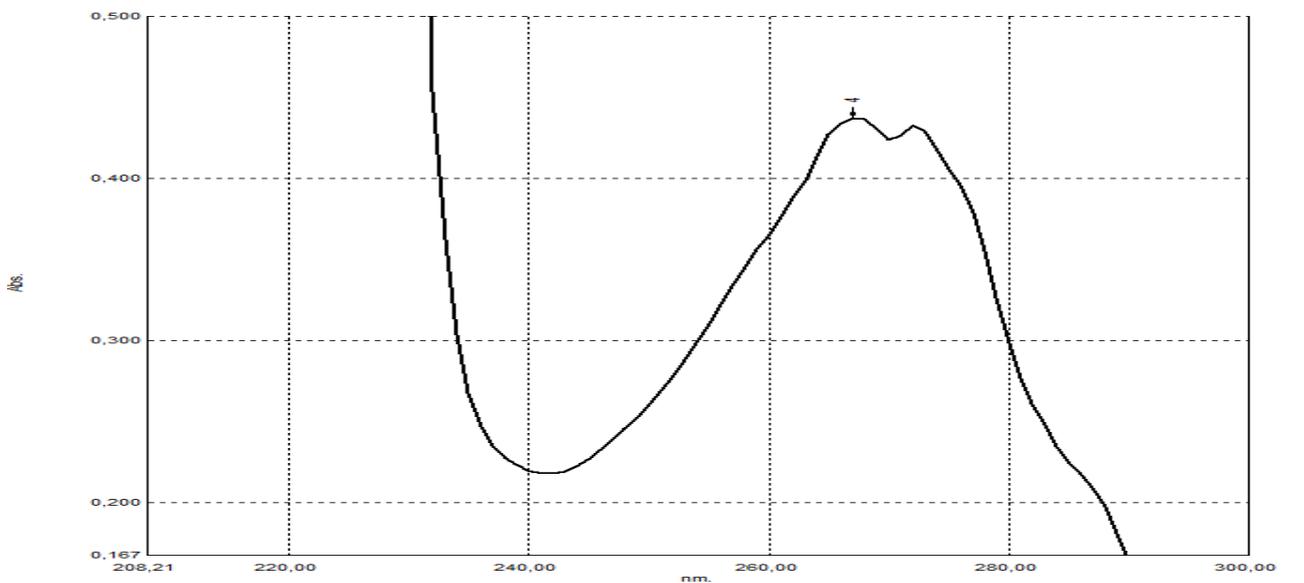
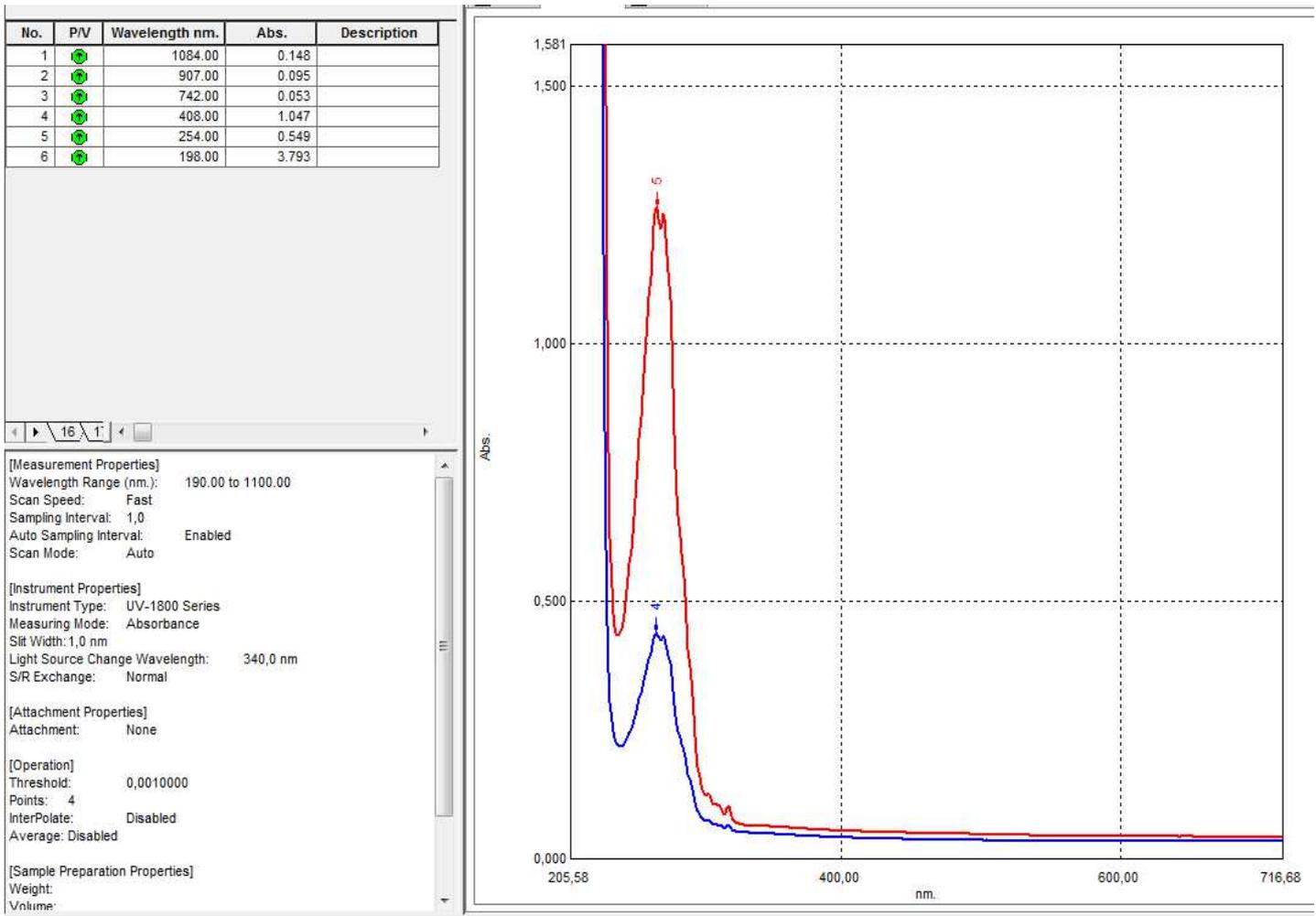


Figure C.1 : Spectre d'absorption du kérosène liquide.

Annexe C.2



Sample ID:kero
Sample Scans:16
Background Scans:8
Resolution:4
System Status:Bon
File Location:C:\Users\Public\Documents\Agilent\MicroLab\Results\kero_2021-06-20T11-16-26.a2r

Method Name:Cheraitia REF
User:admin
Date/Time:06/20/2021 11:16:26 AM
Range:4000 - 650
Apodization:Happ-Genzel

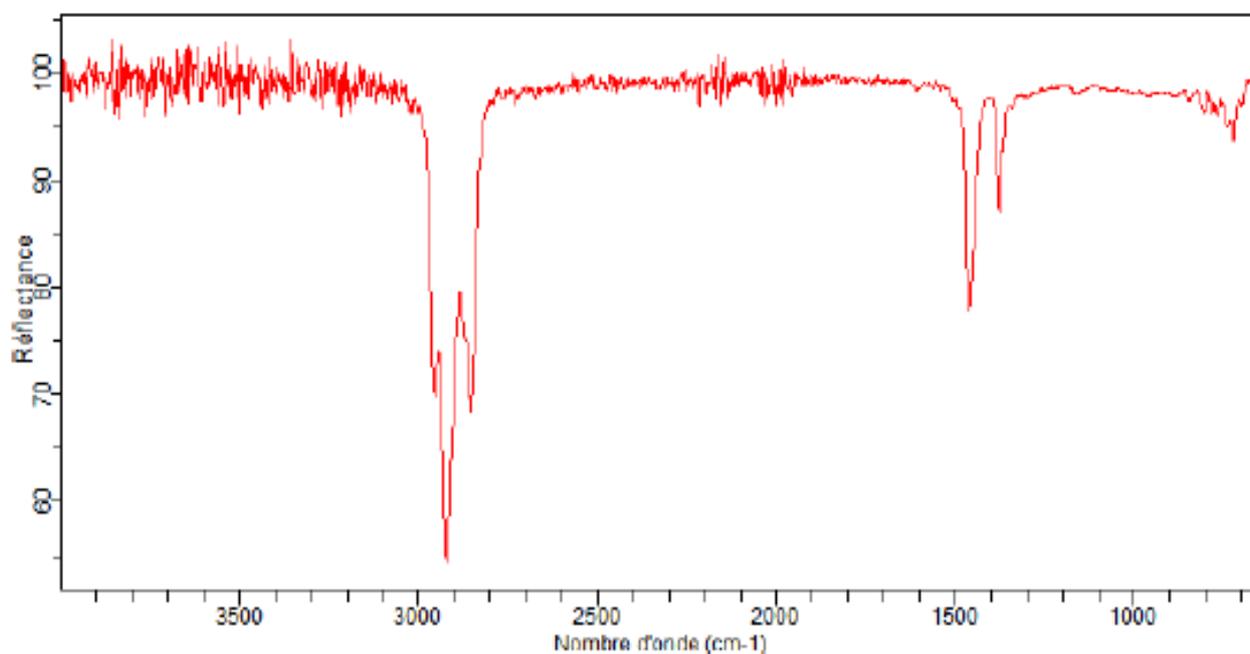


Figure C.2 : Spectre infrarouge du kérosène.