

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
Université du 20 août 1955 - SKIKDA



Faculté des Sciences
Département de Chimie

Mémoire de Master

Filière : Chimie - Spécialité Chimie Organique

Présenté par :

BOUCHELLOUGA Meriem

**Evaluation de la qualité du kérosène/ Jet A1 de la raffinerie
RA2K de Skikda et étude comparative avec celui de RA1K**

Soutenu le : 27/06/2024

Devant le jury :

Dr. CHABANE. H	MCB	Univ. de Skikda	Présidente
Dr. MEGUELLATI. A	MCB	Univ. de Skikda	Rapportrice
Dr. BENABDERRAHMANE. W	MCB	Univ. de Skikda	Examinatrice

Année Universitaire : 2023/2024



Dédicace

C'est avec une grande joie que je dédie ce modeste mémoire à moi-même pour les efforts incessants et la détermination sans faille ; que ce travail soit témoin de ma persévérance et de mon engagement envers mes rêves.

À tous mes proches, particulièrement :

À mon seul et unique abri d'enfance, à celle qui n'a jamais cessé de me lancer l'appel d'amour et de tendresse, de me soutenir dans les moments difficiles, la plus proche de mon cœur : à ma très chère maman.

Ta prière et ta bénédiction m'ont été d'un grand secours pour mener à bien mes études. À celui qui m'a guidé vers la voie de la réussite, qui fait l'impossible pour me donner le courage et qui s'est sacrifié pour me permettre de poursuivre mes études jusqu'à ce jour : Mon très cher Papa.

Mes parents, aucun mot ne saurait témoigner de l'étendue des sentiments que j'éprouve à leur égard. Je souhaite que Dieu leur préserve une longue vie.

Les études sont avant tout notre unique et seul atout, souhaitant que le fruit de nos efforts fournis jour et nuit nous mène vers le bonheur fleuri.

À mes chères frères et sœurs.

Meriem. B.



REMERCIEMENTS

Tout d'abord, je tiens à remercier ALLAH le tout puissant pour m'avoir donné de la foi et de la force, d'avoir éclairé ma route et de me guider dans le meilleur et bon chemin.

Ce travail ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu avoir le jour sans l'aide et l'encadrement du Dr. MEGUELLATI Amel. Je la remercie pour la qualité de son encadrement exceptionnel, pour sa patience, sa compétence, sa rigueur et sa disponibilité durant la préparation de ce mémoire.

Je remercie Dr. CHABANE. H, pour m'avoir fait l'honneur de présider ce jury. Je souhaite également remercier Dr. BENABDERRAHMANE. W, pour avoir accepté d'être l'examinatrice de ce modeste travail.

Mes remerciements vont également à tous les enseignants et le personnel du département de chimie, qui m'ont beaucoup encouragé et soutenu tout au long du cycle d'étude.

Mes sincères gratitude vont également à tous mes collègues et amis(es).

Je tiens aussi à exprimer mes profonds remerciements au chef service du laboratoire RA2K monsieur BOUCHAMA.F et à tous le personnel du laboratoire en particulier Mr : GUEDDAH.S, BOUHOUCHE.R, BESSI. S, CHEROUANA.M, LABED. M, BOUBESSIL. M, BOUDJEDIR.H, MAKSEM. F, MAKTI.H, MESSIAD.H, MEZIANI.H, SAYAD.B, SELLAMIA, ZAOUANE. A/K, et BENDIR.H.

Pour leur expertise technique, leur disponibilité et leur dévouement qui ont grandement enrichi mon expérience et ont contribué de manière significative à la qualité de ce travail.

Sans oublier messieurs BAOUR. K, AMIRI. R, AOUADI. A et BENSEGHIR. H du département technique.

Mes remerciements vont également au chef de service du laboratoire RAIK Mme SAHRAOUI ainsi qu'à messieurs FARES. A et BOURAHLA. Z.

Je remercie tous ceux qui m'ont aidé, de près ou de loin, à accomplir ce travail.

Table des matières

Liste des tableaux

Liste des figures

Liste des abréviations

Introduction générale..... 1

Chapitre I : Description générale du pétrole brut et des condensats

I.1. Introduction.....	3
I.2. Le pétrole brut.....	3
I.2.1. Origine du pétrole brut	3
I.2.2. Classification de pétrole brut.....	3
I.2.2.1. Classification industrielle	4
I.2.2.2. Classification chimique	4
I.2.2.3. Classification technologique.....	5
I.2.3. Composition des pétroles bruts.....	6
I.2.3.1. Les paraffines (hydrocarbures aliphatiques)	7
I.2.3.2. Les naphtènes (hydrocarbures cycliques saturés).....	7
I.2.3.3. Les aromatiques	7
I.2.3.4. Les composés soufrés.....	8
I.2.3.5. Les composés oxygénés	9
I.2.3.6. Les composés azotés	9
I.2.3.7. Les composés organométalliques	10
I.2.3.8. Composés chimiquement mal définis	10
I.2.3.9. Les asphaltènes	10
I.2.3.10. Les résines.....	11
I.2.3.11. Les oléfines (Alcènes).....	11
I.2.4. Le raffinage du pétrole brut.....	11
I.2.4.1. Distillation atmosphérique.....	12

I.2.4.2. Procédés de transformation	12
I.2.4.3. Purification.....	13
I.2.4.4. Blending.....	13
I.2.5. Le pétrole brut Algérien	13
I.2.5.1. Production du pétrole en Algérie	13
I.2.5.2. Caractéristiques du Pétrole Brut Algérien.....	14
I.2.5.3. Importance économique	14
I.3. Les condensats	14
I.3.1. Origine de condensat.....	15
I.3.1.1 Gaz humide	15
I.3.1.2. Gaz sec.....	16
I.3.2. Usages du condensat	16
I.3.3. Raffinage du Condensat	17
I.3.4. Le Condensat Algérien.....	18
I.3.4.1. Production de Condensat en Algérie.....	18
I.3.4.2. Caractéristiques des Condensats Algériens.....	18
I.3.4.3. Importance économique	19
I.4. Produits Raffinés à partir du pétrole brut et des condensats.....	19
I.4.1. Le gaz liquéfié (raffiné à partir des deux sources)	19
I.4.2. Essences (raffinés à partir des deux sources)	19
I.4.3. Naphta (raffiné à partir des deux sources)	20
I.4.4. Kérosène (raffiné à partir des deux sources).....	20
I.4.5. Gas-oil (raffiné à partir des deux sources)	20
I.4.6. Fuel-oil (raffiné à partir du pétrole brut).....	20
I.4.7. Les hydrocarbures aromatiques (raffiné à partir du pétrole brut)	21
I.4.8. Lubrifiants et graisse (raffiné à partir du pétrole brut)	21
I.4.9. Bitume (raffiné à partir du pétrole brut).....	21
I.5. Conclusion	21

Chapitre II : Présentation de la raffinerie Topping condensat

II.1. Introduction	23
II.2. Présentation du complexe Topping condensat (RA2K) -Skikda.....	24
II.3. Localisation géographique	25
II.4. Conception Générale du Complexe (RA2K)	25
II.4.1. Unité de Topping de condensat (U100).....	26
II.4.2. Unité traitement du kérosène (U200)	27
II.4.3. Unité de stockage et de transfert (U300)	27
II.4.4. Système torche (U400)	28
II.4.5. Les utilités (U500)	28
II.4.6. Unité d'affectation (laboratoire d'analyse et contrôle de qualité (RA2K)	28
II.5. La charge Condensat de la raffinerie RA2K.....	29
II.6. Produits finis de la raffinerie RA2K.....	29
II.6.1. Naphta	29
II.6.2 Kérosène JET A1	30
II.6.3. Gasoil Léger (LGO).....	30
II.6.4. Gasoil Lourd (HGO)	30
II.6.5. Butane.....	30
II.7. Conclusion.....	31

Chapitre III : Généralités sur le kérosène

III.1. Introduction	33
III.2. Découverte du kérosène.....	33
III.3. Propriétés Physico-chimiques du Kérosène	34
III.3.1. Composition Chimique.....	34
III.3.1.1. Les hydrocarbures	34
III.3.1.1.1. Proportions Typiques des Hydrocarbures dans le Kérosène	35

III.3.1.2. Impuretés et Additifs	35
III.3.2. Propriétés physiques	35
III.3.2.1. Point d'Eclair	35
III.3.2.2 Densité	36
III.3.2.3. Point de Congélation	36
III.3.2.4. Viscosité.....	36
III.3.2.5. Pouvoir Calorifique	36
III.3.2.6. Teneur en Soufre	36
III.4. Types du kérosène et ses applications.....	36
III.4.1. Kérosène d'aviation.....	36
III.4.1.1. Le Jet A	37
III.4.1.2. Le Jet A1	37
III.4.1.3. Le Jet B	37
III.4.2. Kérosène domestique (ou lampant).....	38
III.4.3. Kérosène de grade militaire	38
III.4.3.1. JP-5	38
III.4.3.2. JP-6 et JP-7.....	38
III.4.3.3. JP-8	39
III.4.3.4. JP-10	39
III.4.4. Kérosène industriel.....	39
III.5. Impact environnemental du kérosène.....	39
III.6. Production du kérosène en Algérie	40
III.6.1. Etapes de production de Kérosène au niveau de la raffinerie RA2k ..	41
III.6.1.1. Distillation atmosphérique du condensat (Unité 100).....	41
III.6.1.2. Traitement du kérosène (Unité 200).....	41
III.6.1.3. Stockage du kérosène	42
III.7. Conclusion	43

Chapitre IV : Matériels et méthodes

IV.1. Objectif	44
IV.2. Matériels et méthodes.....	45
IV.2.1.1. Visuel : la couleur Saybolt (ASTM D156).....	45
IV.2.1.2. Colorimètre Automatique (ASTM D1500/ ASTM D156).....	47
IV.2.2. Composition	48
IV.2.2.1. L'acidité totale (ASTM D3242)	48
IV.2.2.2. Teneur en soufre (ASTM D5453).....	50
IV.2.2.3. Doctor test (ASTM 4952).....	52
IV.2.3. Volatilité	54
IV.2.3.1. Distillation atmosphérique (ASTM D86).....	54
IV.2.3.2. Point d'éclair Abel /en vase fermé (ASTM D56).....	55
IV.2.3.3. Densité à 15°C automatique (STM D4052-18).....	56
IV.2.4. Fluidité.....	58
IV.2.4.1. Point de congélation (ASTM D2386)	58
IV.2.5.2. Viscosité -20°C (ASTM D 445)	59
IV.2.6. Point de fumée (ASTM D 1322).....	61
IV.2.7. Corrosion à lame de cuivre (ASTM D130).....	62
IV.2.8. Contaminants	64
IV.2.8.1. Gommages actuelles (ASTM D381).....	64
IV.2.8.2. Réaction à l'eau (ASTM 1094).....	66
IV.2.8.3. Détermination de la cotation MSEP carburant non additivé (ASTMD3948).....	68
IV.2.9. Conductivité électrique (ASTM 2624)	69

Chapitre V : Résultats et discussions

V.I. Introduction.....	72
------------------------	----

V.2. Les analyses qualitatives et quantitatives du kérosène /JET A-1	72
V.3. Discussion des résultats	73
V.3.1. Aspect.....	73
V.3.1.1. Visuel	73
V.3.1.2. Couleur Saybolt.....	73
V.3.2. Composition	74
V.3.2.1. Acidité totale (ASTM D3242)	74
V.3.2.2. Soufre total (ASTM D 5453)	75
V.3.2.3. Doctor test (ASTM D 4952)	75
V.3.3. Volatilité.....	75
V.3.3.1. Distillation ASTM D 86	75
V.3.3.2. Le point d'éclair (ASTM D 56)	76
V.3.3.3. Densité à 15°C (ASTM D 4052-18).....	76
V.3.4. FLUIDITE.....	76
V.3.4.1. Point de congélation (ASTM D2386)	76
V.3.4.2. La viscosité à -20°C (ASTM D445).....	77
V.3.5. Combustion	77
V.3.5.1. Point de fumée (ASTM D130).....	77
V.3.6. Corrosion.....	77
V.3.6.1. Corrosion à lame de cuivre (ASTM D 130)	77
V.3.7. Les contaminants	77
V.3.7.1. Gommages actuelles (ASTM D381).....	77
V.3.7.2. Réaction à l'eau (cotation interface) ASTM D 1094	77
V.3.7.3. Réaction à l'eau (cotation séparation) ASTM D 1094.....	78
V.3.7.4. MSEP carburant non additivé (ASTM D 3948)	78
V.3.8. Conductivité électrique ASTM D 2624.....	78
V.4. Comparaison entre le Jet/A1 Du condensat et le Jet/A1 du brut.....	78
V.4.1. Résultats d'analyses.....	78
V.4.2. Discussion	81

V.4.2.1. Aspect.....	81
V.4.2.2. Composition	81
V.4.2.3. Volatilité.....	82
V.4.2.4. FLUIDITE.....	83
V.4.2.5. Combustion : Point de fumée (ASTM D130).....	83
V.4.2.6. Corrosion à lame de cuivre (ASTM D 130)	84
V.4.2.7. Les contaminants	84
V.4.2.8. Conductivité électrique (ASTM D 2624)	84
V.4.3. Différences entre le Jet/A1 Du condensat et le Jet/A1 du brut	85
V.5. Conclusion.....	87
Conclusion générale	88

Annexe

Résumé

Chapitre I : Description générale du pétrole brut et des condensats

Tableau I.1. La densité des types de pétrole	4
Tableau I.2. Les proportions des hydrocarbures dans chaque type de brut	5
Tableau I.3. Caractéristiques de quelques hydrocarbures aliphatiques.....	7
Tableau I.4. Caractéristiques de quelques hydrocarbures cycliques saturés.....	7
Tableau I.5. Caractéristiques de quelques hydrocarbures aromatiques	8
Tableau I.6. Structures de composés soufrés présents dans les produits pétroliers	8
Tableau I.7. Structures de composés oxygénés présents dans les produits pétroliers.....	9
Tableau I.8. Structures de composés azotés présents dans les produits pétroliers.....	9
Tableau I.9. Composés oléfiniques couramment rencontrés dans les coupes pétrolières.	11

Chapitre II : Présentation de la raffinerie Topping condensat.

Tableau II.1. Capacité de traitement des raffineries algériennes	23
---	----

Chapitre IV : Matériels et méthodes

Tableau IV.1. Table de séparation (Cotation séparation).....	67
Tableau IV.2. Table de séparation (Cotation interface)	67

Chapitre V : Résultats et discussions

Tableau V.1. Les propriétés physico-chimiques du kérosène/Jet A1 de RA2K.	72
Tableau V.2 Résultats de calcul de l'acidité de Jet A1 RA2K.....	74
Tableau V.3 Caractéristiques de l'analyse du Doctor test.....	75
Tableau V.4. Le volume de distillat en fonction de la température du Jet A1 RA2K.....	76
Tableau V.5. Comparaison entre les résultats d'analyse de Jet/A1 du condensat (RA2K) et du Jet/A1 (RA1K) du pétrole brut de cinq échantillons	79
Tableau V.6. Les différences notables de Jet A1 (RA2K) et Jet A1 (RA1K)	81
Tableau V.7. Production du kérosène/jet A1 de la RA1K et RA2K (2019-2023).....	86

Chapitre I : Description générale du pétrole brut et des condensats

Figure 1.1. Principales coupes pétrolières	6
Figure I.2. Structure de composés métalliques présents dans les produits pétroliers.....	10
Figure I.3. Schéma du procédé de distillation atmosphérique et ses principales coupes ...	12

Chapitre II : Présentation de la raffinerie Topping condensat.

Figure II.1. Vue générale sur les principaux produits de la raffinerie RA2K	24
Figure II.2. Localisation géographique de la RA2K dans la zone industrielle Skikda	25
Figure II.3. Schéma synoptique de l'unité Topping de Condensat (U100).....	26
Figure II.6. Les différents produits finis et la charge condensat de la raffinerie RA2K	31

Chapitre III : Généralités sur le Kérosène

Figure III.1. Distributeur de carburant des moteurs aéronautiques.....	38
Figure III.2. Kérosène lampant	38
Figure III.3. Alimentation des avions militaires en kérosène	39
Figure III.4. Unité de traitement du kérosène (U200).....	42
Figure III.5. Bac de stockage du kérosène	42

Chapitre IV : Matériels et méthodes

Figure IV.1. Laboratoire de contrôle de qualité du Topping condensat – Skikda – RA2K.	45
Figure IV.2. Chromomètre de Saybolt ASTM D156	46
Figure IV.3. Colorimètre automatique (ASTM D1500 /ASTM D156)	48
Figure IV.4. Détermination de l'acidité totale (ASTM D-3242).....	49
Figure IV.5. Détermination de la teneur en soufre total dans les produits pétroliers (méthode ultraviolet fluorescence) ASTM D5453	52
Figure IV.6. Doctor test (ASTM D4952)	53
Figure IV.7. Appareillage de distillation atmosphérique automatique.....	55
Figure IV.8. Détermination du point d'éclair en vase clos (ASTM D56)	56
Figure IV.9. Densimètre automatique (ASTM D 4052-18)	57
Figure IV.10. Appareillage de la détermination du point de congélation (ASTM D2386)	59
Figure IV.11. Viscosimètre (ASTM D 445).....	60
Figure IV.12. Détermination du Point de Fumée (ASTM D1322).....	62

Figure IV.13. Corrosion à lame de cuivre (ASTM D130).....	64
Figure IV.14. La teneur en gommes actuelles (ASTM D381)	65
Figure IV.15. Réaction à l'eau (ASTM 1094).....	68
Figure IV.16. MSEP carburant non additivé (ASTMD3948)	69
Figure IV.17. Détermination de la conductivité électrique (ASTM D2624).....	71

Chapitre V : Résultats et discussions

Figure V.1. Réaction à l'eau Kérosène/Jet A1 ASTM D 1094	78
Figure V.2 production du kérosène/jet A1 de la RA1K et RA2K (2019-2023).....	86

°C	Degré Celsius
A KOH	Acidité totale de KOH
AFQRJOS	Aviation Fuel Quality Requirements for Jointly Operated Systems
API	American Petroleum Institute
BTEX	Benzène, toluène, éthylbenzène, xylène
BTS	Basse Teneur en Soufre
C.L	Clair et limpide
cSt	Centistoke
ESD	ElectroStatic Discharge en anglais et en français Décharge Electrostatique
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
HGO	Gasoil Lourd
Jet A-1	carburant de type kérosène convenant à la plupart des aéronefs à réacteurs
JFTOT	Jet Fuel Thermal Oxydation Tester
LGO	Gasoil Léger
M	Masse molaire
mm	Millimetre
MSEP	« Micro-Spiromètre » un dispositif utilisé pour mesurer la séparation de l'eau dans le carburant
N.A	Normes Algériennes
OACI	Organisation de l'aviation civile internationale
PF	Point final de la distillation
PI	Point initial de la distillation
PIB	Produit intérieur brut
PPM	Partie Par Million
ps/m	Pico siemens par mètre
R	Un radical
R&D	Recherche et Développement
RA1K	Raffinerie une de Skikda
RA2K	Raffinerie deux de Skikda

SONATRACH	Société Nationale pour la Recherche, la production, le Transport, la transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures
SO_x	oxydes de soufre
STADIS	Static Dissipator
T_{ébu} (°C)	Température d'ébullition en Degré Celsius
TM	Tonne métrique
TRC	Terminal de Regazéification
TVR	Tension de vapeur de Reid
U.O.P	Universal Oil Products

INTRODUCTION

GENERALE

Introduction générale

En Algérie, le secteur des hydrocarbures est un pilier de l'économie nationale, avec des réserves abondantes de pétrole brut et de condensats. La compagnie nationale SONATRACH joue un rôle central dans l'exploration, la production, le transport et la transformation de ces ressources. Les raffineries algériennes, telles que celles de Skikda, Arzew et Hassi Messaoud, sont essentielles pour convertir ces matières premières en produits finis à haute valeur ajoutée.

Parmi les produits raffinés issus du pétrole brut et des condensats, le kérosène occupe une place particulièrement importante. Utilisé principalement comme carburant pour l'aviation, connu sous le nom de Jet A1, mais également comme combustible domestique et pour l'éclairage (pétrole lampant).¹ Sa production nécessite un raffinage précis pour assurer des standards élevés de pureté et de performance, essentiels pour la sécurité et l'efficacité des moteurs d'avion.

Le kérosène reste un élément fondamental de l'industrie aéronautique, car il est le principal carburant des avions. Grâce à son rôle stratégique dans le domaine des transports aériens, l'amélioration de ses processus de production revêt une grande importance. Dans cette perspective, cette recherche examine les différentes étapes de production du kérosène à partir du condensat, en mettant en évidence une analyse approfondie, tant quantitative que qualitative, des procédés de distillation et de raffinage.

Il est essentiel d'examiner attentivement les différentes étapes de transformation de ce condensat en kérosène de qualité aviation (Jet A1) et les techniques d'analyse normalisées au niveau du laboratoire de complexe RA2K doivent être examinées de manière approfondie. Cette analyse se concentre sur une comparaison minutieuse entre le kérosène/Jet A1 obtenu à partir du condensat et celui obtenu à partir du pétrole brut.

Grâce à cette comparaison rigoureuse entre le kérosène/jet A1 issu du condensat et celui provenant du pétrole brut, il sera possible d'évaluer les disparités et les similitudes, ce qui fournira des informations précieuses aux décideurs de l'industrie aéronautique et aux acteurs du marché du carburant.

¹Kraus, R. S. (1993). Le raffinage du pétrole. Bureau internationale du Travail, Industries chimiques et parachimiques (3e éd., Chapitre 78). <https://www.ilo.org/fr/documents/ilo078.htm>.

Dans le présent travail, nous avons fait une étude détaillée sur le circuit de raffinage et de traitement du kérosène au niveau du laboratoire de la raffinerie de Skikda RA2 K. Nous nous sommes principalement intéressés aux analyses effectuées sur ce combustible. Le mémoire résultant de cette étude est divisé en cinq chapitres :

- Dans le premier chapitre, nous procédons à une description détaillée du pétrole brut et des condensats, notamment ceux d'origine algérienne.
- Dans le deuxième chapitre, nous présenterons la raffinerie de Topping condensat de Skikda et plus particulièrement le laboratoire, le milieu de notre étude.
- Dans le troisième chapitre, nous exposerons un produit pétrolier fini, le kérosène/jet A1, en se basant sur ses propriétés, sa composition chimique, ses caractéristiques, les types de kérosène... etc.
- Dans le quatrième chapitre, nous exposerons les différents matériels et méthodes normalisés utilisés dans les analyses faites sur le kérosène/jet A1 durant notre étude au niveau du laboratoire RA2K, pour garantir la qualité du produit final.
- Dans le cinquième chapitre, nous présenterons les résultats d'analyses du kérosène/jet A1 obtenus ainsi qu'une étude comparative entre ces résultats et ceux effectués sur le kérosène/jet A1 provenant du pétrole brut du complexe RA1K.

Enfin, nous clôturerons ce mémoire par une conclusion générale.

CHAPITRE I

DESCRIPTION

GENERALE

DU PETROLE BRUT

ET

DES CONDENSATS

I.1. Introduction

Dans notre société contemporaine, les produits pétroliers occupent une place essentielle dans nos activités quotidiennes, en alimentant nos véhicules, en chauffant nos maisons et en fournissant des matières premières pour de nombreux produits finis indispensables. Le pétrole brut et le condensat sont au cœur de cette chaîne d'approvisionnement, deux ressources naturelles dont l'extraction, le raffinage et la distribution influencent l'économie mondiale et ont un impact sur l'environnement. Dans ce chapitre, nous examinerons en profondeur ces deux éléments essentiels du secteur pétrolier, en analysant leur origine, leurs caractéristiques et leur utilisation dans notre société contemporaine. Plongeons dans l'univers captivant des produits pétroliers et découvrons comment ils influencent notre monde moderne.

I.2. Le pétrole brut

I.2.1. Origine du pétrole brut

Le pétrole est une ressource énergétique fossile qui a été formée il y a environ 20 à 350 millions d'années. C'est le résultat de la décomposition d'organismes marins, principalement du plancton accumulé dans des bassins sédimentaires, au fond des océans, des lacs et des deltas. Il se compose d'un mélange d'hydrocarbures et d'autres molécules de soufre, d'azote et d'oxygène pour l'essentiel. Le pétrole est aussi connu sous les noms d'« huile » (« oil » en anglais) et de pétrole brut ou crude oil.

La matière organique est transformée en pétrole au cours de plusieurs dizaines de millions d'années, en passant par une substance intermédiaire connue sous le nom de kérogène (le kérogène est la substance solide qui se trouve entre la matière organique et les combustibles fossiles). Le charbon, le gaz naturel et le pétrole ont été créés à partir d'organismes vivants qui ont existé pendant les différentes périodes géologiques. Par la suite, le pétrole produit peut se retrouver coincé dans des formations géologiques spécifiques, connues sous le nom de "roches réservoirs", qui forment les gisements pétrolifères aujourd'hui exploités.²

I.2.2. Classification de pétrole brut

Après la découverte d'un gisement de pétrole, on lui fait subir des analyses afin de le

² Connaissance des Énergies. (s.d.). Formation du pétrole.

<https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole>.

classer. Cette classification a une grande importance dans la détermination de son schéma de traitement. Pour cela il existe trois méthodes de classification .³

I.2.2.1. Classification industrielle

Dans l'industrie, le pétrole est classé en trois catégories : léger, moyen et lourd. On les détermine en mesurant simplement la densité.

- Pétrole léger : l'aspect du pétrole brut se rapproche de celui du gas-oil. Il renferme une proportion assez significative de fractions claires (essences, kérosènes, huile de gaz). Il est paraffinique, peu sulfureux, peu gommeux et présente un faible indice d'octane. Les gisements sahariens présentent cette caractéristique.
- Pétrole moyen : la viscosité du pétrole brut est intermédiaire entre le pétrole léger et le pétrole lourd. Il s'agit par exemple des gisements du Moyen-Orient.
- Pétrole lourd : possède une forte aromatique, une grande quantité de cires, une faible quantité de fractions claires, une grande quantité de gomme, un rendement élevé en coke et un bitume de bonne qualité. Les gisements d'Amérique du Sud en sont un exemple.

Tableau I.1. La densité des types de pétrole ⁴

Types de pétrole	Densité
Pétrole léger	0,77 à 0,84
Pétrole Moyen	0,84 à 0,89
Pétrole lourd	> 0,89

Cette propriété est importante pour déterminer la rentabilité de l'exploitation. En effet, un pétrole peu visqueux ou léger est plus facile à extraire et à traiter qu'un pétrole lourd.

I.2.2.2. Classification chimique

Le pétrole est classé en fonction de la prédominance d'une des familles d'hydrocarbures, qu'il

³ BELGHIT, C. (2019). Nouvelles corrélations pour la détermination des propriétés physiques et thermodynamiques des hydrocarbures et des fractions pétrolières (Doctoral dissertation).

⁴ Perret, J., & Wuithier, P. (1958). Pétrole brut et fractions pétrolières (296e éd.). Paris : Institut Français de Pétrole.

s'agisse de paraffines, de naphthènes, d'aromatiques ou de mixtes. On peut appliquer cette classification en utilisant le facteur de caractérisation Kuop de Watson.

Ce facteur est calculé à partir des observations selon lesquelles la densité des hydrocarbures est proportionnelle à leur rapport C/H (à leur composition chimique) et que leur point d'ébullition est proportionnel à leur nombre carbonique.

Tableau I.2. Les proportions des hydrocarbures dans chaque type de brut.

Nature des HC brut	Brut paraffinique (%)	Brut naphthénique (%)	Brut asphaltique (%)
Paraffines	40	12	5
Naphthènes	48	75	15
Aromatiques	10	10	20
Asphaltiques	2	3	60

Le pétrole à base aromatique n'est pas mentionné, car les hydrocarbures de ces familles n'ont jamais représenté la majorité des fractions légères. La dénomination à base asphaltique est utilisée en revanche lorsque les fractions lourdes contiennent des produits similaires aux asphaltes naturels.

I.2.2.3. Classification technologique

Elle repose sur :

- **Selon la teneur en soufre**, le pétrole se divise en trois classes :
 - Pétrole légèrement sulfuré (doux) : teneur en soufre < 0.5 %.
 - Pétrole moyennement sulfuré : 0.5% < teneur en soufre < 2 %.
 - Pétrole extrêmement sulfuré : teneur en soufre > 2 %.

Une teneur en soufre élevée nécessite des efforts de raffinage supplémentaires pour atteindre les spécifications des produits.

- **Teneur potentielle en fractions claires PF = 350°C**
 - Pétrole léger : si la teneur est élevée (supérieure à 45 %).
 - Pétrole moyen : si la teneur est moyenne (entre 30 et 45 %).
 - Pétrole lourd : si la teneur est faible (inférieure à 30 %).

- **Teneur potentielle en paraffines** : trois types de pétrole sont classés en fonction de la teneur en paraffines et de la possibilité de produire des carburateurs, des carburants diesel et des huiles de distillat de base à partir du pétrole brut, avec ou sans déparaffinage :
 - Pétrole peu paraffinique ≤ 1.5 %
 - Pétrole paraffinique 1.5 à 6 %
 - Pétrole très paraffinique > 6 %

I.2.3. Composition des pétroles bruts

Les pétroles bruts sont principalement des mélanges complexes constitués de molécules provenant de la fusion d'atomes de carbone tétravalents et d'atomes d'hydrogène monovalents, d'où leur nom d'hydrocarbures. Il est nécessaire de séparer préalablement les produits pétroliers en différentes fractions ou coupes, puis de les purifier ou de les transformer ultérieurement afin d'obtenir des produits pétroliers répondant à des spécifications données.

Les principales coupes pétrolières obtenues dans les raffineries sont présentées dans la figure ci-dessous, avec leurs frontières typiques en termes de nombre d'atomes de carbone et de température d'ébullition ($^{\circ}\text{C}$), également connues sous le nom de points de coupe.

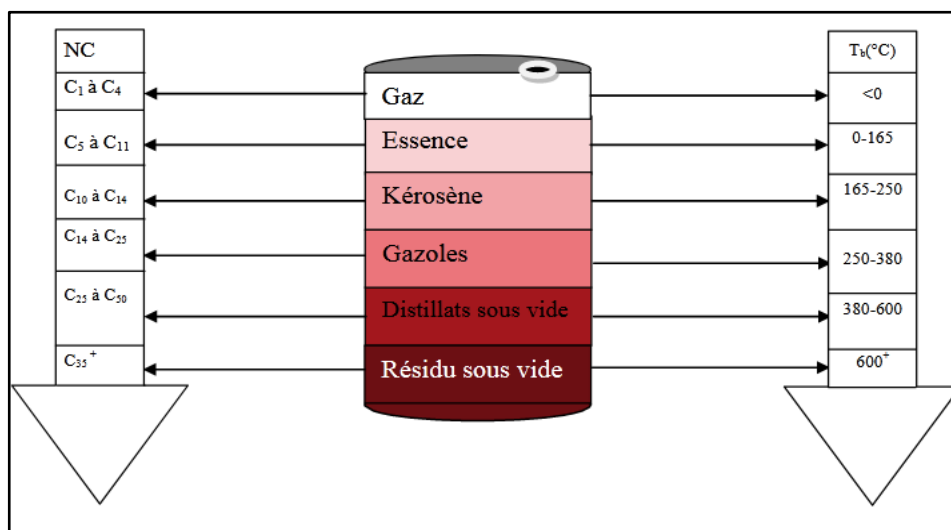


Figure 1.1. Principales coupes pétrolières.⁵

Les hydrocarbures sont les éléments fondamentaux des pétroles bruts ; leurs molécules ne renferment que du carbone et de l'hydrogène et se classent en différentes familles chimiques en fonction de leur composition comme suit :

⁵ Wauquier, J. P. (1994). Le raffinage du pétrole : Pétrole brut, produits pétroliers, schémas de fabrication (Vol. 1). Editions OPHRYS.

I.2.3.1. Les paraffines (hydrocarbures aliphatiques)

Leur formule générale C_nH_{2n+2} et composée d'un ensemble d'atomes de carbone combinés avec de l'hydrogène, qui peuvent être organisés en chaînes droites ou ramifiées.

Tableau I.3. Caractéristiques de quelques hydrocarbures aliphatiques.

	Formule générale	Formule semi-développée	Masse molaire (g/mol)	T _{ébu} (°C)	Densité
Méthane	CH ₄	CH ₄	16.0	-161.5	0.260
Ethane	C ₂ H ₆	CH ₃ -CH ₃	30.1	-88.6	0.377
Propane	C ₃ H ₈	CH ₃ -CH ₂ -CH ₃	44.1	-42.1	0.508
n-Butane	C ₄ H ₁₀	CH ₃ -CH ₂ -CH ₂ -CH ₃	58.1	-0.5	0.585
Isobutane	C ₄ H ₁₀	$\begin{array}{c} \text{CH}_3\text{-CH-CH}_3 \\ \\ \text{CH}_3 \end{array}$	58.1	-11.7	0.563

I.2.3.2. Les naphènes (hydrocarbures cycliques saturés)

Les alcanes à même nombre d'atomes de carbone ont des températures d'ébullition et des masses volumiques plus élevées. Les cycles les plus courants dans le pétrole brut sont ceux à cinq ou six atomes de carbone. Chaque atome d'hydrogène peut être remplacé par une chaîne paraffinique droite ou ramifiée dans ces cycles.


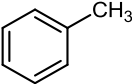
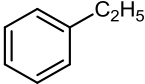
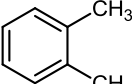
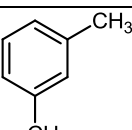
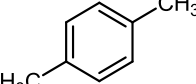
Tableau I.4. Caractéristiques de quelques hydrocarbures cycliques saturés.

	Formule globale	Masse molaire (g/mol)	T _{ébu} (°C)	densité
Cyclopentane	C ₅ H ₁₀	70.1	49.3	0.750
Méthyl-cyclopentane	C ₆ H ₁₂	84.2	71.8	0.753
Cyclohexane	C ₆ H ₁₂	84.2	80.7	0.783
Méthyl-cyclohexane	C ₇ H ₁₄	98.2	100.9	0.774

I.2.3.3. Les aromatiques

Il s'agit d'hydrocarbures de formule générale C_nH_{2n-6} polyinsaturés cycliques qui se trouvent en grande quantité dans les pétroles bruts. La présence d'au moins un cycle à trois doubles liaisons conjuguées dans leur formule leur donne des caractéristiques exceptionnelles. Effectivement, les éléments essentiels de la pétrochimie sont le benzène, le toluène et le xylène. Le cycle benzénique est le motif fondamental de tous ces hydrocarbures aromatiques.

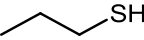
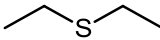
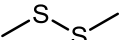
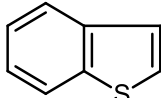
Tableau I.5. Caractéristiques de quelques hydrocarbures aromatiques.

Composés	Formule générale	Formule semi-développée	Masse molaire (g/mol)	T ébu (°C) (1 atm)	Densité
Benzène	C ₆ H ₆		78,1	80,1	0,884
Toluène	C ₇ H ₈		92,1	110,6	0,871
Ethylbenzène	C ₈ H ₁₀		106,2	136,2	0,871
O-xylène	C ₈ H ₁₀		106,2	144,4	0,884
M- xylène	C ₈ H ₁₀		106,2	139,1	0,868
P- xylène	C ₈ H ₁₀		106,2	138,4	0,865

I.2.3.4. Les composés soufrés

La concentration de soufre dans les pétroles bruts varie de 0,1 à plus de 8 % en poids, et cette concentration est liée à la densité et à la qualité du pétrole brut. Il existe différentes formes de soufre inorganique, telles que le soufre S élémentaire, l'hydrogène sulfuré H₂S, l'oxysulfure de carbone COS ou encore des molécules organiques comme :

Tableau I.6. Structures de composés soufrés présents dans les produits pétroliers.³

Familles	Thiols	Sulfures	Disulfures	Thiophènes
Exemples				

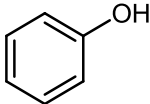
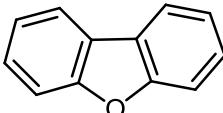
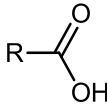
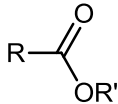
La concentration des composés sulfurés est remarquable dans le pétrole lourd, notamment avec l'augmentation de la densité et de la viscosité. Parmi les inconvénients, citons :

- Corrosifs dans : les tubes des échangeurs de chaleur, des fours, les pipelines... etc.
- Toxiques pour les voies respiratoires et l'environnement en général.
- Formation de gommages dans les moteurs automobiles.
- Poisons pour les catalyseurs en diminuant leur activité.
- Diminuer l'indice d'octane.

I.2.3.5. Les composés oxygénés

En général, les bruts renferment moins d'oxygène que de soufre. Malgré sa rareté, l'oxygène peut jouer un rôle important ; notamment, il est responsable de l'acidité des pétroles et provoque les problèmes de corrosion.

Tableau I.7. Structures de composés oxygénés présents dans les produits pétroliers.³

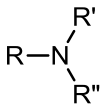
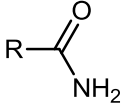
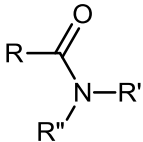
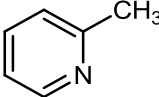
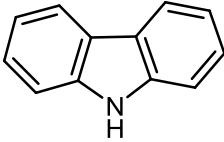
Familles	Phénols	Furanes et benzofuranes	Acides carboxyliques	Esters
Exemples				

R et R' sont des radicaux alkyls ou aromatiques.

I.2.3.6. Les composés azotés

L'azote est principalement présent dans les fractions de point d'ébullition supérieures à 250 °C dans les pétroles bruts, et il est particulièrement concentré dans les résines et les asphaltènes.

Tableau I.8. Structures de composés azotés présents dans les produits pétroliers.³

Familles	Amines	Amides	Pyridines	Carbazoles
Exemples	$R-NH_2$ $R-NH-R'$ 	 		

R, R' et R'' sont des radicaux alkyls ou aromatiques.

³ BELGHIT, C. (2019). Nouvelles corrélations pour la détermination des propriétés physiques et thermodynamiques des hydrocarbures et des fractions pétrolières (Doctoral dissertation).

I.2.3.7. Les composés organométalliques

Les atomes métalliques tels que le Nickel et le Vanadium (plus de 75% de la teneur globale en métaux) sont présents dans les fractions les plus lourdes des pétroles bruts. Ils font partie des molécules de la famille des porphyrines, avec un motif de base composé de quatre cycles pyrroliques, avec le métal au centre de cet ensemble sous la forme de Ni^{++} ou VO^+ .

Même à de faibles concentrations, ils sont également nocifs pour les catalyseurs utilisés pour la conversion des coupes lourdes.

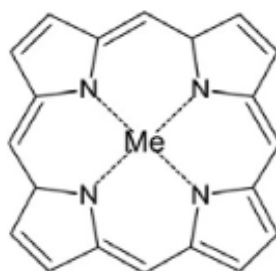


Figure I.2. Structure de composés métalliques présents dans les produits pétroliers

I.2.3.8. Composés chimiquement mal définis

Ces composés sont présents dans les fractions les plus lourdes du pétrole et se forment par oxydation des grosses molécules polyaromatiques concentrées en hétéroéléments.⁵

I.2.3.9. Les asphaltènes

Lorsqu'on parle des coupes pétrolières lourdes, il est nécessaire de faire référence aux composés asphalténiques. Contrairement aux composés décrits ci-dessus, les asphaltènes ne sont pas définis en termes de caractéristiques structurales, mais par des conditions purement opératoires. Ces composés sont donc définis comme la fraction du pétrole qui est insoluble dans un solvant paraffinique, mais soluble dans le toluène.⁶

Ce sont des particules de type colloïdal, de couleur noirâtre et de masse moléculaire pouvant varier de 500 à 1000.³ Ils sont présents dans les pétroles bruts sous forme de suspension. Au laboratoire, ils sont précipités à l'heptane normal, la partie soluble étant constituée par les

⁵ Wauquier, J. P. (1994). Le raffinage du pétrole : Pétrole brut, produits pétroliers, schémas de fabrication (Vol. 1). Editions OPHRYS.

⁶ Speight, James G. (2014) The chemistry and technology of petroleum. CRC press.

³ BELGHIT, C. (2019). Nouvelles corrélations pour la détermination des propriétés physiques et thermodynamiques des hydrocarbures et des fractions pétrolières (Doctoral dissertation).

maltènes. Ils sont à l'origine de nombreux problèmes de bouchage au niveau de la formation et des tubings de production, limitant ainsi la production.

I.2.3.10. Les résines


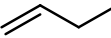
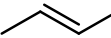
On obtient ces produits par chromatographie en phase liquide en éliminant la partie du matériau brut soluble dans le n-heptane avec des solvants très polaires. En général, les résines sont des molécules très aromatiques, avec une masse moléculaire qui peut fluctuer entre 500 et 1000.

I.2.3.11. Les oléfines (Alcènes)

Les oléfines, aussi appelées alcènes, sont des hydrocarbures insaturés avec une double liaison carbone-carbone, leur formule générale est $C_nH_{2(n-d+1)}$, où d est le nombre de doubles liaisons. Comme les paraffines. Elles peuvent être linéaires (oléfines normales) ou ramifiées (isooléfines), et bien qu'elles soient peu présentes dans les pétroles bruts à l'état naturel à cause de leur réactivité, elles se forment lors des procédés de raffinage (en particulier ceux qui se déroulent en l'absence d'hydrogène).

Leurs propriétés physiques varient avec leur masse moléculaire, les plus légères étant gazeuses et les plus lourdes solides. Chimiquement réactives, elles subissent des réactions d'addition.

Tableau I.9. Composés oléfiniques couramment rencontrés dans les coupes pétrolières.⁷

Composés	Formule générale	Formule semi-développée	Masse molaire	T _{ébu} (°C)	Densité
Propylène	C ₃ H ₆		42.1	-47.7	0.523
But-1-ène	C ₄ H ₈		56.1	-6.3	0.601
Trans-but-1-ène	C ₄ H ₈		56.1	0.8	0.610

I.2.4. Le raffinage du pétrole brut

Le raffinage du pétrole est une industrie lourde qui transforme le pétrole brut, en produits énergétiques et non énergétiques. Cette transformation s'effectue dans les raffineries, qui sont

⁷ Whitson, C. H. (1983). Characterizing hydrocarbon plus fractions. Society of Petroleum Engineers Journal, 23(04), 683-694.

des usines à feux continus, automatisées et très complexes qui se diversifient selon la gamme des produits fabriqués et la qualité des pétroles bruts comparée aux exigences du marché.

Le processus de raffinage se divise en plusieurs étapes successives :

I.2.4.1. Distillation atmosphérique

C'est la première étape du raffinage, elle consiste à séparer les différents hydrocarbures en fonction de leur température d'ébullition. Dans les tours de distillation atmosphérique, le pétrole brut dessalé est préchauffé et acheminé vers la colonne de distillation verticale. Cette colonne de distillation initiale permet de fractionner le pétrole brut, selon sa densité, en un certain nombre de coupes.

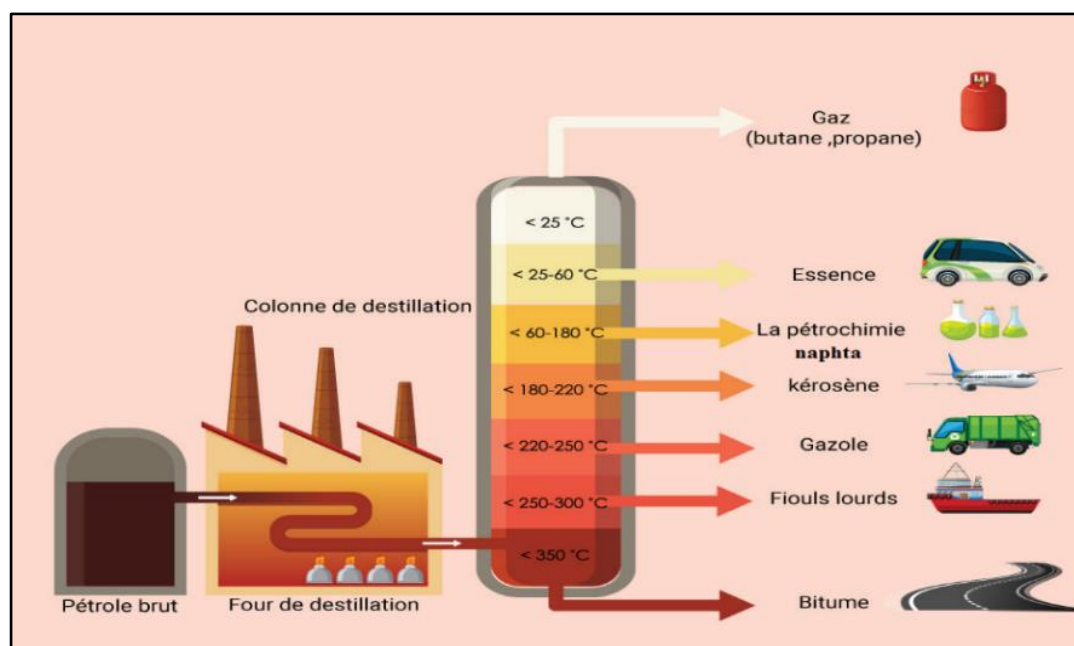


Figure I.3. Schéma du procédé de distillation atmosphérique et ses principales coupes.

I.2.4.2. Procédés de transformation

Ce sont les procédés majeurs du raffinage et de la pétrochimie, ils permettent de gérer des molécules nouvelles aux propriétés adaptées à l'usage du produit, soit par réarrangement moléculaire, soit par conversion des fractions lourdes en fractions légères. La structure chimique des molécules d'hydrocarbures est modifiée par les unités de conversion, ce qui améliore leurs caractéristiques et leurs propriétés.

I.2.4.3. Purification

Une fois séparés, il est nécessaire de purifier les produits. Il est essentiel de procéder à la purification afin d'éviter l'empoisonnement des catalyseurs et/ou d'éliminer les substances nocives pour l'environnement à leur origine. Par exemple, il est nécessaire de retirer l'excès de soufre de l'essence et du diesel.

I.2.4.4. Blending

Consistent à mélanger et à combiner des fractions d'hydrocarbures, des additifs et d'autres composés pour obtenir des produits finis possédant des caractéristiques de performance spécifiques.

I.2.5. Le pétrole brut Algérien

L'Algérie est l'un des principaux producteurs de pétrole en Afrique et joue un rôle crucial sur le marché énergétique mondial.

Le pétrole brut algérien est reconnu pour ses qualités distinctives qui en font l'un des types de pétrole les plus prisés sur le marché mondial.

I.2.5.1. Production du pétrole en Algérie

L'Algérie est l'un des principaux producteurs de pétrole en Afrique et membre de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP).

La production quotidienne est variable, mais l'Algérie produit généralement plus d'un million de barils par jour. Elle produit différents types de pétrole brut, chacun ayant des caractéristiques distinctes en termes de qualité et de composition.

Le « Sahara Blend » est le principal grade de pétrole brut dans le pays, il est léger et à faible teneur en soufre.

Elle produit également d'autres types de pétrole brut tels qu'Ourhoud Blend, Zarzaitaine Blend, mais le Saharan Blend est le plus connu et le plus exporté.

SONATRACH est le responsable de la majorité des activités d'exploration, de production, de transport, de raffinage, et de commercialisation des hydrocarbures du pays.

I.2.5.2. Caractéristiques du Pétrole Brut Algérien

- **Légèreté** : Le Sahara Blend est un pétrole brut léger avec une densité API généralement supérieure à 40 degrés. Cette légèreté facilite son raffinage.
- **Faible Teneur en Soufre** : Le Sahara Blend a une faible teneur en soufre (souvent inférieure à 0,1%), ce qui en fait un brut "sweet". Cette faible teneur en soufre réduit les coûts de désulfuration et le rend plus écologique.
- **Composition** : Riche en fractions légères, ce qui permet de produire une plus grande quantité de produits pétroliers légers tels que l'essence et le naphtha.
- **Stabilité** : Le pétrole brut algérien est réputé pour sa stabilité chimique, ce qui facilite son transport et son stockage.

Sa qualité le rend très demandé sur le marché international, notamment en Europe et en Amérique du Nord.

I.2.5.3. Importance économique

L'industrie pétrolière attire des investissements étrangers, notamment de grandes compagnies pétrolières internationales.

Les principaux marchés d'exportation comprennent l'Europe (France, Italie, Espagne), les États-Unis, et certains pays asiatiques.

Les exportations de pétrole brut représentent une part significative des revenus en devises de l'Algérie.

Le secteur pétrolier et gazier constitue une grande partie du PIB algérien et joue un rôle central dans l'économie du pays.

I.3. Les condensats

Les condensats occupent une place intermédiaire dans le spectre des hydrocarbures non raffinés, qui s'étend du gaz naturel aux pétroles bruts.⁸

⁸ Organisation internationale maritime (OMI). (2021, 31 mai - 2 juin). Étude sur les déversements de condensats. Centre régional méditerranéen d'intervention d'urgence contre la pollution marine accidentelle (REMPEC). <https://www.rempec.org/en/knowledge-centre/online-catalogue/f-fpm2021-wg-51-10-mtwg.pdf>

Le condensat, dit aussi « pentane plus » ou « C₅+ », ou encore « liquides de puits de gaz naturel », désigne la fraction lourde allant du pentane (C₅H₁₂) jusqu'au décane ou plus. A la différence du brut, le condensat n'est pas liquide dans les gisements, mais gazeux (du fait de la température), et se condense lorsqu'il est refroidi par la détente à la sortie des puits.

I.3.1. Origine de condensat

Les produits pétroliers et gazeux sortent souvent des gisements sous forme de mélange liquide, ces hydrocarbures sont collectés par des conduites et évacués vers un centre de traitement.

Le traitement du gaz naturel consiste à séparer, au moins partiellement, certains constituants présents à la sortie du puits tels que l'eau, les gaz acides et les hydrocarbures lourds pour amener le gaz à des spécifications de transport ou à des spécifications commerciales.

La répartition de ces traitements entre les lieux de production et de livraison résulte de considérations économiques, il est généralement préférable de ne réaliser sur le site de production que les seuls traitements qui rendent le gaz transportable.

Une première étape permet de réaliser la séparation des fractions liquides éventuellement contenues dans l'effluent du puits, l'étape de traitement qui suit dépend du mode de transport adopté.

La fraction liquide (C₅+), séparée du gaz naturel sur le site de production, est appelée «Condensat». Après le traitement, on distingue deux types de gaz qui impliquent deux traitements différents.

I.3.1.1 Gaz humide

Il est riche en fractions condensables. Dans ce cas, le traitement va combiner les techniques de séparation par détente et le fractionnement par distillation.

Grâce à une série de détentes, on obtient un refroidissement du gaz jusqu'à - 60°C, ce qui va permettre une récupération maximale d'hydrocarbures liquides tels que : les GPL et les condensats, ces derniers sont ensuite séparés par fractionnement dans une raffinerie puis expédiés par canalisation. Les liquides de gaz naturel, quant à eux, peuvent être considérés comme une sorte de pétrole léger très recherché par les raffineurs, et souvent utilisé comme matière première pour la pétrochimie.

I.3.1.2. Gaz sec

Celui-ci se trouve pauvre en fractions condensables. Il est essentiellement constitué de méthane. Le traitement va donc consister à éliminer les éventuelles impuretés.⁹

I.3.2. Usages du condensat

En raison de leur composition chimique, le condensat est très utile dans diverses applications pétrochimiques et industrielles.

➤ Production d'Éthylène et de Propylène

- Les condensats, une fois séparés en fractions comme le naphta, sont utilisés comme matière première dans les unités de vapocraquage. Ce processus décompose les hydrocarbures en monomères d'éthylène et de propylène par pyrolyse à haute température.

- L'éthylène et le propylène sont des blocs de construction pour la fabrication de polymères comme le polyéthylène, le polypropylène, ainsi que des produits chimiques tels que l'oxyde d'éthylène et le styrène.

➤ Alimentation des Raffineries

- Blending : Les condensats sont mélangés avec d'autres fractions pétrolières pour ajuster la composition des charges d'alimentation des unités de raffinage.

- Fractionnement : Les condensats peuvent être fractionnés pour extraire des composants spécifiques comme l'essence légère, le kérosène, et le diesel.

➤ Fabrication de Solvants

- Hydrocarbures légers : Les pentanes et les hexanes extraits des condensats sont utilisés comme solvants dans l'industrie chimique et pharmaceutique, ainsi que dans la fabrication de colles, de peintures, et de vernis.

➤ Production de Carburants

- GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié) : Le propane et le butane séparés des condensats sont utilisés comme GPL pour le chauffage, la cuisine, et comme carburant pour les véhicules.

- Naphta léger : Utilisé comme composant pour la fabrication de l'essence par reformage catalytique.

⁹ Bowman, R. B. (1945). Production of natural gasoline. Engineering and Science Monthly, San Diego, CA.

➤ **Fabrication de Produits Pétrochimiques Spécialisés**

- Les hydrocarbures légers peuvent être convertis en produits chimiques de plus grande taille par des réactions comme l'oligomérisation, utilisée pour produire des plastiques techniques et des lubrifiants synthétiques.

I.3.3. Raffinage du Condensat

Le raffinage des condensats consiste en une série de procédés destinés à séparer et à transformer les hydrocarbures légers contenus dans les condensats en produits commercialisables. Voici les principales étapes et techniques employées :

- **Séparation Initiale (Dégazage) :** Séparation du gaz naturel dissous pour stabiliser le condensat liquide.
- **Stabilisation :** Enlève les composants les plus volatils pour réduire la pression de vapeur et rendre le condensat plus sûr à manipuler et à transporter. Les produits légers (propane, butane) sont récupérés sous forme de GPL.
- **Distillation Atmosphérique :** Sépare le condensat en différentes fractions par leurs points d'ébullition, produisant des GPL, du naphta, du kérosène, et du gazole.
- **Conversion et Amélioration :**
 - Hydrotraitement : Utilisation de l'hydrogène pour éliminer les impuretés comme le soufre, améliorant la qualité des produits.
 - Craquage Catalytique et à la Vapeur** : Conversion des fractions plus lourdes en hydrocarbures plus légers comme l'essence, l'éthylène, et le propylène.
- **Séparation et Polissage des Produits :**
 - Fractionnement du GPL : Sépare le propane, le butane et autres gaz légers pour des usages spécifiques.
 - Débutaniseur : Sépare le butane des autres composants.
- **Traitements Spécialisés :**
 - Reformage Catalytique : Convertit le naphta en produits à haute teneur en octane et en aromatiques pour améliorer les carburants et fournir des matières premières pour la pétrochimie.
 - Isomérisation : Augmente l'indice d'octane des carburants en convertissant les hydrocarbures linéaires en isomères ramifiés.

➤ **Polissage Final :**

- Désulfuration : Élimine les traces de soufre restantes pour produire des carburants conformes aux normes environnementales.

I.3.4. Le Condensat Algérien

Les condensats algériens, souvent appelés "condensats de gaz naturel", sont des hydrocarbures légers produits en association avec l'extraction de gaz naturel. Ces liquides sont reconnus pour leur haute qualité et sont précieux pour de nombreuses applications industrielles et pétrochimiques. Voici une description détaillée de leurs caractéristiques, de leur production et de leur utilisation.

I.3.4.1. Production de Condensat en Algérie

L'Algérie produit des quantités significatives de condensats, qui sont principalement issus des champs de gaz naturel situés dans le désert du Sahara. Le condensat algérien se distingue en deux qualités :

- Le condensat d'Arzew provenant de Hassi R'mel, qui a une teneur élevée en paraffine, avec présence de mercure, présente une bonne charge pétrochimique.
- Le condensat de Skikda provenant d'Alrar, Rhourde Nousse, Haoud Elhamra et HMD est un condensat coloré (présence des iso-paraffines), car il est altéré par des traces de brut. Ce condensat est moins apprécié par les pétrochimistes.

SONATRACH est le responsable des activités d'exploration, de production, de transport, de raffinage, et de commercialisation du condensat du pays.

I.3.4.2. Caractéristiques des Condensats Algériens

- **Légèreté :** Les condensats algériens sont des hydrocarbures légers, ce qui signifie qu'ils ont une densité API élevée, généralement supérieure à 50 degrés. Cela les rend plus volatils et plus faciles à transformer en produits pétrochimiques légers.
- **Faible Teneur en Soufre :** Comme le pétrole brut algérien, les condensats ont une faible teneur en soufre, ce qui les classe parmi les bruts "sweet". Cela réduit les coûts de désulfuration et rend le processus de raffinage plus écologique.
- **Composition Chimique :** Les condensats algériens contiennent des hydrocarbures légers tels que l'éthane, le propane, le butane, le pentane et des fractions plus lourdes.

Leur composition chimique varie selon le champ de production, mais ils sont généralement riches en naphta et en LPG (gaz de pétrole liquéfié).

I.3.4.3. Importance économique

Les condensats algériens sont exportés vers des marchés internationaux, notamment en Europe et en Asie, où ils sont valorisés pour leur haute qualité et leur faible teneur en soufre.

L'exportation de condensats contribue significativement aux revenus en devises de l'Algérie, soutenant l'économie nationale.

I.4. Produits Raffinés à partir du pétrole brut et des condensats

Les produits raffinés à partir du pétrole brut et des condensats sont nombreux et variés, en raison des différences dans la composition chimique et les propriétés physiques de ces matières premières. Voici une liste détaillée des produits raffinés issus du pétrole brut et des condensats, ainsi que leur utilisation principale.

I.4.1. Le gaz liquéfié (raffiné à partir des deux sources)

Le gaz naturel liquéfié (GNL) est liquéfié à des températures inférieures à 25°C. Il est constitué d'un mélange d'hydrocarbures paraffiniques et oléfiniques comme le méthane, l'éthane, le propane et le butane. Ils sont incolores et leurs vapeurs sont plus denses que l'air et extrêmement inflammables. Ils sont stockés et manipulés sous la forme de liquides sous pression. Ils sont utilisés comme source d'énergie à usage domestique et aussi comme carburant propre pour certains véhicules.

I.4.2. Essences (raffinés à partir des deux sources)

C'est un mélange de fractions d'hydrocarbures constituées principalement d'hydrocarbures légers à point d'ébullition relativement bas. Elles sont de couleur jaune pâle, assez volatiles et très inflammables. Les essences sont utilisées comme solvants et comme carburants pour les automobiles ou pour divers usages industriels.

I.4.3. Naphta (raffiné à partir des deux sources)

Le naphta est un mélange complexe d'hydrocarbures liquides légers dérivés du pétrole brut ou du gaz naturel. Il sert principalement comme matière première dans la pétrochimie pour la production d'éthylène, de propylène et d'autres produits chimiques de base par le procédé de vapocraquage. Le naphta est également utilisé comme solvant industriel et comme intermédiaire dans la fabrication de certains carburants et lubrifiants. Sa composition varie en fonction de sa source et des procédés de raffinage utilisés pour l'obtenir.

I.4.4. Kérosène (raffiné à partir des deux sources)

C'est un liquide pétrolier incolore ou jaune pâle, distillant entre 150°C et 100°C. Le kérosène est principalement utilisé comme carburant pour les avions en raison de ses propriétés énergétiques et de sa stabilité à haute altitude. Il est aussi utilisé comme combustible pour certains appareils de chauffage et de cuisine.

I.4.5. Gas-oil (raffiné à partir des deux sources)

Le gas-oil ou le gazole est un liquide de couleur jaune clair, c'est un mélange d'hydrocarbures dont la gamme varie entre le C₁₄ et le C₂₀. Il est principalement utilisé dans les moteurs diesel, qui équipent de nombreux véhicules comme les camions, les voitures, les autobus et les camions agricoles. Il est également utilisé pour le chauffage domestique dans certaines régions. On distingue deux types de gasoil :

- Un gasoil léger (LGO).
- Un gasoil lourd (HGO).

I.4.6. Fuel-oil (raffiné à partir du pétrole brut)

Le fuel-oil, également connu sous le nom de mazout, est un liquide visqueux de couleur foncée utilisé principalement pour le chauffage et pour alimenter les chaudières industrielles et les centrales électriques. Il existe plusieurs grades :

- Le fuel-oil lourd : il est généralement utilisé dans les installations industrielles et maritimes en raison de sa densité et de sa teneur en soufre plus élevée.
- Le fuel-oil léger est plus couramment utilisé pour le chauffage domestique.

I.4.7. Les hydrocarbures aromatiques (raffiné à partir du pétrole brut)

Tel que le benzène, le toluène, le métaxylène et le paraxylène. Ces produits sont des liquides incolores, à odeur caractéristique et agréable. Ils sont chimiquement stables et pratiquement insolubles dans l'eau, mais miscibles à de nombreux solvants organiques. Pour cela, ils sont considérés comme d'excellents solvant de graisse, de cires et de résines.

I.4.8. Lubrifiants et graisse (raffiné à partir du pétrole brut)

Elles sont composées principalement d'hydrocarbures lourds et présentent une grande viscosité. Elles sont destinées au graissage et à la lubrification des moteurs.

On distingue :

- Huiles moteurs : destinées aux moteurs de véhicules.
- Huiles industrielles : destinées aux moteurs autres que ceux des véhicules, tels que les machines et turbines à vapeur, des turbines à gaz, des compresseurs, etc.
- Graisses lubrifiantes : elles sont préparées à partir de la dispersion de gels de savons dans l'huile.
- Paraffines et cires : elles ont une structure plus dense et plus compacte que celle des graisses, obtenues comme résidu lors de la distillation du pétrole brut, utilisées pour la fabrication des bougies, des cirages, des crèmes de toilette ..., etc.

I.4.9. Bitume (raffiné à partir du pétrole brut)

Les bitumes sont les fractions les plus lourdes du pétrole brut. Ils sont caractérisés par leur point de ramollissement et leur pénétration. Le principal usage des bitumes est dans la fabrication de l'asphalte pour les chaussées routières. Il est utilisé dans les matériaux de couverture pour ses propriétés d'étanchéité

I.5. Conclusion

Le pétrole brut et le condensat jouent des rôles essentiels dans l'industrie énergétique mondiale, fournissant les matières premières nécessaires à la production de carburants et de produits pétrochimiques. En Algérie, ces hydrocarbures constituent des ressources stratégiques, contribuant de manière significative à l'économie nationale et aux revenus d'exportation.

Les raffineries sont au cœur de la valorisation du pétrole brut et des condensats. Les raffineries algériennes, notamment celles d'Arzew, Hassi Messaoud, et Skikda, sont équipées

pour traiter à la fois le pétrole brut et les condensats, jouant un rôle crucial dans la chaîne de valeur des hydrocarbures du pays.

La raffinerie de Skikda, en particulier, est la plus grande et la plus sophistiquée du pays. Située sur la côte nord-est de l'Algérie, elle a une capacité de traitement d'environ 15 millions de tonnes par an, incluant le pétrole brut et les condensats.

Dans le chapitre suivant, nous présenterons la raffinerie de topping condensat de Skikda au sein de laquelle nous avons réalisé notre stage pratique.

CHAPITRE II

PRESENTATION DE

LA RAFFINERIE

TOPPING

CONDENSAT

II.1. Introduction

L'Algérie est renommée mondialement pour la quantité et la qualité de son pétrole brut (brut léger et BTS) et de son gaz naturel, elle dispose aussi d'une importante quantité de condensat.

La gestion de ses sources est principalement assurée par SONATRACH, la compagnie qui joue un rôle clé dans l'industrie énergétique du pays. Elle est responsable de l'exploration, de la production, de la transformation et de la commercialisation des hydrocarbures en Algérie. SONATRACH a également des investissements et des partenariats à l'étranger, ce qui renforce sa position sur le marché mondial.

On compte actuellement six raffineries en Algérie, cinq sont en cours d'exploitation (Alger, Arzew, Skikda (RA1K et Topping condensat), Hassi-Messaoud et Adrar, la sixième est celle d'Ain Amenas qui est en arrêt depuis 1986. La capacité de traitement annuelle s'élève à environ 27 millions de tonnes par an (Tableau II.1) selon les chiffres de la compagnie SONATRACH.

Tableau II.1. Capacité de traitement des raffineries algériennes.

	Capacité en millions tonnes/an	
	Avant Réhabilitation	Après Réhabilitation
Raffinerie		
Raffinerie de Skikda (RA1.K)	15,000	16,500
Topping Condensat (RA2.K)	5,000	5,000
Raffinerie d'Arzew (RA1.Z)	2,500	3,750
Raffinerie d'Alger (RA1.G)	2,700	3,645
Raffinerie de Hassi-Messaoud (RHM)	1,200	1,200
Raffinerie d'Adrar	0,600	0,600
Total	27,000	30,695

La raffinerie RA2k de Skikda, située à l'est de l'Algérie, est l'une des plus grandes installations de raffinage du pays. Cette raffinerie joue un rôle vital dans la transformation du condensat en produit fini de haute qualité. La RA2K est équipée de technologies modernes qui permettent de maximiser l'efficacité et la qualité des produits transformés.

Dans ce chapitre, nous aborderons en détail la raffinerie Topping Condensat ainsi que le laboratoire.

II.2. Présentation du complexe Topping condensat (RA2K) -Skikda-

Le complexe Topping condensat de Skikda appelé communément RA2K est un patrimoine de la division raffinage qui dépend de l'Activité AVAL de l'entreprise Nationale SONATRACH.

La raffinerie RA2K est spécialisée dans le traitement du condensat livré par le Terminal de La Direction Région Transport Est de Skikda (RTE) ; Sa capacité de traitement est 5 de millions de tonnes métriques de condensat provenant du Centre de Stockage de Haoud El Hamra pendant une période continue de 330 jours.¹⁰

Construite selon des normes modernes, la raffinerie de Skikda (RA2K) est la seule en Algérie à traiter ce condensat, destiné auparavant à l'exportation. Ce complexe est conçu pour le traitement de cinq (5) charges différentes de condensat nommées comme suit : **OB#1, ALRAR, BEJAIA, RHOURE-NOUSS, NEW OB#1.**¹¹

Les produits finis de l'unité tels que Butane, Naphta, Kérosène, Gasoil Léger (LGO) et Gasoil Lourd (HGO), sont stockés dans des bacs de stockage intermédiaire correspondant à une autonomie d'exploitation de quatre jours environ, avant de les expédier vers la raffinerie RA1K.

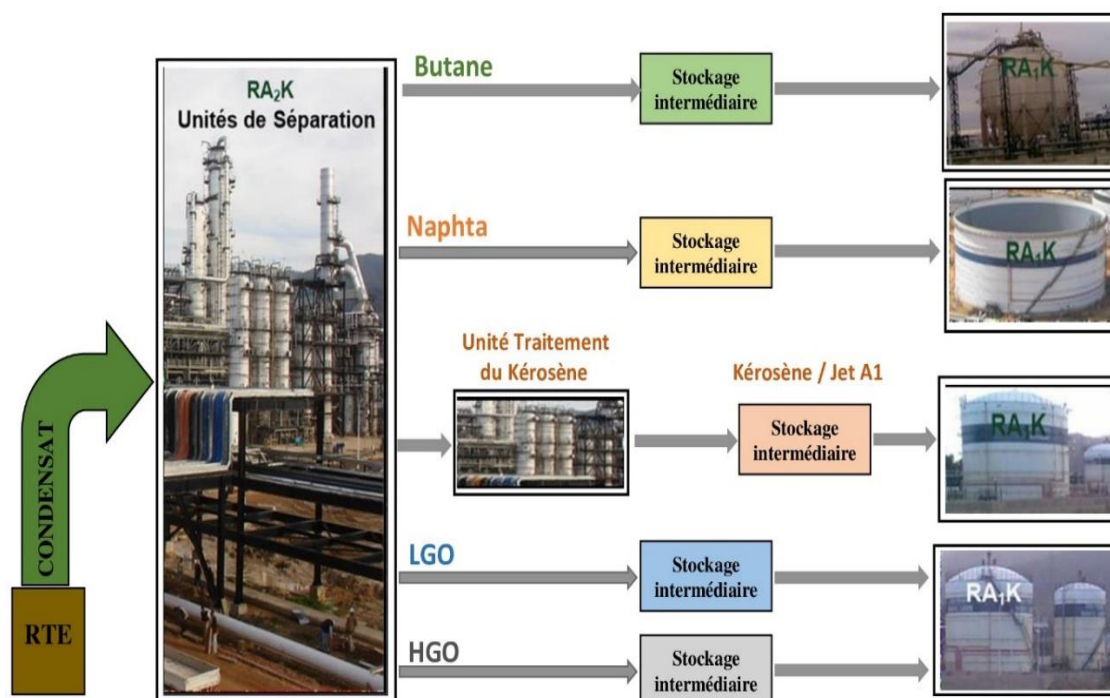


Figure II.1. Vue générale sur les principaux produits de la raffinerie RA2K.

¹⁰ Manuel d'opération Unité 100 du TOPC.

¹¹ SONATRACH. (2013). Rapport activité. Aval - Division Raffinage RA2K Département HSE Service intervention. Plant interne d'intervention P II. p.223.

II.3. Localisation géographique

La RA2K se trouve à l'Est de la ville de Skikda, dans l'enceinte de la zone industrielle, en dehors du tissu urbain, dans le périmètre de l'ancien aéroport. La superficie du site d'implantation est d'environ 45 hectares. Les grands sites industriels situés aux alentours sont comme suit :

- Au Nord : le complexe de liquéfaction du gaz naturel GL1K.
- Au Nord-Est : le complexe des matières plastiques CP1K et POLYMED.
- À l'Est : la raffinerie de pétrole RA1K.
- Au Sud : le Terminal de stockage du pétrole brut et du Condensat RTE.

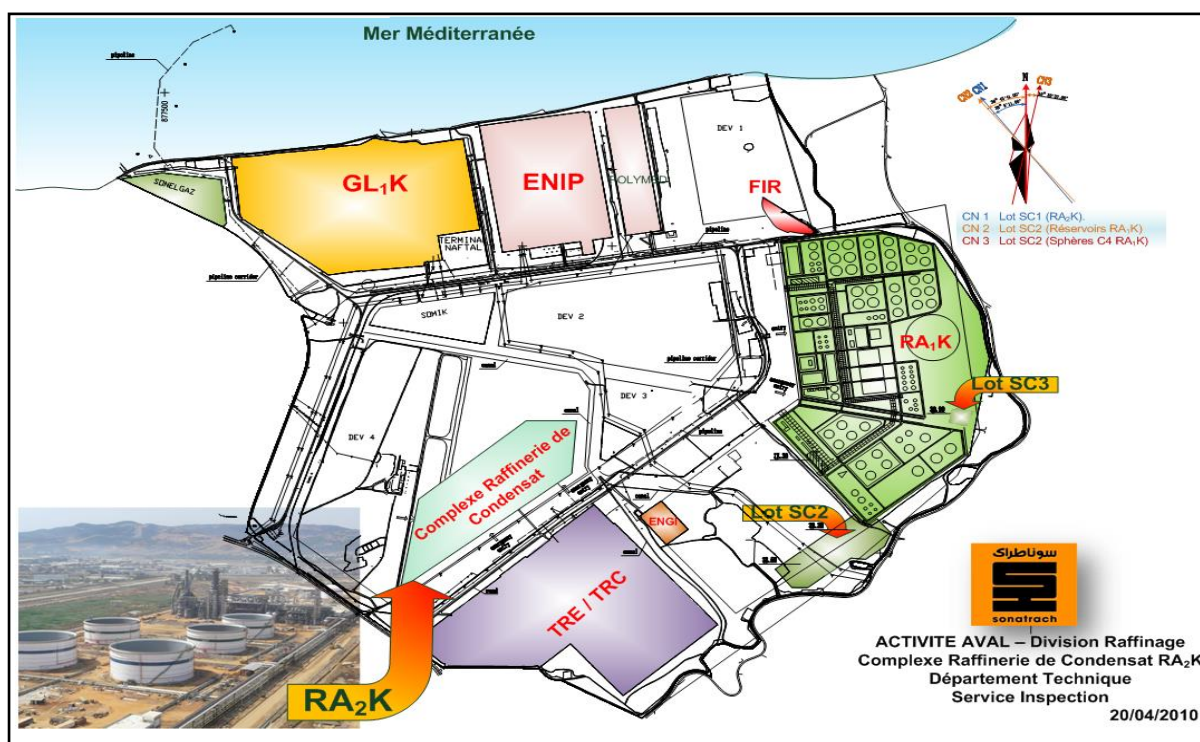


Figure II.2. Localisation géographique de la RA2K dans la zone industrielle Skikda.¹²

II.4. Conception Générale du Complexe (RA2K)

Le complexe comprend plusieurs unités et installations de traitement, à savoir :

- Unité Topping de Condensat (**Unité-100**).
- Unité de traitement de kérosène (**Unité-200**).
- Installations de stockage et transport de produits finis (**Unité-300**).
- Système de torche (**Unité-400**).

¹² Service Inspection, Département Technique, Complexe Raffinerie de Condensat RA2K. (s.d.). Rapport interne.

- Des installations de production et de distribution des Utilités (**Unité-500**).

II.4.1. Unité de Topping de condensat (U100) :

L'objectif de l'unité Topping de Condensat est de distiller la charge de condensat en quatre coupes principales, Butane, Naphta, Kérosène, Gasoil Leger (LGO) et Gasoil Lourd(HGO).

L'unité peut être divisée en un certain nombre de sections :

- Distillation du Condensat ;
- Stabilisation du Naphta ;
- Dépropanisation et séchage de butane.

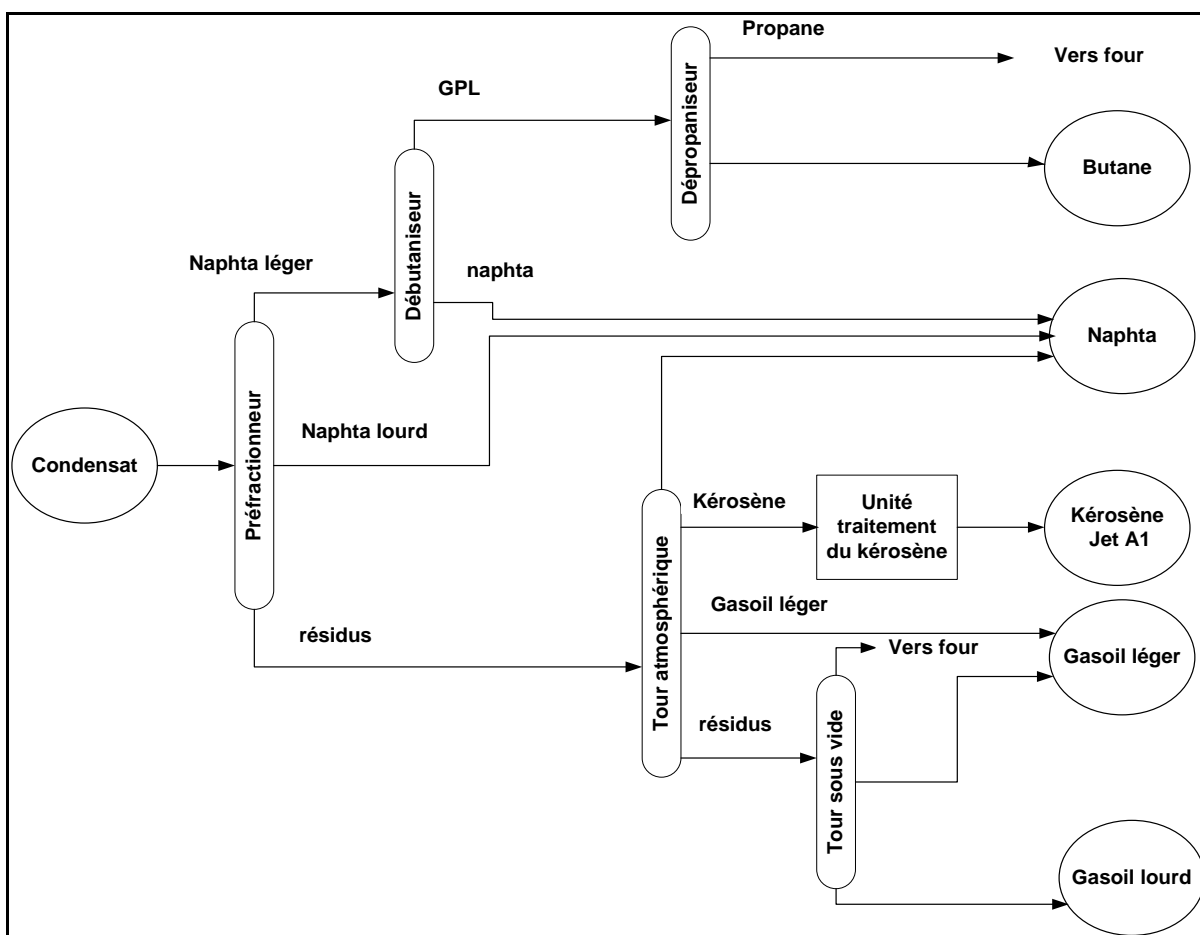


Figure II.3. Schéma synoptique de l'unité Topping de Condensat (U100).¹¹

¹¹ SONATRCH. (2013). Rapport activité. Aval - Division Raffinage RA2K Département HSE Service intervention. Plant interne d'intervention P II. p.223.

Dans cette unité de traitement, on rencontre des niveaux moyens de pression et de température. Une instrumentation appropriée a été installée ainsi qu'un système de contrôle distribué pour mesurer et contrôler les paramètres du procédé, à savoir : pression, température, débit et niveaux des colonnes/capacités.

Des systèmes d'ESD (système d'arrêt d'urgence) ont été installés pour l'arrêt en toute sécurité des équipements tels que les fours et les pompes. Toutes les capacités, colonnes, etc. ont été munis par des soupapes pour assurer la sécurité du personnel et des installations. Des systèmes de détection de feux et de gaz (F&G) ont été installés aux endroits stratégiques.

L'unité de production est dotée des moyens d'extinction (des moyens de lutte contre l'incendie) tels que le réseau d'eau d'incendie, la bouche d'incendie et les moniteurs d'incendie sur les emplacements périphériques et stratégiques.

II.4.2. Unité traitement du kérosène (U200)

Cette unité de traitement du kérosène est destinée à la purification du kérosène produit par la colonne de distillation atmosphérique T-103. Sa mise en service dépendra des caractéristiques de kérosène. Elle ne peut être démarrée qu'après la mise en service de l'unité 100 en cas où le kérosène nécessiterait des traitements.

Cette unité consiste en trois parties :

- ✓ Eliminer l'acidité, l'eau et l'impureté du Kérosène ;
- ✓ Traitement de résidus caustiques ;
- ✓ Préparation et stockage soude caustique / acide, ainsi que le transfert.

II.4.3. Unité de stockage et de transfert (U300)

L'unité 300 assure la réception, le stockage et l'alimentation en condensat pour l'unité de production, ainsi que la réception, le stockage et le transfert de tous les produits finis, ces produits finis seront transférés vers des installations de stockage correspondantes au niveau de la Raffinerie RA1K. Elle est constituée de :

- 3 bacs de stockage pour le condensat
- 2 bacs de stockage pour le naphta avec une capacité de 36 600 m³ chaque un.
- 2 bacs de stockage pour le kérosène avec une capacité de 5360 m³ chaque un.
- 2 bacs de stockage pour le LGO avec une capacité de 2180 m³ chaque un.
- 2 bacs de stockage pour le HGO avec une capacité de 860 m³ chaque un.
- 2 sphères de stockage pour le butane avec une capacité de 1400 m³ chaque une.

II.4.4. Système torche (U400)

La torche à une hauteur d'environ 120 mètres est utilisée pour brûler les gaz provenant des événements des équipements du procédé de l'unité Topping condensat, ainsi que les sphères de butane. Ce système est doté d'un système de traitement anti-fumée.

II.4.5. Les utilités (U500)

Elle contient les sections suivantes :

- 501 : section de traitement des eaux usées ;
- 502 : section d'alimentation en eau de refroidissement ;
- 503 : section d'alimentation et de drainage d'eau potable ;
- 504 : section du réseau anti-incendie ;
- 505 : section d'alimentation d'air comprimé.

Les principales utilités requises pour la mise en exploitation du complexe sont le gaz naturel, l'azote, l'électricité, l'eau industrielle, la vapeur, l'unité traitement des effluents et l'air comprimé.¹³

II.4.6. Unité d'affectation (laboratoire d'analyse et contrôle de qualité RA2K)

Le laboratoire de la raffinerie RA2K joue un rôle crucial dans le maintien des normes de qualité et de sécurité des produits pétroliers. Voici les rôles principaux du laboratoire :

- Assurer la Qualité des Produits Raffinés :
 - Réaliser des tests chimiques et physiques rigoureux sur les produits pour garantir leur pureté, leur composition et leurs propriétés.
 - S'assurer que tous les produits finis respectent les spécifications techniques et les normes de qualité internationales.
- Maintenir la Sécurité et la Conformité Réglementaire :
 - Garantir que tous les produits et processus respectent les normes de sécurité en vigueur pour protéger les employés et les consommateurs.

¹³ RA2K. (2013). Mémoire descriptif des installations RA2K, Rev2 18-5-2013.
<https://fr.scribd.com/document/493884886/Memoire-Descriptif-Des-Installations-RA2K-Rev2-18-5-2013>.

- Veiller à ce que les émissions, les effluents et les déchets de la raffinerie soient conformes aux réglementations environnementales locales et internationales.

- Optimiser les Procédés de Production :

- Fournir des données précises pour aider à l'optimisation des procédés de raffinage, réduisant ainsi les coûts de production et augmentant l'efficacité opérationnelle.

- Soutenir l'Innovation et l'Amélioration Continue :

- Participer à des projets de R&D pour développer de nouvelles technologies et améliorer les procédés existants.

- Mettre en œuvre de nouvelles technologies d'analyse pour améliorer la précision et l'efficacité des tests de qualité.

- Formation et Développement du Personnel :

- Offrir des programmes de formation réguliers pour le personnel du laboratoire afin de les tenir informés des dernières normes, technologies et meilleures pratiques.

Pour la réalisation de leurs missions, le laboratoire RA2K est équipé de technologies de pointe pour assurer des analyses précises et fiables et dispose d'un personnel qualifié et expérimenté et formé pour mener à bien sa mission.

II.5. La charge Condensat de la raffinerie RA2K

Le condensat de Skikda provenant d'Alrar, Rhourde Nousse, Haoud Elhamra et HMD est un condensat coloré (présence des iso-paraffines), car il est altéré par des traces de brut.

La Charge de Condensat, est stockée dans trois (03) réservoirs, ayant chacun une capacité utile de 25.000 m³ et correspondant à une autonomie d'exploitation de trois (03) jours environ. La capacité globale de stockage de la charge est 75 000 m³.¹⁴

II.6. Produits finis de la raffinerie RA2K

II.6.1. Naphta

Le Naphta est stocké dans deux (02) réservoirs de stockage d'une capacité unitaire utile de 36.600 m³. Le naphta sera transféré des bacs de stockage intermédiaire du complexe vers le

¹⁴ Seddiki, N. (2015). *Rapport d'induction sur le complexe Topping de condensat - Skikda RA2K*. Entreprise Nationale Sonatrach, Activité Aval, Division Raffinage, Complexe Topping de Condensat - Skikda.

point de réception des produits finis RA1K par l'intermédiaire de deux (02) pompes, dimensionnées chacune pour 1.525 m³/h. La capacité globale de stockage de la Naphta est 73 200 m³.¹⁵

II.6.2 Kérosène JET A1

Le JET A1 est stocké dans deux (02) réservoirs de stockage d'une capacité unitaire utile de 5.360 m³. Le JET A1 sera transféré des bacs de stockage intermédiaire du complexe Topping vers le point de réception des produits finis RA1K par l'intermédiaire de deux (02) pompes, dimensionnées chacune pour 225 m³/h. La capacité globale de stockage de la Naphta est 10720 m³.

II.6.3. Gasoil Léger (LGO)

Le Gasoil Léger est stocké dans deux (02) réservoirs d'une capacité unitaire utile de 2.180 m³ ; le Gasoil léger sera transféré des bacs de stockage intermédiaire du complexe Topping vers le point de réception des produits finis RA1K par l'intermédiaire de deux (02) pompes, dimensionnées chacune pour 95 m³/h. La capacité globale de stockage de la Naphta : 4360 m³.

II.6.4. Gasoil Lourd (HGO)

Le Gasoil Lourd est stocké dans (02) réservoirs d'une capacité unitaire utile de 860 m³ ; le Gasoil Lourd sera transféré des bacs de stockage intermédiaire du complexe Topping vers le point de réception des produits finis RA1K par l'intermédiaire de deux (02) pompes, dimensionnées chacune pour 40 m³/h. La capacité globale de stockage de la Naphta est de 1720 m³

II.6.5. Butane

Le Butane est stocké dans deux (02) sphères de stockage d'une capacité unitaire utile de 1.400 m³ ; le butane sera transféré des sphères de stockage du complexe Topping vers les installations de stockage de la Raffinerie RA1K par l'intermédiaire de deux (02) pompes d'une capacité unitaire de 33 tonnes/h. La capacité globale de stockage de la Naphta est de 2800 m³.

¹⁵ Complexe RA2K.(s.d).*Complexe Topping Condensat Skikda*,Algérie. (Document interne).



Figure II.6. Les différents produits finis et la charge condensat de la raffinerie RA2K.

« 7 millions de tonnes/an, en moyenne, de condensat sont traitées dans cette usine, dont 83 % c'est du Nafta destiné à l'exportation. Nous avons, en moyenne, un million de tonnes de carburants (gasoil et kérosène), destinés à l'aviation et le butane mis à la disposition du marché national». ¹⁶

II.7. Conclusion

Ce chapitre a mis en lumière l'importance cruciale de la raffinerie de Skikda dans le paysage industriel de l'Algérie. En tant que l'une des installations de raffinage les plus importantes du pays.

La raffinerie de Skikda se distingue par sa capacité à répondre aux normes internationales de qualité et à s'adapter aux demandes variées du marché. Son infrastructure avancée et ses processus de raffinage modernes garantissent la production efficace et fiable de produits de haute qualité.

¹⁶ Bouadam, H., & Azzoug, D. (2024, February 4). Traitement du condensat : la raffinerie de Skikda, une valeur sûre de l'économie nationale. Radio Algérienne.

Le prochain chapitre se concentrera spécifiquement sur le kérosène, soulignant son importance dans l'aviation et explorant ses processus de production ainsi que ses applications industrielles et commerciales.

CHAPITRE III

GENERALITES

SUR

LE KEROSENE

III.1. Introduction

Le kérosène est un hydrocarbure liquide dérivé du pétrole, largement utilisé comme carburant dans divers secteurs industriels et domestiques. Sa découverte remonte au milieu du 19^{ème} siècle, époque à laquelle il a révolutionné l'éclairage domestique avant l'avènement de l'électricité. Aujourd'hui, le kérosène est principalement connu pour son rôle crucial dans l'aviation, où il alimente les moteurs à réaction et les turbines, mais il trouve également des applications dans le chauffage domestique et certaines utilisations industrielles.

Le kérosène est apprécié pour ses propriétés de combustion propre, son efficacité énergétique et sa capacité à fonctionner à des températures extrêmement basses, ce qui en fait un choix idéal pour les environnements rigoureux et les applications à haute altitude.

Les raffineries de pétrole jouent un rôle essentiel dans la production de kérosène, en utilisant des procédés de distillation et de traitement avancés pour atteindre les normes de qualité requises.

Dans ce chapitre, nous examinerons les caractéristiques, les applications, la composition, la fabrication et les impacts environnementaux du kérosène et, plus précisément, le kérosène /Jet A1, en soulignant son importance dans le domaine de l'aviation contemporaine.

III.2. Découverte du kérosène

L'origine et la découverte du kérosène remontent au milieu du XIX^e siècle, une période marquée par des avancées significatives dans la chimie et l'industrie pétrolière.

Le kérosène a été découvert par le chimiste canadien Abraham Gesner en 1846. Gesner a réussi à distiller un liquide clair à partir de charbon et de bitume, qu'il a appelé "kérosène", dérivé du grec "keros" signifiant cire.¹⁷

Ce nouveau carburant, moins coûteux et plus propre que les huiles de baleine alors utilisées, a rapidement révolutionné l'éclairage domestique et industriel. La commercialisation du kérosène a véritablement débuté avec l'essor de l'industrie pétrolière aux États-Unis, notamment après le premier forage pétrolier réussi par Edwin Drake en 1859.¹⁸

Le kérosène est ainsi devenu un produit clé, jouant un rôle central dans la transition énergétique du XIX^e siècle, avant d'être progressivement supplanté par l'électricité pour l'éclairage, tout en trouvant de nouvelles applications dans l'aviation et d'autres industries.

¹⁷ Beaton K. Dr Gesner's kerosene: the start of American oil refining. *Business History Review* 1955; 29:28-53

¹⁸ Soeder, D. J., & Soeder, D. J. (2021). *The History of Oil & Gas Development in the US. Fracking and the Environment: A scientific assessment of the environmental risks from hydraulic fracturing and fossil fuels*, 37-61.

III.3. Propriétés Physico-chimiques du Kérosène

Le kérosène est un mélange complexe d'hydrocarbures, principalement utilisé comme carburant dans les secteurs de l'aviation et du chauffage domestique. Ses propriétés physico-chimiques en font un produit essentiel dans ces domaines. Cette section explore les principales caractéristiques du kérosène, en mettant en lumière ses propriétés chimiques et physiques.

III.3.1. Composition Chimique

Le kérosène est un mélange complexe d'hydrocarbures principalement obtenu par distillation du pétrole brut. Sa composition chimique est variable, dépendant des caractéristiques du pétrole brut utilisé et des processus de raffinage appliqués.

III.3.1.1. Les hydrocarbures

Les hydrocarbures constituant le kérosène sont principalement des alcanes, des cycloalcanes (naphtènes) et des hydrocarbures aromatiques.

➤ **Hydrocarbures Aliphatiques (Alcanes)** : Les alcanes sont des hydrocarbures saturés, comprenant uniquement des liaisons simples entre les atomes de carbone. Ils constituent une part importante du kérosène. On distingue deux types :

- Paraffines linéaires (n-alcanes) telles que le n-décane ($C_{10}H_{22}$), n-undécane ($C_{11}H_{24}$), n-dodécane ($C_{12}H_{26}$), ...etc.
- Iso-alcanes : sont des hydrocarbures ramifiés tels que l'iso-dodécane.

Les paraffines contribuent à la stabilité thermique et à la haute énergie spécifique du kérosène.

➤ **Hydrocarbures Cycliques (Cycloalcanes ou Naphtènes)**

Les cycloalcanes sont des hydrocarbures saturés contenant des cycles.

- Cyclohexane (C_6H_{12}) : C'est un composé cyclique saturé typique.
- Méthylcyclopentane (C_6H_{12}) : c'est un autre exemple de naphtène couramment présent.

Les naphtènes améliorent la densité et la stabilité du kérosène.

➤ **Hydrocarbures Aromatiques**

Les hydrocarbures aromatiques contiennent des cycles de benzène, qui sont insaturés et stables chimiquement.

- Benzène (C_6H_6) : souvent présent en faibles quantités.
- Toluène (C_7H_8) : c'est un dérivé du benzène avec un groupe méthyle.

- Xylène (C_8H_{10}) : c'est un autre dérivé du benzène avec deux groupes méthyle.

Les composés aromatiques augmentent la densité et améliorent certaines propriétés de combustion.

III.3.1.1.1. Proportions Typiques des Hydrocarbures dans le Kérosène

La composition en pourcentage volumique des différents types d'hydrocarbures dans le kérosène est généralement la suivante :

- Paraffines (Alcanes) : 30% à 60%
- Naphtènes (Cycloalcanes) : 20% à 40%
- Aromatiques : 10% à 25%

Ces proportions varient en fonction des spécifications du produit final et des exigences de performance, notamment pour les carburants d'aviation (Jet A, Jet A1) et militaires (JP-5, JP-8).

III.3.1.2. Impuretés et Additifs

En plus des hydrocarbures principaux, le kérosène peut contenir des traces d'impuretés et des additifs spécifiques :

- **Soufre** : la teneur en soufre est strictement contrôlée et limitée généralement à moins de 0,05 % en masse pour réduire les émissions de SOx.
- **Antioxydants** : ajoutés pour prévenir l'oxydation et la formation de gommes.
- **Agents antigels** : utilisés pour abaisser le point de congélation et prévenir la formation de cristaux de glace.
- **Additifs de conductivité** : utilisés pour prévenir l'accumulation de charges électrostatiques.

III.3.2. Propriétés physiques

III.3.2.1. Point d'Éclair

Le point d'éclair du kérosène se situe généralement entre 38°C et 72°C. Cette propriété est cruciale pour la sécurité, notamment dans le stockage et le transport.

III.3.2.2 Densité

À 15°C, la densité du kérosène est généralement comprise entre 0,775 et 0,840 kg/L. La densité influence directement l'énergie disponible par unité de volume et affecte les performances des moteurs d'aviation.

III.3.2.3. Point de Congélation

Pour le Jet A, le point de congélation maximum est de -40°C, tandis que pour le Jet A-1, il est de -47°C. Un point de congélation bas est essentiel pour les performances à haute altitude et dans des conditions froides.

III.3.2.4. Viscosité

La viscosité du kérosène à 20°C est typiquement de 1,2 à 1,9 mm²/s (centistokes). Une viscosité adéquate assure une atomisation efficace et une combustion optimale dans les moteurs.

III.3.2.5. Pouvoir Calorifique

Le pouvoir calorifique du kérosène est généralement de l'ordre de 43 MJ/kg. Cette propriété détermine l'efficacité énergétique du kérosène comme carburant.

III.3.2.6. Teneur en Soufre

Les spécifications modernes limitent généralement la teneur en soufre à 0,05 % en masse pour réduire les émissions de SO_x et l'impact environnemental. Le kérosène à faible teneur en soufre est préféré pour des raisons environnementales et réglementaires.

III.4. Types du kérosène et ses applications

Chaque type de kérosène est formulé pour répondre à des besoins spécifiques en termes de performance, de sécurité et d'application. Voici les principaux types de kérosène utilisés dans l'industrie :

III.4.1. Kérosène d'aviation

Utilisé principalement comme carburant pour les avions à réaction commerciaux et militaires. Il est principalement composé d'hydrocarbures aliphatiques et aromatiques légers. L'ASTM D 1655 distingue trois types de Jet :

III.4.1.1. Le Jet A

Le kérosène de type jet A a généralement une densité comprise entre 0,775 et 0,803 g/cm³ à 15 °C, une température de congélation de seulement -40 °C et une teneur maximale en aromatiques de 25 % (en volume). Sa fabrication est un peu moins coûteuse, mais il gèle à une température de -40 °C. ¹⁹

Il est conforme aux spécifications internationales moins rigoureuses, adaptées aux conditions climatiques typiques des régions chaudes.

III.4.1.2. Le Jet A1

C'est une variante du Jet A, qui répond à des spécifications strictes en matière de congélation et de point d'écoulement. Il a une densité comprise entre 0,775 et 0,802 g/cm³ à 15 °C. Il possède une température de congélation de -47 °C avec une teneur maximale en aromatiques de 25 % (en volume)

Conforme aux spécifications plus strictes, notamment en termes de résistance à la congélation et de point d'écoulement plus bas, ce qui le rend plus adapté aux conditions climatiques froides et variables.

III.4.1.3. Le Jet B

Le Jet B est un mélange du kérosène (70%) et de naphta (30%), ce qui le rend plus léger que le Jet A. Il a un point de congélation beaucoup plus bas, allant jusqu'à -60°C, ce qui le rend adapté aux conditions extrêmement froides. Il a une densité légèrement plus faible en raison de sa composition avec du naphta, comprise entre 0,73 et 0,77 g/cm³ à 15 °C. ²⁰

Il est utilisé principalement dans les régions très froides, telles que les régions arctiques et subarctiques, et pour les avions militaires et certains hélicoptères. En raison de sa volatilité plus élevée, il n'est pas utilisé dans les vols commerciaux standards.

¹⁹ Hill, R., Fuel Flammability Task Group, & U.S. Department of Transportation. (1998). A review of the flammability hazard of jetA fuel vapor in civil transport aircraft fuel tanks (Final Report DOT/FAA/AR-98/26).

²⁰ Futura Sciences. (n.d.). Kérosène.

<https://www.futura-sciences.com/sciences/definitions/chimie-kerosene-13063/>



Figure III.1. Distributeur de carburant des moteurs aéronautiques.

III.4.2. Kérosène domestique (ou lampant)

Utilisé pour le chauffage domestique et parfois pour l'éclairage dans certaines régions du monde. Il a une composition similaire au kérosène d'aviation, mais sans additifs spécifiques pour l'aviation.



Figure III.2. Kérosène lampant.

III.4.3. Kérosène de grade militaire

III.4.3.1. JP-5

Utilisé par la marine pour les avions embarqués sur porte-avions. Il a un point de flamme plus élevé pour des raisons de sécurité.

III.4.3.2. JP-6 et JP-7

Le JP-6 et le JP-7 ont été développés spécialement pour un seul type d'avion, respectivement pour le 70 Valkyrie et le SR-71 Blackbird. Ils ont également un point d'éclair

plus élevé, ce qui leur offre des qualités plus en adéquation avec les contraintes physiques rencontrées lors de vols supersoniques (mach3).²¹

III.4.3.3. JP-8

Utilisé par les forces d'armées américaines et de l'OTAN. Il est similaire au Jet A1, mais contient des additifs pour améliorer ses performances et sa sécurité dans les conditions militaires.²²

III.4.3.4. JP-10

Il ne contient qu'une seule molécule, non aromatique, de façon à supprimer les émissions UV de sa signature. C'est un carburant exclusivement militaire.



Figure III.3. Alimentation des avions militaires en kérosène.

III.4.4. Kérosène industriel

Utilisé dans certaines applications industrielles telles que le nettoyage, les solvants et d'autres usages industriels spécifiques.

III.5. Impact environnemental du kérosène

La combustion du kérosène libère du dioxyde de carbone CO_2 , un gaz à effet de serre majeur

²¹ Ledier, C. (2011). Application de la LIF de molécules aromatiques au dosage de carburants fossiles et biocarburants (Doctoral dissertation, Université Paris Sud-Paris XI).

²² Sochet, I., Flaubert, F., & Gillard, P. (2001). Combustion et explosion du kérosène : état de l'art. Combustion. 1(4), pp. 229-254.

contribuant au réchauffement climatique. Les émissions des gaz à effet de serre (GES) de l'aviation présentent environ 2-3% des émissions mondiales de CO₂.²³

Le kérosène brûlé à haute température dans les moteurs d'avion produit des oxydes d'azote NO_x, qui contribuent à la formation de smog et d'ozone troposphérique, peuvent avoir des effets nocifs sur la santé humaine. Les NO_x contribuent également au forçage radiatif, affectant le climat à court terme.²³

La combustion incomplète du kérosène peut produire des particules fines, qui sont associées à des problèmes respiratoires et cardiovasculaires.

Les émissions d'avions affectent la qualité de l'air, en particulier autour des aéroports. Les communautés locales peuvent être exposées à des niveaux élevés de polluants atmosphériques.

Les déversements de kérosène, bien que rares, peuvent se produire lors du transport, du stockage ou en cas d'accidents. Le kérosène est toxique pour la faune et la flore, et sa présence dans les sols et les plans d'eau peut causer des dommages environnementaux graves.²⁰

III.6. Production du kérosène en Algérie

La production de kérosène en Algérie est un pilier essentiel de l'industrie énergétique du pays. Le kérosène, principalement utilisé comme carburant pour l'aviation, est produit à partir de deux sources principales : le pétrole brut et les condensats.

La société nationale Sonatrach, principal acteur du secteur énergétique algérien, joue un rôle prédominant dans cette production. Elle possède et exploite plusieurs raffineries situées de manière stratégique à travers le territoire national. Ces installations sont équipées de technologies de pointe, permettant l'efficacité des processus de raffinage.

Parmi les raffineries de Sonatrach, celle de Skikda occupe une place prépondérante dans la production de kérosène. La raffinerie de Skikda, l'une des plus grandes et des plus sophistiquées en Algérie, elle utilise des technologies avancées et des procédés de raffinage rigoureux pour transformer le pétrole brut et les condensats en kérosène de haute qualité.

Les procédés de raffinage du condensat à la raffinerie Topping Condensat RA2K de Skikda comprennent plusieurs étapes.

²³ International Civil Aviation Organisation. (2019). Environmental Report 2019.

²⁰ Futura Sciences. (n.d.). Kérosène.

<https://www.futura-sciences.com/sciences/definitions/chimie-kerosene-13063/>.

III.6.1. Etapes de production de Kérosène au niveau de la raffinerie RA2k

III.6.1.1. Distillation atmosphérique du condensat (Unité 100)

Cette section du procédé est principalement composée d'un préfractionneur, d'une tour atmosphérique et d'une tour sous vide. Elle est conçue pour séparer le condensat en naphta, kérosène, gasoil léger (LGO) et gasoil lourd (HGO). Ces produits sont acheminés selon ce qui suit :

- Naphta léger : vers la section de stabilisation du naphta.
- Naphta lourd : vers stockage.
- Kérosène : vers l'unité de traitement du kérosène.
- Gasoil léger (LGO) : vers stockage.
- Gasoil lourd (HGO) : vers stockage.

Le condensat amené au préfractionneur proviendra de la zone de stockage de condensat au niveau du complexe, le condensat stocké sur site proviendra de la zone de stockage de condensat de la région transport Est (RTE).

La section de distillation du condensat comprend également trois fours ; il s'agit de deux fours rebouilleurs pour le préfractionneur et la tour atmosphérique, ainsi qu'un four atmosphérique qui sert à augmenter la température des résidus du préfractionneur avant qu'ils n'entrent dans la tour atmosphérique.²⁴

III.6.1.2. Traitement du kérosène (Unité 200)

Le kérosène provenant de la distillation du condensat est traité pour en faire du Jet A1. Le traitement du kérosène se fait selon ce qui suit :

- Mélanger avec de la soude caustique (4 % en poids)
- Enlèvement des acides naphthéniques à l'aide d'un procédé de précipitation. Par électrofinage (Electrofining Precipitator). Les acides naphthéniques provoquent par leur présence la corrosion des installations des turbomachines des avions.²⁴

²⁴ Algeria condensate projet Skikda engineering procédure document. Process manuel d'opération ; sonatrach. Document NO : scl-900-Mu·PR-0003-2, Rev.1.

- Enlèvement d'eau et d'impuretés à l'aide d'un filtre et d'un coalesceur. La présence de l'eau au sein de la fraction du kérosène causera le bouchage des filtres des tuyaux des turbomachines lors de la congélation à haute altitude.
- Enlèvement d'impuretés et de matières particulaires à l'aide d'un filtre et d'une tour d'argile.

Une fois le kérosène traité, il est acheminé vers les bacs de stockage.



Figure III.4. Unité de traitement du kérosène (U200).

III.6.1.3. Stockage du kérosène

Le kérosène produit est acheminé vers les deux réservoirs de kérosène du complexe. Deux pompes utilisées en alternance serviront à transporter le kérosène vers les réservoirs existants de la raffinerie RA1K. Chaque réservoir est muni d'un toit flottant interne avec une capacité de 5360 m³.



Figure III.5. Bac de stockage du kérosène.

III.7. Conclusion

L'exploration approfondie du kérosène, de ses applications et procédés de production, a permis de mettre en évidence l'importance de ce carburant dans divers secteurs, en particulier l'aviation. La production de kérosène implique des procédés sophistiqués de raffinage qui permettent d'obtenir un kérosène avec des caractéristiques spécifiques répondant aux exigences de performance et de sécurité.

En outre, les normes internationales, telles que celles définies par l'ASTM (American Society for Testing and Materials), encadrent strictement la production de kérosène pour s'assurer qu'elle respecte des critères rigoureux.

Dans le chapitre suivant, nous nous pencherons sur les analyses au niveau du laboratoire d'analyse de qualité pour évaluer les caractéristiques et les normes du kérosène. Ces analyses permettront de confirmer les propriétés essentielles du kérosène et de vérifier leur conformité aux normes en vigueur.

Ensuite, nous procéderons à une étude comparative entre le kérosène issu de RA2K et celui de RA1K.

CHAPITRE VI

MATÉRIELS

ET

METHODES

IV.1. Objectif

Dans le cadre de ce mémoire de fin d'études, le but principal était d'analyser et comparer la qualité du kérosène/ Jet A1 provenant de deux sources différentes en Algérie (Skikda), à savoir le pétrole brut et le condensat. Le kérosène/ Jet A1 à partir du condensat est produit à la RA2K, alors que celui à partir du pétrole brut est produit à la RA1K.

J'ai principalement effectué mon stage à la RA2K, où j'ai eu la chance d'utiliser les installations de leur laboratoire spécialisé pour réaliser une série d'analyses détaillées et standardisées sur le kérosène/ Jet A1 après avoir été traité conformément aux normes ASTM.

Cette étude visait à évaluer la qualité du kérosène/ Jet A1 et à vérifier sa conformité aux spécifications du stockage Jet A1. Divers aspects essentiels ont été examinés lors de ces analyses, tels que l'aspect, la composition, la viscosité et d'autres caractéristiques essentielles du kérosène/ Jet A1, en me concentrant particulièrement sur le kérosène après traitement destiné au stockage Jet A1.

En parallèle, j'ai également visité la RA1K afin de collecter les résultats des échantillons de kérosène/ Jet A1 obtenus à partir du pétrole brut, dans le but de mener une étude comparative approfondie entre les deux sources de kérosène. Cette démarche visait à identifier les disparités importantes en ce qui concerne la qualité du produit final entre les deux installations des deux raffineries, en prenant en considération les variations éventuelles liées aux matières premières et aux méthodes de production propres et spécifiques à chaque site.

- Le laboratoire travaille selon des méthodes standards et applique des normes nationales et internationales. Le mode d'utilisation des différents produits pétroliers exige que, dans chaque cas, ceux-ci possèdent certaines propriétés, par exemple :

- ✓ Brûler correctement dans un moteur pour un carburant.
- ✓ Rester pompable à basse température pour un carburéacteur.
- ✓ Ne pas être trop visqueuse pour un fuel lourd.

Le contrôle de ces propriétés est réalisé par des essais normalisés qui sont des méthodes de mesure et dont le mode opératoire a été normalisé par les grands organismes de normalisation qui sont :

- **ASTM**: American Society for Testing and Materials
- **IP** : Institute of Petroleum.

- **ISO**: The International Organization for Standardization.
- **AFNOR** : Association Française de Normalisation.
- **CEN** : Comité européen de normalisation.

Ces essais normalisés correspondent soit à des mesures de propriétés physico-chimiques, soit à des essais de simulation dans lesquels on place le produit dans des conditions proches de celles de son utilisation.²⁵



Figure IV.1. Laboratoire de contrôle de qualité du Topping condensat – Skikda – RA2K.

IV.2. Matériels et méthodes

IV.2.1. Aspect

IV.2.1.1. Visuel : la couleur Saybolt (ASTM D156)

- **Principe**

La couleur Saybolt est une définition empirique de la couleur d'un liquide pétrolier clair sur une échelle de -16 (le plus foncé) à +30 (le plus clair). Ce chiffre est obtenu en déterminant la hauteur d'une colonne de l'échantillon qui, vue à travers la longueur de la colonne, correspond visuellement à l'un des trois étalons de verre appropriés et en se référant au tableau (**annexe1**) de la méthode d'essai D 156.²⁶

²⁵Institut Algérien du Pétrole (IAP). (2010). Séminaire sur les essais normalisés pour le contrôle de la qualité des produits pétroliers. Skikda, Algérie :

<https://fr.scribd.com/document/533478102/essais-normalises>.

²⁶ ASTM International. (2000, avril 10). *ASTM D 156-00*: Standard test method for Saybolt color of petroleum products (Saybolt chromometer method). ASTM International.

- **But**

La détermination de la couleur des produits pétroliers est utilisée principalement à fins de contrôle de la fabrication et constitue une caractéristique de qualité importante, car la couleur est facilement observée par l'utilisateur du produit. Dans certains cas, la couleur peut servir d'indication du degré de raffinement de la matière. Lorsque la gamme de couleurs d'un produit particulier est connue, une variation en dehors de la gamme établie peut indiquer une éventuelle contamination par un autre produit. Toutefois, la couleur n'est pas toujours un indicateur fiable de la qualité du produit et ne doit pas être utilisée sans discernement dans les spécifications du produit.²⁶

- **Appareillage**

Le chromomètre de Saybolt, composé de tubes d'échantillonnage et de tubes étalons, d'un système optique, d'une source lumineuse, de normes de couleur, et de trois lentilles de couleurs standards numérotées : 0.5, 1 et 2.²⁶



Figure IV.2. Chromomètre de Saybolt ASTM D156.

- **Mode opératoire**

- Rincer le tube propre (côté droit du chromomètre) avec l'échantillon à analyser et le remplir avec le produit à la graduation 20.
- Essuyer le tube de l'extérieur avec un chiffon blanc propre et le placer avec précaution dans le compartiment de l'instrument.
- Allumer la lampe des faisceaux lumineux.

²⁶ASTM International. (2000, avril 10). ASTM D 156-00: Standard test method for Saybolt color of petroleum products (Saybolt chromometer method). ASTM International.

- Sélectionner la lentille de couleur standard N° 0.5
- Placer l'œil sur l'oculaire de l'instrument et comparer les deux demi-champs de couleur échantillon et standard.
- Si les deux couleurs sont plus ou moins identiques, noter directement la valeur de la couleur sur l'échelle de l'instrument. (Voir table de corrélation ci-après).
- Si la couleur de l'échantillon est plus foncée que celle du standard, procéder comme suit :
 - * En utilisant le robinet du tube contenant l'échantillon et un récipient de vidange (Erlenmeyer), faire diminuer la hauteur du liquide tout en gardant l'œil sur l'oculaire optique de comparaison.
 - * Arrêter la vidange au moment où les deux couleurs sont plus ou moins identiques.
 - * Lire la correspondance du volume déversé avec la valeur de la graduation du tube et noter la couleur sur le tableau de corrélation de l'instrument.
 - * Nettoyer les lentilles standards avec un chiffon doux pour avoir une bonne clarté. Essai D156.²⁷ (Voir annexe 1)

IV.2.1.2. Colorimètre Automatique (ASTM D1500/ ASTM D156)

- **Principe**

La détermination de la couleur des liquides clairs et transparents est traitée par cette méthode d'essai. Cet appareil est spécialement conçu pour réaliser des mesures colorimétriques précises en respectant les normes ASTM.

- **But**

L'objectif de cette méthode est de mesurer la couleur des produits pétroliers pour détecter la présence de contamination ou de dégradation de qualité.

- **Appareillage**

- Des cuves de mesure.
- Des seringues.
- Appareil de mesure colorimètre automatique (HACH LICO 690).

²⁷Bouabdallah, M. (2014, juin). Détermination de la couleur Saybolt ASTM D 156. Activité LRP. Pôle raffinage, complexe RA2K, service laboratoire.



Figure IV.3. Colorimètre automatique (ASTM D1500 /ASTM D156).

- **Mode opératoire**

- Mettre l'appareil en service (appuyer sur on/off).
- Appuyez sur Couleur - Mesure.
- Insérez une cuve/cellule d'échantillon contenant de l'eau distillée pour l'étalonnage.
- L'étalonnage commence automatiquement dès que l'instrument détecte une cuve.
- Insérez la cuve de test.
- La mesure démarre automatiquement. Le résultat de la détermination de la couleur s'affiche.
- Pour la Modification de l'échelle de couleurs après une mesure Appuyez sur la zone tactile, la liste de toutes les échelles de couleurs s'affiche ; sélectionnez l'échelle souhaitée et appuyez sur OK pour valider.
- Pour la mesure suivante, retirez la cuve et insérez la suivante, ou appuyez sur Mesurer pour mesurer de nouveau le même échantillon.²⁸ (Voir annexe 2)

IV.2.2. Composition

IV.2.2.1. L'acidité totale (ASTM D3242)

- **Principe**

Le principe de cette méthode est basé sur la mesure de l'acidité totale d'un échantillon de produit pétrolier, elle utilise une solution de titrage alcalin pour neutraliser l'acidité totale de l'échantillon, en mesurant la quantité de base alcaline nécessaire pour atteindre un volume précis selon le changement de couleur

²⁸Bouhouche, R. (2023, mars). Colorimètre automatique ASTM D 1500 / ASTM D 156. Activité PRC. Division Exp raffinage, raffinerie RA2K, département technique, service laboratoire.

- **But**

L'acidité des carburants destinés aux turbines d'aviation est évaluée à l'aide de cette méthode d'essai, qui varie de 0,000 à 0,100 mg KOH/g. De cette manière, il est possible de calculer la quantité de NaOH requise pour neutraliser le kérosène, ce qui évite les problèmes de corrosion dans les tuyaux ou les réservoirs de stockage. Cette acidité peut être due à un traitement acide lors du processus de raffinage ou à l'utilisation d'acides organiques naturels. Ces niveaux doivent rester inférieurs à un seuil critique afin de garantir la sécurité et la fiabilité des systèmes

- **Réactifs et appareillage**

- **Réactifs :**

- Solvant : alcool isopropylique, eau distillée, toluène.
- Indicateur coloré p-naphtholbenzeine (couleur orange dans un milieu acide)
- Azote (bouteille de gaz azote).
- KOH alcoolique à normalité définie NKOH.

- **Appareillage :**

- Eprouvette graduée de 100 ml.
- Balance électronique.
- Agitateur muni d'un barreau magnétique
- Burette graduée de 25 ml.
- 02 béchers 250ml.
- Hotte.



Figure IV.4. Appareillage de la détermination de l'acidité totale (ASTM D-3242).

- **Mode opératoire**

- Mesurer 100 ml du solvant avec l'éprouvette et le verser dans un bécher.
- Ajouter quelques gouttes de l'indicateur (couleur orange en milieu acide).
- Mettre le barreau magnétique et lancer l'agitateur.
- Standardiser le solvant en titrant avec le KOH alcoolique jusqu'au virage de la couleur orange vers la couleur verte, puis arrêter l'agitation.
- Mesurer environ 50g de l'échantillon et le verser avec le solvant standardisé.
- Faire barboter légèrement avec de l'azote.
- Lancer l'agitateur.
- Titrer avec KOH alcoolique jusqu'au virage de la couleur vers le vert et noter le volume titrant V_t .
- Calculer l'acidité totale en mg KOH/g selon la formule :

$$\text{L'acidité totale en mg KOH/g} = (V_t \times N_{\text{KOH}} \times 56.1) / P_{\text{ech}}$$

V_t : volume total titrant.

N_{KOH} : normalité de KOH.

56.1 : masse molaire de KOH.

P_{ech} : poids de l'échantillon.

Note :

- Le rôle du blanc (solvant) c'est de neutraliser les traces d'acidité existant dans la solution préparée.
- Le blanc joue le rôle d'un catalyseur pour favoriser la dissolution des acides qui se trouvent dans l'échantillon.
- N_2 introduit pour éviter l'oxydation de JET-A1, et assure l'agitation du milieu.
- La couleur reste jaune si on n'introduit pas N_2 .²⁹

IV.2.2.2. Teneur en soufre (ASTM D5453)

- **Principe**

Le fonctionnement est basé sur la mesure de l'intensité de la fluorescence émise par les molécules de soufre excitées par un rayonnement ultraviolet (la fluorescence de rayons x). Grâce à cette technique, il est possible de détecter des concentrations de soufre dans les échantillons de produits pétroliers comme les carburants.³⁰

²⁹ Makti, M. (2014, juin). Détermination de l'acidité totale ASTM D 3242. Activité LRP. Pôle raffinage, complexe RA2K, département technique, service laboratoire.

³⁰ Gueddah, S., & Bouhouche, R. (2023, avril). Détermination de la teneur totale en soufre ASTM D 5453. Activité LRP. Pôle raffinage, complexe RA2K, département technique, service laboratoire.

- **But**

Les mesures précises et reproductibles de la teneur en soufre dans les produits pétroliers sont garanties grâce à cette méthode normalisée, ce qui revêt une importance capitale pour assurer le contrôle de la qualité, le respect des normes environnementales et la performance des moteurs.

- **Appareillage**

- Bouteille de gaz.
- l'appareil MultiTek analyzer.

- **Mode opératoire**

- Ouvrir les vannes d'oxygène et d'argon (coté arrière de l'instrument).
- Allumer le PC.
- Allumer l'appareil MultiTek analyzer et s'assurer que l'appareil est bien connecté au PC par le router LAN
- Ouvrir le logiciel MultiTek.
- Entrer User ID et le Password.
- Sélectionner l'instrument qui apparait dans la liste des instruments.
- Cliquer sur Logon.
- Cliquer sur Method dans la fenêtre principale puis sélectionner une méthode.
- Après stabilisation de la ligne de base du graphe Cliquer sur Sequence dans la fenêtre principale, dans la fenêtre qui apparait cliquer sur Add new (+)
- Sélectionner le Sample state et entrer le Sequence name.
- Cliquer sur add puis dans simple ID et Sample name ajouter la date et le nom de l'échantillon à analyser et entrer sa densité dans Divider et sélectionner sa position dans Tray (numéro de la chambre) et Vial (numéro de la position)
- Pour ajouter un autre échantillon cliquer sur add le logiciel ajoute une autre ligne dans la séquence et répéter la dernière étape.
- Cliquer sur Run l'appareil commence automatiquement d'analyser les échantillons enregistrer dans la liste de la séquence et affiche le résultat dans l'interface principale du logiciel.
- Pour accéder à tous les résultats sélectionner Results la liste de tous les résultats s'affiche à gauche trié par date.

- Pour afficher les détails de n'importe quel résultat cliquer avec le bouton droit de la souris sur le résultat sélectionner et cliquer sur Add to result details.

À la fin des analyses fermer le logiciel, éteindre le pc et l'appareil et fermer les vannes des bouteilles d'oxygène et d'argon.



Figure IV.5. Appareillage détermination de la teneur en soufre total dans les produits pétroliers (méthode ultraviolet fluorescence) ASTM D5453.

IV.2.2.3. Doctor test (ASTM 4952)

- **Principe**

Cette méthode d'essai est principalement destinée à la détection des mercaptans dans les carburants, le kérosène et les produits pétroliers similaires.

- **But**

Il s'agit d'une méthode standardisée qui permet d'analyser de manière qualitative les espèces de soufre présentes dans les carburants et les solvants. L'objectif principal de ce test est de déterminer la présence de mercaptans ou de sulfure d'hydrogène dans les carburants distillés et les solvants, car ces substances peuvent attaquer de nombreux matériaux métalliques et non métalliques. Le Doctor Test donne un résultat négatif, ce qui signifie que la concentration de ces composés est trop faible pour entraîner des problèmes de corrosion ou de dégradation des matériaux en contact avec le carburant ou le solvant.

- **Réactifs et appareillage**

- **Réactifs :**

- Fleur de soufre.

- Plombite de sodium (PbO– NaOH) comme solvant de nettoyage à sec (125 grammes NaOH dans un litre d'eau distillée + 60 grammes de PbO) et sert également à éliminer le soufre mercaptan de l'essence et d'autres distillats de pétrole léger.

➤ **Appareillage :**

- Cylindre de 50 ml à col rodé avec bouchon.
- Pipette de 05 et 10 ml
- Voir photo ci-dessous.

• **Mode opératoire**

- Prendre 05 cm³ de plombite de sodium dans un cylindre gradué de 50 cc avec col rodé muni d'un bouchon.
- Ajouter 10 cm³ d'échantillon.
- Agiter vigoureusement pendant 15 secondes
- Ajouter une pincée de fleur de soufre.
- Agiter pendant 15 secondes et laisser reposer pendant 02 minutes puis filtrer.³⁰

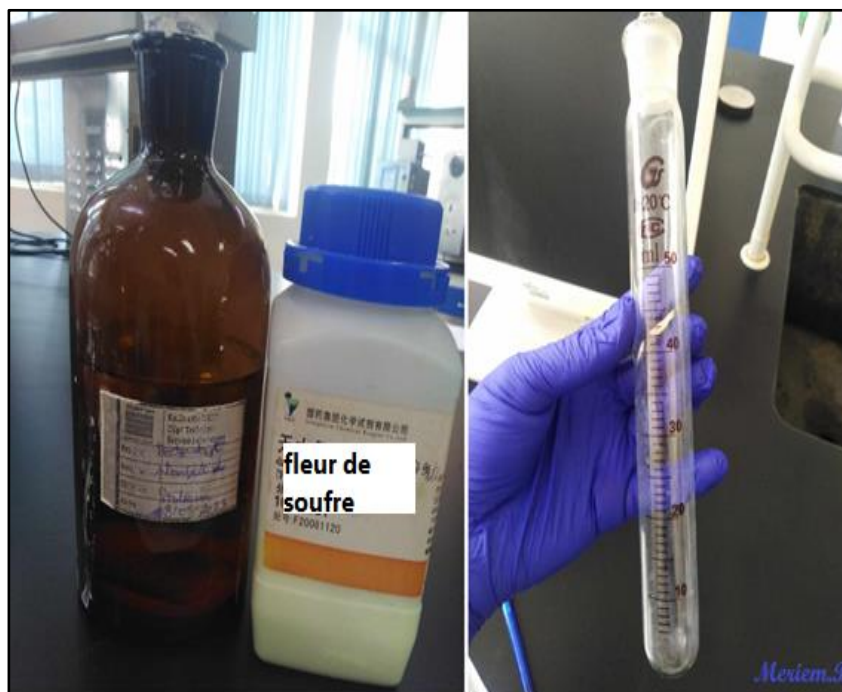


Figure IV.6. Méthode de Doctor test (ASTM D4952).

³⁰Makti, H. (2014, juin). Doctor test norme ASTM D 4952. Activité LRP. Pôle raffinage, complexe RA2K, département technique, service laboratoire.

IV.2.3. Volatilité

IV.2.3.1. Distillation atmosphérique (ASTM D86)

- **Principe**

Le principe est basé sur une technologie avancée de distillation automatisée qui respecte la norme ASTM D86. Ce dispositif fait appel à un logiciel nommé "Optimizer" afin de réguler l'élévation de la température d'ébullition de l'échantillon dans la fiole.

- **But**

Cette technique permet d'obtenir les températures de condensation point initial (PI) et de soutirage point final (PF) des produits pétroliers à analyse pour but d'identifier certaines caractéristiques des produits pétroliers (composition, résidu, pertes, volume condensé, volume évaporé, récupération) et de régler la température des plateaux des colonnes de distillation au niveau des unités.

- **Appareillage**

- un équipement sophistiqué conçu pour effectuer des distillations conformes à la norme ASTM D86 comme montré sur la figure ci-dessous.

- Ballon de distillation 100.

- Une éprouvette graduée 100ml.

- un écran tactile pour afficher le déroulement de l'analyse et les résultats.

- **Mode opératoire**

- Placer le ballon contenant l'échantillon du produit pétrolier dans la chambre de chauffe de l'appareil.

- Placer l'éprouvette à la sortie du système de condensation.

- Sélectionner le groupe de distillation approprié dans le menu de test lors de l'exécution des distillations ASTM D86.

- Utiliser le programme "Optimizer" pour contrôler automatiquement l'augmentation de la température de l'échantillon dans la fiole à l'aide d'un thermomètre sans contact et réguler l'élément chauffant afin de maintenir une vitesse de distillation optimale.

- L'appareil peut automatiquement détecter et afficher la température et le temps de vitesse pour chaque point de volume de PI, 10%, 50%, 90% et PF.

Grâce à la technologie unique de l'Optimizer, l'OptiDist a la capacité de définir automatiquement les conditions optimales de distillation D86 pour le chauffage initial, la distillation et le chauffage final, ainsi que les pertes et les résidus pour chaque échantillon.³¹



Figure IV.7. Appareillage de distillation atmosphérique automatique.

VI.2.3.2. Point d'éclair Abel /en vase fermé (ASTM D56)

- **Principe**

C'est la température minimale à laquelle les vapeurs émises s'allument momentanément au contact d'une flamme dans des conditions normalisées. L'éclair est une faible explosion qui est possible dans un mélange d'hydrocarbure et en présence d'air.

- **But**

On peut utiliser cette méthode d'essai pour évaluer et décrire les caractéristiques des matériaux, produits ou assemblages en réponse à la chaleur et aux flammes dans des conditions de laboratoire contrôlées, mais elle ne peut pas être utilisée pour décrire ou évaluer le danger d'incendie ou le risque d'incendie des matériaux, produits ou assemblages dans des conditions d'incendie réelles. Elle permet de déterminer :

- la quantité de produits volatils présents.
- la température de chauffe maximale d'un produit sans danger.
- la stabilité du pétrole

³¹ Bouhouche, R. (2020, avril). Détermination de la distillation atmosphérique ASTM D8 6. Activité LRP. Pôle raffinage, complexe RA2K, département technique, service laboratoire.

- les pertes accidentelles de produits légers lors de la manipulation (comme le remplissage ou la vidange des citernes et des bacs par exemple), et en particulier en ce qui concerne les conditions de transport, de stockage et de sécurité.

- **Appareillage**

- Un vase
- Un couvercle
- Un agitateur
- Un bain de chauffage-thermomètres

- **Mode opératoire**³²

- Voir annexe 5.

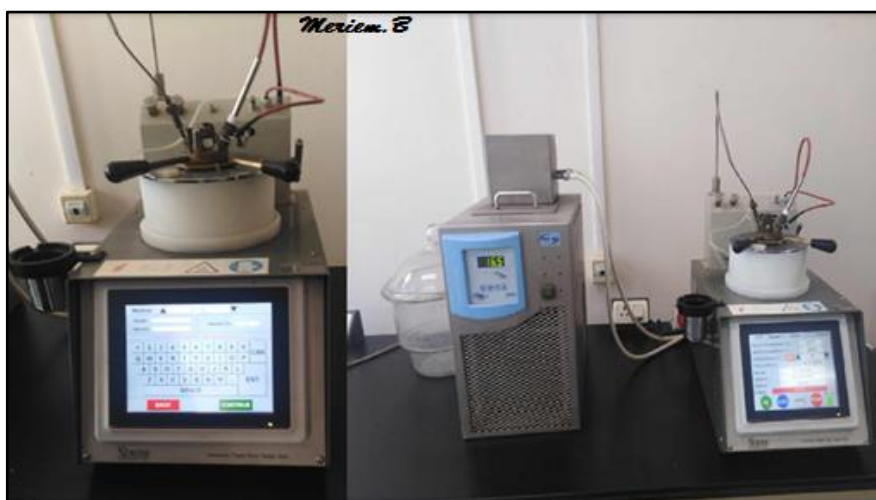


Figure IV.8. Appareillage de la détermination du point d'éclair en vase clos (ASTM D56).

IV.2.3.3. Densité à 15°C automatique (STM D4052-18)

- **Principe**

Le principe repose sur la mesure de la densité des liquides pétroliers à une température spécifique de 15°C. Ce densimètre utilise une méthode de mesure précise et automatisée pour déterminer la densité des produits pétroliers liquides conformément à la norme ASTM D4052-16.

³² Bekkouche, A. (2014, juin). Point d'éclair ABEL ASTM D 56. Activité LRP. Pôle raffinage, complexe RA2K, département technique, service laboratoire.

- **But**

La détermination de la densité nous permet de contrôler la contamination de l'échantillon avec les fractions légères ou lourdes, et d'évaluer la qualité, les propriétés des liquides pétroliers.

- **Appareillage**

- Densimètre automatique digital

- Produit à analyser

- Eau distillée

- Une seringue

- **Mode opératoire**

- Préparer l'échantillon dans un tube à essai propre.

- Appuyer sur le bouton POWER pour allumer l'appareil.

- Prendre une seringue de 2 ml, la remplir du produit à analyser.

- Fixer la seringue sur l'embout de remplissage et enfoncer lentement le piston en continue, pour éviter les bulles d'air dans le capillaire de l'appareil.

- Laisser la seringue en position de remplissage pour éviter toute fuite de l'échantillon

- Après quelques secondes le résultat de la mesure s'affiche sur l'appareil.³³



Figure IV.9. Densimètre automatique (ASTM D 4052-18).

³³ Makti, H. (2020, novembre). Densité automatique des produits pétroliers liquides ASTM D 4052-18, complexe RA2K, département technique, service laboratoire.

IV.2.4. Fluidité

IV.2.4.1. Point de congélation (ASTM D2386)

- **Principe**

Cette méthode d'essai couvre la détermination de la température en dessous de laquelle les cristaux d'hydrocarbures solides peuvent se former dans les carburateurs et l'essence d'aviation a une grande hauteur, et pour éviter la catastrophe, cette méthode est basée sur la conductivité de lumière à partir d'un refroidissement successif d'échantillon.

- **But**

L'objectif de cette technique est de mesurer la température à laquelle se forment les cristaux d'hydrocarbures lors du refroidissement d'un carburant lorsque la température remonte. Il est crucial de prendre cette mesure afin d'évaluer la qualité et les caractéristiques des carburants, notamment dans des conditions de stockage et d'utilisation où la formation de cristaux pourrait causer des problèmes de bouchage des filtres et des conduites.

- **Appareillage**

- Un pc + moniteur.
- Appareil principal qui contient les éléments suivants :
- La jacket.
- Un tube d'échantillon.
- L'embout d'accrochage qui est relié de :
- Un agitateur.
- Un thermomètre.
- Un détecteur de lumière.

Voir figure ci-dessous.

- **Mode opératoire**

- 1- Allumer le PC et l'appareil
- 2- Remplir le tube avec l'échantillon jusqu'au trait de jauge.
- 3- Insérer le tube dans l'embout d'accrochage
- 4- Introduire le tube dans le jacket.

5 - Sur l'ordinateur, cliquer sur : Cold properties (double clique) → freezing point (double clique) et attendre l'installation du programme → méthode ASTM D2386 → ok.³⁴



Figure VI.10. Appareillage de la détermination du point de congélation (ASTM D2386).

IV.2.5.2. Viscosité -20°C (ASTM D 445)

- **Principe**

Cette technique repose sur la mesure de la viscosité cinématique des liquides à une température précise de -20°C dont 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. L'utilisation d'un viscosimètre capillaire permet de mesurer le temps nécessaire pour que le liquide circule à travers un viscosimètre capillaire en verre calibré à cette température.

- **But**

- Détermination de la viscosité cinématique des produits pétroliers liquides, transparents et opaques, en mesurant le temps nécessaire à un volume de liquide pour s'écouler par gravité à travers un viscosimètre capillaire en verre calibré.
- Identification des mécanismes de circulation, de propagation des liquides ainsi que l'évaluation de leur vitesse d'écoulement dans certaines conditions.
- Détermination du genre de circulation dans les conduites de canalisation et du débit des fluides à travers les pipelines et les tubes des échangeurs.

³⁴Lalaoua, T. (2014, juin). Détermination du point de congélation du kérosène/jet A1 ASTM D 2386, complexe RA2K, département technique, service laboratoire.

-Prévoir leurs caractéristiques de capacité de pompage.

- **Réactifs et appareillage**

- **Réactifs**

- Solvant adapté « acétone »

- Acide chromique

- Fluide alcoolique

- **Appareillage**

- Viscosimètre SCAVINI « instrument ».

- Tube viscosimétrique UBBELOHDE série 1 N1053 code 10084 Constante K1-0.01140

- Thermomètre de contrôle TA 127C-N00 ASTM 127C5-21.4/-18.6°C.

- Chronomètre.

- Bécher de 50 ml

- Poire d'aspiration.



Figure IV.11. Viscosimètre (ASTM D 445).

- **Mode opératoire**

- Brancher et mettre en marche l'instrument, « attendre l'atteinte de la température de mesure - $20,0 \pm 0,01^\circ\text{C}$ affichée en haut du panneau de contrôle ».

- Nettoyer le tube viscosimétrique avec un solvant adapté, puis le sécher en insufflant de l'air propre et sec.

- Remplir le bulbe principal du viscosimètre d'un nouveau situé entre les deux traits horizontaux correspondant à un volume d'environ 12-14 ml en utilisant un bécher de 50ml.

- Essuyer le tube avec un chiffon propre et le placer avec son support adapté à l'intérieur du bain (fluide alcoolique réfrigéré) dans une position verticale ($\pm 1^\circ\text{C}$ dans tous les sens)

- Attendre jusqu'à ce que l'échantillon atteigne la température de mesure (30 minutes généralement suffisantes)
- Adapter si nécessaire 02 tubes/caoutchouc aux extrémités des tubulures 2 et 3 du Viscosimètre
- Obturer la tubulure (02) et au moyen d'une poire fixée à l'extrémité de la tubulure 3, appliquer une aspiration afin que le liquide remonte dans le bulbe de mesure à un niveau légèrement au-dessus du trait de repère supérieur.
- Libérer les 02 tubulures (02) et (03) et laisser le liquide s'écouler librement à travers le capillaire en chronométrant à 1/10 près le temps d'écoulement du liquide du trait de repère supérieur au trait de repère inférieur du bulbe.
- Répéter l'essai jusqu'à obtention de 02 valeurs proches et faire la moyenne.³⁵

IV.2.6. Point de fumée (ASTM D 1322)

- **Principe**

Elle est basée sur la détermination de la hauteur maximale de la flamme d'une mèche de lampe au-delà de laquelle la combustion de l'échantillon entraîne l'émission de fumée. Nous brûlons l'échantillon dans une lampe fermée équipée d'une échelle graduée. On estime que la hauteur maximale que peut atteindre la flamme est d'environ 0,5mm.

- **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.

Donne une indication des propriétés relatives de production de fumée des kérosènes et des carburants pour turbines d'aviation dans une flamme à diffusion. Le point de fumée est lié à la composition en hydrocarbures de ces carburants. En général, plus le carburant est aromatique, plus la flamme est fumante. Un point de fumée élevé indique que le carburant a une faible tendance à produire de la fumée.

³⁵ Bouabdallah, M. (2014, juin). Viscosimètre jet A1 ASTM D 445. Activité LRP, Complexe RA2K, département technique, service laboratoire.

- **Appareillage**



Figure IV.12. Appareillage de la détermination du Point de Fumée (ASTM D1322).

- **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.³⁶

IV.2.7. Corrosion à lame de cuivre (ASTM D130)

- **Principe**

Cette méthode est basée sur le changement de couleur du cuivre dans l'état normal et l'état oxydé. (Créer un milieu aide a corrodé le cuivre). Elle couvre la détermination de la corrosivité de cuivre de l'essence d'aviation, le carburéacteur, l'essence automobile, nettoyants (Standard)solvants, le kérosène, le carburant diesel, le mazout léger, l'huile de graissage, et de l'essence naturelle ou d'autres hydrocarbures ayant une tension de vapeur REID pas supérieure à 124 kPa

- **But**

Le test a pour but d'indiquer le degré relatif de corrosivité d'un produit pétrolier, laquelle corrosivité est causée par ses composants de soufre actifs.

³⁶ Benslama, F, Z. (2016, juin). Détermination du point de fumée de jet A1 ASTM D 1322. Activité LRP, Complexe RA2K, département technique, service laboratoire.

- **Réactifs et appareillage**

- **Réactifs :**

- Acétone (lavage et conservation des lames).
 - Papier verre et papier filtre pour le nettoyage.

- **Appareillage :**

- Bain d'eau thermostatique.
 - Thermomètre 120°C max.
 - Des lames de cuivre.
 - Tableau des références.
 - Tubes à essai :
 - * métallique pour les produits légers (naphta, kérosène).
 - * En verre pour les produits lourds (LGO, HGO).
 - Tube spécial en verre pour la comparaison.
 - Pince.

- **Mode opératoire**

1. Mettre l'appareil en service.
2. Régler la température du bain à 50°C, (pour le gasoil).
3. Gratter au même sens toutes les façades de la lame de cuivre à l'aide d'un papier verre.
4. Mettre la lame dans l'acétone.
5. Sécher la lame par un papier filtre.
6. Immerger la lame un tube d'essai contient l'échantillon jusqu'au trait de jauge.
7. Fermer le tube et plonger le dans le bain pendant (03) heures.
8. Retirer la lame et met le dans un tube spécial.
9. Mettre le tableau des références et la lame de façon incliné 45°, et comparer la couleur de la lame avec les couleurs références.
10. Lire la valeur du couleur identique, exp : **1 a.**³⁷

³⁷Lalaoua, T. (2014, juin). Essais de corrosion à lame de cuivre des produits pétroliers ASTM D 130. Activité LRP, Complexe RA2K, département technique, service laboratoire.



Figure IV.13. Appareillage de la corrosion à lame de cuivre (ASTM D130).

IV.2.8. Contaminants

IV.2.8.1. Gommages actuelles (ASTM D381)

- **Principe**

Semi-automatique qui détermine la teneur en gomme par évaporation du Jet A1 jusqu'à 280°C. La teneur en gomme est le résidu de substances combustibles et des avions principalement (l'essence à moteur) en cours d'investigation, qui ne peuvent être évaporés dans des conditions d'essai. La teneur en gomme est mesurée en unité mg/100 ml.

- **But**

Cette méthode d'essai permet de déterminer la teneur en gomme existante des carburants d'aviation et la teneur en gomme des essences ou autres distillats volatils sous leur forme finie (y compris ceux qui contiennent des oxygénés de type alcool et éther et des additifs de contrôle des dépôts) au moment de l'essai.

- **Appareillage**

- La partie supérieure :
- La jacket qui contient 04 positions symétriques.
- Bras de contrôle de :
- 04 éjecteurs de vapeur.
- La partie inférieure :

- Vanne de contrôle de pression.
- Manomètre.
- Thermostat.
- Les périphériques :
 - 04 béchers de 100ml.
 - Une pipette de 50ml.
 - Filtre d'humidité.

Voir figure ci-dessous.

- **Mode opératoire**

- Mettre l'appareil en service (appuyer sur on/off).
- Régler la température à 164°C.
- Filtrer l'échantillon (jet).
- Peser les béchers vides m_0 , m^1_0 , m^2_0 .
- Mettre 50ml d'échantillon filtré au bécher 1, 2 (Me_1 , Me_2) et laisser le bécher 0 vide (blanc).
- Mettre les béchers dans les chambres des tests.
- Lancer l'air jusqu'à la pression égal 1.25 bar pendant 30min.
- Sortir les béchers, laisser les refroidir 01heure décimateur, puis peser les : m_0 , m_1 , m_2 .
- Résultat (mg/100ml) $R = (m_1 - m^1_0) + (m_2 - m^2_0)$.³⁸



Figure IV.14. Appareillage de la détermination teneur en gommes actuelles (ASTM D381).

³⁸ Bouhouche. R. (2023, mars). Teneur en gommes actuelles dans le jet A1 par jet évaporation ASTM D 381. Activité LRP, Complexe RA2K, département technique, service laboratoire.

IV.2.8.2. Réaction à l'eau (ASTM 1094)

Réaction à l'eau (cotation interface) et Réaction à l'eau (cotation séparation)

- **Principe**

Un volume de 80cc d'échantillon avec un volume de 20cc d'une solution tamponnée à PH=7.0 (constituée d'un mélange de K_2HPO_4 anhydre- KH_2PO_4 anhydre- H_2O distillé) sont agités selon une procédure déterminée.

Après agitation et repos de la solution, un examen visuel est effectué sur la variation du volume de la phase aqueuse qui est un indice de présence ou non d'eau dissoute et substances alcooliques dans l'échantillon.

Ensuite, les cotations séparation et interfaces indiquent la présence ou non des contaminants et agents tensioactifs dans l'échantillon.

- **But**

Appliquée à l'essence d'aviation, la variation du volume de réaction à l'eau par cette technique révèle la présence de composants solubles dans l'eau tels que les alcools.

- **Réactif et verreries**

- Acétone
- H_2SO_4 (C).
- $K_2Cr_2O_7$ ou $Na_2Cr_2O_7$.
- Normale Hexane ou normal Heptane.
- Solution tampon à PH=7(1,15g K_2HPO_4 anhydre + 0,47g KH_2PO_4 anhydre dans 100cc H_2O distillé)
- cylindre de 100 ml muni d'un bouchon.

- **Mode opératoire**

- Dans un cylindre de 100cc.
- Prendre 20cc de la solution tampon.
- Ajouter 80 cc d'échantillon.
- Agiter horizontalement pendant 2 min +/-5sec avec une fréquence de 2 à 3 agitations par seconde et une amplitude de 12 à 25cm.

- Enlever le bouchon et laisser reposer la solution sur une surface plane et sans vibrations pendant 5 minutes.³⁹

- **Expressions des résultats**

- **Cotation séparation :**

Tableau IV.1. Table de séparation (Cotation séparation).

Rating	Apparence
1	Absence complète de toute émulsion et/ou précipité dans l'une ou l'autre couche ou sur la couche du combustible.
2	Même chose (1) sauf des petites bulles d'air ou des petites gouttelettes d'eau dans la couche du combustible.
3	Emulsion et/ou précipité dans la couche du combustible ou adhère aux parois du cylindre, à l'exclusion des parois au-dessus de la couche du combustible.

- **Cotation séparation :**

Tableau IV.2. Table de séparation (Cotation interface).

Rating	Apparence
1	Clair et propre
1b	Petites bulles claires ne couvrant pas 50% de l'interface et aucun lambeau, dentelle ou film à interface.
2	lambeau, dentelle ou film à interface.
3	Dentelles dégagées ou écume légère ou les deux.
4	Dentelles serrées ou écume lourde ou les deux.

³⁹ BouabdAllah. M. (2023, avril). Réaction à l'eau du jet A1 norme ASTM D 1094. Activité LRP, Complexe RA2K, département technique, service laboratoire.



Figure IV.15. Réaction à l'eau (ASTM 1094).

IV.2.8.3. Détermination de la cotation MSEP carburant non additivé (ASTMD3948)

- **Principe**

Cette méthode d'essai constitue un moyen rapide et portable, utilisable sur le terrain et en laboratoire, d'évaluer la capacité des carburants pour turbines d'aviation à libérer de l'eau entraînée ou émulsionnée lorsqu'ils passent à travers un matériau coalescent en fibre de verre.

- **But**

L'objectif de cette méthode est d'évaluer la capacité des carburants pour turbines d'aviation à libérer de l'eau entraînée ou émulsionnée lorsqu'ils traversent un matériau coalescent en fibre de verre. Et permet de mesurer la présence d'agents tensioactifs dans les carburants pour turbines d'aviation.

- **Appareillage**

Un micro-séparomètre est utilisé pour effectuer le test. L'unité est entièrement portable et autonome, capable de fonctionner avec une batterie interne rechargeable ou d'être connectée à une source d'alimentation en courant alternatif à l'aide de cordons d'alimentation.

- **Mode opératoire**

Une émulsion eau/carburant est créée dans une seringue à l'aide d'un mélangeur à grande vitesse. L'émulsion est ensuite expulsée de la seringue à un rythme programmé à travers un coalesceur standard en fibre de verre et l'effluent est analysé pour déterminer la

présence d'eau non coalescente par une mesure de la transmission de la lumière. Les résultats sont rapportés sur une échelle de 0 à 100, au nombre entier le plus proche. Une valeur élevée indique que l'eau est facilement coalescente, ce qui signifie que le carburant est relativement exempt d'agents tensioactifs. Un test peut être réalisé en 5 à 10 minutes (voir annexe 6).⁴⁰



Figure IV.16. Appareillage de la MSEP carburant non additivé (ASTMD3948).

IV.2.9. Conductivité électrique (ASTM 2624)

- **Principe**

Cette méthode évalue la conductivité électrique des carburants d'avions, qu'ils contiennent ou non des additifs dissipateurs statiques. Elle implique l'application d'un voltage entre deux électrodes immergées dans le carburant, suivie de l'estimation du courant électrique résultant comme indicateur de la conductivité électrique. L'utilisation d'un appareil portable permet des mesures instantanées pour éviter les erreurs liées à la disparition des ions, tandis qu'un flux continu d'échantillon entre les électrodes prévient la polarisation ou la perte d'ions pendant le test.

La conductivité électrique du carburant contrôle sa capacité à dissiper la charge électrique générée lors du pompage ou du filtrage. Si la conductivité est suffisamment élevée, les charges se dissipent suffisamment pour éviter leur accumulation, ce qui prévient un

⁴⁰Mezdour . A, H. (2014, juin). Détermination de la cotation MSEP Jet fuel non additive norme ASTM D 3948. Activité LRP, Complexe RA2K, département technique, service laboratoire.

potentiel élevé. L'appareil mesure ainsi la capacité du carburant à dissiper la charge électrique.

- **But**

La mesure de la conductivité électrique vise à déterminer si le produit conduit un courant statique ou non.

- **Réactifs, appareillage et échantillonnage**

- **Réactifs :**

Solvant pour nettoyage (alcool isopropylique suivi de toluène) ou (mélange de 50% alcool isopropylique et 50% d'heptane)

- **Appareillage :**

- Appareil de mesure de conductivité portable.
- Sonde contenant la cellule.
- Thermomètre qui permet d'effectuer la mesure de la température sur le champ.
- Bol métallique ou en verre capable de contenir suffisamment de carburant pour effectuer la mesure.
- Câble de 50m pour permettre d'effectuer la mesure dans les grands réservoirs.
- Câble de mise à la terre pour connecter le récipient ou le bac à l'appareil. Voir figure ci-dessous.

- **Echantillonnage :**

- L'échantillon prélevé doit être mis dans un récipient métallique lavé auparavant par le solvant puis rincé par l'échantillon.
- Il est préférable d'effectuer la mesure de la conductivité juste après l'échantillonnage, sinon 24 h après la prise d'échantillon.
- Le récipient d'échantillonnage doit être rincé avec du solvant avant son utilisation puis le sécher avec de l'air sec.

- **Mode opératoire**

- Attacher la sonde à l'appareil de mesure de conductivité.
- Appuyer sur le bouton M avec la sonde attachée à l'appareil pendant 03 secondes : la lecture doit être 000 +/- 001 ; si la lecture est hors de cette limite enlever la sonde remettre le zéro puis remettre la sonde.

- Si l'ajustement du zéro est bon sans la sonde et mauvais avec la sonde, il faut rincer la sonde avec le solvant, puis sécher avec de l'air sec puis refaire le zéro.
- Appuyer sur le bouton de calibration **C** avec la sonde attachée à l'appareil, après 03 secondes, l'affichage doit être 10 fois le numéro de calibration de la sonde +/- 005 (exemple : le numéro de calibration de la sonde est 40, l'affichage doit être 400 +/- 005).
- Connecter le câble de la mise à la terre de l'appareil au récipient contenant l'échantillon.
- Insérer la sonde dans l'échantillon en émergeant la cellule complètement dans le carburant et appuyer sur **M** pour lire le résultat (la lecture après 03 secondes est la seule lecture valable).
- S'il apparaît le numéro **1** sur la gauche de l'afficheur de l'appareil, le niveau de conductivité de l'échantillon est plus haut que le seuil de mesure de l'appareil.⁴¹



Figure IV.17. Détermination de la conductivité électrique (ASTM D2624).

En conclusion de ce chapitre matériels et méthodes, nous avons présenté en détail les outils et l'approche méthodologique au niveau du laboratoire. Passons maintenant à l'analyse des résultats et aux discussions qui en découlent, pour comprendre pleinement les implications de notre étude.

⁴¹ Makti. H. (2014, juin). Détermination de la conductivité électrique du jet A1 portable meter method norme ASTM D 2624. Activité LRP, Complexe RA2K, département technique, service laboratoire.

CHAPITRE V

RESULTATS

ET

DISCUSSIONS

V.I. Introduction

Dans cette section consacrée aux résultats et discussions, nous explorerons en détail la qualité du kérosène/ Jet A1 de la RA2K ainsi une étude comparative du kérosène de la RA2K par rapport à celui de la RA1K. Nous analyserons les données obtenues à travers une série de tests rigoureux, en mettant l'accent sur les différences notables en termes de propriétés physiques et de performances. Cette étude nous permettra d'évaluer l'impact potentiel de ces variations sur l'efficacité opérationnelle et environnementale, ainsi que sur la conformité aux normes industrielles et réglementaires.

V.2. Résultats d'analyses qualitatives et quantitatives du kérosène /JET A1

Les analyses qualitatives et quantitatives effectuées au niveau du laboratoire Topping Condensat-Skikda- sur le kérosène/Jet A1 selon les normes ASTM sont résumées dans le tableau ci-dessous. (Annexe 3 Rapport d'essai Bac Jet A1 de la RA2K).

Tableau V.1 : Les propriétés physico-chimiques du kérosène/Jet A1 de RA2K.

Caractéristique	Unités	Méthodes	Résultats	Limites
Aspect				
Visuel		Visuelle	C.L	Claire et limpide
Couleur Saybolt		ASTM D156	+30	Report
Composition				
Acidité totale	mg KOH/g	ASTM D3242	0.009	0.015 min
Soufre totale	% masse	ASTM D5453	0.008	0.30 max
Doctor test		ASTM D4952	(-)	Négatif
Volatilité				
Distillation		ASTM D86		
PI	°C		150	Report
10%	°C		170	205.0 max
50%	°C		190	Report
90%	°C		218	Report
PF	°C		235	300.0 max
Résidu	% vol		0.5	1.5 max
Pertes	% vol		0.5	1.5 max

Point d'éclair	°C	ASTM D56	43	38.0 min
Densité à 15°C	g/cm ³	ASTM D4052-18	0.7774	0.7750 to 0.8400
Fluidité				
Point de disparition des cristaux	°C	ASTM D2386	-60	-47.0 max
Viscosité à -20°C	mm ² /s (cSt)	ASTM D445	3.3917	8.000 max
Combustion				
Point de fumée	mm	ASTM D1322	32.8	25.0 min
Corrosion				
Corrosion à lame de cuivre.		ASTM D130	1 a	1 max
Contaminants				
Gommes actuelles	mg/100cm ³	ASTM D381	0.8	7 max
Réaction à l'eau (cotation interface).		ASTM D1094	1 b	
Réaction à l'eau (cotation séparation).			1	
MSEP carburant non additivé.		ASTM D3948	98	85 min
Conductivité				
Conductivité électrique.	ps/m	ASTM D2624	1	50 à 600

V.3. Discussion des résultats

V.3.1. Aspect

V.3.1.1. Visuel

L'analyse visuelle du kérosène/Jet A1 indique que notre produit est clair et limpide (C.L). Donc le produit à analyser n'est pas contaminé.

V.3.1.2. Couleur Saybolt

Il existe deux types de méthodes de détermination de couleur Saybolt : la méthode manuelle ASTM D-156 et la méthode automatique (colorimètre Lico690 ASTM D-1500/ D-156).

➤ **Couleur Saybolt manuelle (ASTM D-156) :**

Après la détermination de la couleur Saybolt (ASTM D-156) du kérosène/Jet A1, qui est un liquide blanc transparent, nous avons comparé la couleur de l'échantillon visuellement avec celle du blanc (référence), à l'aide des loupe et une source lumineuse (pour voir la couleur clairement de l'échantillon et le produit de référence).

On a constaté qu'il y a une différence de +30 comme indiqué sur le chromomètre de couleur Saybolt à un volume de 20 ml ce qui signifie que l'échantillon du kérosène/Jet A1 à analyse est acceptable et non contaminé.

➤ **Colorimètre Lico690 (ASTM D-1500/ D-156) :**

Le test effectué sur un échantillon par le colorimètre Lico690 (ASTM D-1500/ D-156), permet de déterminer la valeur de la couleur du kérosène/Jet A1 qui est +30 (affichée sur l'écran de colorimètre). C'est une valeur dans les normes (on spect).

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 analysé.

V.3.2. Composition

V.3.2.1. Acidité totale (ASTM D3242)

On Calcule l'acidité totale du kérosène/Jet A1 en mg KOH/g selon la formule suivante :

$$A_{\text{KOH}} (\text{mg KOH/g}) = V_t \times N_{\text{KOH}} \times M_{\text{KOH}} / P_{\text{ech}}$$

V_t ml	0.5
N_{KOH}	0.022
P_{ech}	77.76
Acidité Totale (mg KOH/g)	0.00793

Donc l'acidité du kérosène/Jet A1 est 0.00793 mg KOH/g. C'est une valeur inférieure à la norme exigée 0.015 max (la norme ASTM D 3242). Donc notre échantillon (kérosène/Jet A1) répond aux normes exigées.

Il est important de surveiller régulièrement l'acidité du kérosène et de prendre des mesures correctives si nécessaire. Car l'acidité du kérosène à un niveau acceptable, peut contribuer à prolonger la durée de vie des moteurs, à améliorer les performances du moteur et à réduire le risque d'accidents.

V.3.2.2. Soufre total (ASTM D 5453)

L'analyse effectuée sur l'échantillon est réalisée par un appareil spécialisé sophistiqué pour la détermination de la teneur en soufre dans les produits pétroliers, on a trouvé le résultat suivant : **0.008 % masse** qui est inférieure à 0.30 max donc notre produit est bon et répond aux normes exigées.

Il est important de respecter les limites de teneur en soufre du kérosène pour protéger l'environnement, prolonger la durée de vie des moteurs d'avion et assurer la sécurité des vols.

V.3.2.3. Doctor test (ASTM D 4952)

L'analyse du Doctor test donne les résultats suivants :

- Pas de changement de la couleur de la solution, ce qui signifie que notre échantillon du kérosène/Jet A1 est de test négatif, en comparant le résultat obtenu avec les normes de Doctor test qui sont mentionnées dans le tableau ci-dessous.
- Doctor test négatif ne signifie pas toujours que notre produit est de zéro H₂S / mercaptan) mais il y a une teneur négligeable non détectable.

Tableau V.3. Caractéristiques de l'analyse du Doctor test.

Doctor test Positif	-Présence d'H ₂ S ou de mercaptans -Changement de couleur
Doctor test Négatif	-Très peu d'H ₂ S et ou de mercaptans (en général <5g/T) -Pas de changement de couleur

V.3.3. Volatilité

V.3.3.1. Distillation ASTM D 86

Les résultats de distillation ASTM D 86 sont indiqués dans le tableau ci-dessous.

Tableau V.4. Le volume de distillat en fonction de la température du Jet A1 RA2K.

V %	PI	10%	50%	90%	PF
T °C	150	170	190	218	235

- **Résidu** : 0.5% volumique.
- **Perte** : 0.5 % volumique.
- Le point initial (PI) est de 150°C, donc notre produit est léger de forte valorisation et dans les normes.
- La quantité de résidu est estimée à 0.5% du volume (affichée sur l'écran de l'appareil), cette valeur répond aux normes : inférieure à 1.5% du volume.
- Les pertes sont à 0.5 % du volume, elles sont dans les normes (inférieures à 1.5% du volume), on constate que le produit à analyser respecte les normes exigées.

V.3.3.2. Le point d'éclair (ASTM D 56)

A une température de 43 °C on a détecté le flash, et cette température est conforme et répond aux normes exigées de 38 °C minimum.

La détermination du point d'éclair est une analyse et technique très intéressante pour la sécurité des opérations de stockage et du transport des produits pétroliers, notamment notre produit étudié.

V.3.3.3. Densité à 15°C (ASTM D 4052-18)

La densité obtenue à 15°C égale à **0.7774** g/cm³, Cette valeur est comprise dans l'intervalle exigé de l'analyse de 0.775 g/cm³ – 0.840 g/cm³, donc le produit à analyse répond aux normes spécifiques ASTM D4052-18.

V.3.4. FLUIDITE

V.3.4.1. Point de congélation (ASTM D2386)

Le point de congélation ou dit point de disparition des cristaux obtenu est de -60°C, c'est une valeur qui répond aux normes exigées (-47°C maximum).

V.3.4.2. La viscosité à -20°C (ASTM D445)

La viscosité du kérosène/Jet A1 est de 3.3917 mm²/s, c'est une valeur inférieure à la valeur maximale de 8 mm²/s et cela signifie que l'échantillon à analyser est conforme aux normes, donc le produit à analyser est de bonne qualité.

V.3.5. Combustion

V.3.5.1. Point de fumée (ASTM D130)

La hauteur de la flamme de l'échantillon Kérosène/Jet A1 est égale à 32.8 mm et cette dernière conforme à la norme exigée de 25 mm minimum.

Un point de fumée élevé pour le kérosène indique que le carburant peut être chauffé à une température plus élevée sans se décomposer et produire de la fumée visible.

V.3.6. Corrosion

V.3.6.1. Corrosion à lame de cuivre (ASTM D 130)

Après la comparaison de la lame de cuivre avec la bande, on obtient le résultat **1 a** et cette valeur est dans les normes ce qui indique que notre produit ne provoque pas une corrosion, il est de bonne qualité.

V.3.7. Les contaminants

V.3.7.1. Gommages actuelles (ASTM D381)

Le résultat obtenu est égal à 0.8 mg/1000 cm³ ; cette valeur est inférieure à la valeur maximale (7 mg/1000 cm³) exigée par la norme. Le produit à analyser est conforme aux normes, donc de bonne qualité.

La teneur en gommages actuelles élevée dans le carburant peut provoquer des dépôts sur le système d'admission, ainsi que le bouchage des soupapes d'admission (exemples : avions).

V.3.7.2. Réaction à l'eau (cotation interface) ASTM D 1094

Le résultat obtenu est de **1 b**, car les petites bulles ne couvrent pas 50 % de l'interface, sans lambeau, dentelle ou film à l'interface. Notre produit est conforme aux normes exigées ASTM D 1094. Voir figure ci-dessous.

V.3.7.3. Réaction à l'eau (cotation séparation) ASTM D 1094

Le résultat obtenu est de **1**, à cause de l'absence complète d'émulsion et /ou précipité dans l'une ou l'autre couche, et sur la couche du combustible. Ce résultat répond aux normes exigées dans ASTM D 1094. Voir figure ci-dessous.



Figure V.1. Réaction à l'eau kérosène/Jet A1 (ASTM D 1094).

V.3.7.4. MSEP carburant non additivé (ASTM D 3948)

Le résultat obtenu est égal à 98, cette valeur est conforme aux normes exigées de l'ASTM D 3948 (85 minimum).

V.3.8. Conductivité électrique ASTM D 2624

Le résultat obtenu est égal à 1 pS/m, c'est une valeur inférieure aux normes exigées 50 à 600 pS/m de l'ASTM D2624 (hors spécifications), ce qui nécessite une modification par un additif qui améliore la conductivité avant commercialisation du produit Jet A1, et cette opération s'effectue au niveau de RA1K.

V.4. Comparaison entre le Jet/A1 Du condensat et le Jet/A1 du brut

V.4.1. Résultats d'analyses

Le Jet A1 est un type de kérosène utilisé comme carburant pour les avions. Il est produit à partir de pétrole brut ou de condensat dans des complexes de raffinage spécifiques. Cependant, il peut y avoir des différences entre le Jet A1 produit à partir de condensat au complexe RA2K et le Jet A1 produit à partir de pétrole brut au complexe RA1K. Et en comparant les résultats

des analyses obtenues du Jet A1 de RA2K avec les analyses du laboratoire obtenues du Jet A1 de RA1K (voir annexe 4). On résume les différences majeures dans le tableau ci-dessous.

Tableau V.5. Comparaison entre les résultats d'analyse du Jet/A1 du condensat (RA2K) et du Jet/A1 (RA1K) du pétrole brut de cinq échantillons.

Les propriétés physico-chimiques		Jet A1 RA2K					Jet A1 RA1K					
		Numéro des échantillons										
Aspect		1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	
		Visuel	C.L	C.L	C.L	C.L	C.L	C.L	C.L	C.L	C.L	C.L
		Couleur saybolt	+30	+30	+30	+30	+30	+30	+30	+30	+30	+30
Composition	Acidité totale (mg KOH/g)	0.009	0.009	0.009	0.012	0.013	0.014	0.014	0.014	0.014	0.014	
	Soufre total % masse	0.008	0.010	0.008	0.010	0.010	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	
	Doctor test	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	
Volatilité	Distillation											
	PI	150	144	147	155	149	159	166	152	155	152	
	10%	170	173	167	171	169	172	179	167	167	167	
	50%	190	189	189	189	190	191	193	189	190	187	
	90%	218	212	219	218	219	220	210	215	214	223	
	PF	235	241	235	235	235	236	226	235	237	236	
	Résidu (% vol)	0.5	0.6	0.5	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
	Pertes (% vol)	0.5	0.4	0.5	0.3	0.8	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
	Point d'éclair (°C)	42	44	44	45	43	43	42	43	43	43	
	Densité à 15°C (g/cm ³)	0.7774	0.7779	0.778	0.7776	0.7776	0.7792	0.7791	0.7791	0.7808	0.7794	

Fluidité	Point de disparition des cristaux (°C)	-60	-60	-60	-60	-60	-58.39	-56.24	-57.9	-57.79	-57.13
	Viscosité à -20°C (mm ² /s (cSt))	3.3917	3.426	3.287	3.3571	3.362	3.298	3.339	3.341	3.34	3.342
Combustion	Point de fumée (mm)	32.8	32.8	32.4	32.1	32.6	30.8	30.1	30.9	30	30.9
Corrosion	Corrosion à lame de cuivre	1 a	1 a	1 a	1 a	1 a	1 a	1 a	1 a	1 a	1 a
Contaminants	Gommes actuelles (mg/100cm ³)	0.8	0.8	0.7	0.8	0.8	0.4	0.4	0.4	0.2	0.4
	Réaction à l'eau (cotation interface)	1 b	1 b	1 b	1 b	1 b	-	-	-	-	-
	Réaction à l'eau (cotation séparation)	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-
	MSEP carburant non additivé	98	98	98	98	98	80	98	96	91	97
Conductivité	Conductivité électrique (ps/m)	1	1	1	1	1	304	241	223	410	223

Le tableau compare les propriétés physicochimiques du Jet A1 produit par deux raffineries différentes, RA1K et RA2K. Les résultats montrent que les deux carburants ont des propriétés très similaires et conformes, sauf la conductivité électrique de la RA2K, mais il y a quelques différences notables mentionnées dans le tableau ci-dessous :

Le tableau V.6. Les différences notables de Jet A1 (RA2K) et Jet A1 (RA1K).

Propriétés	Jet A1 –RA2K-	Jet A1 –RA1K-
Acidité totale (mg KOH/g)	Moins	Plus
Soufre total	Légèrement plus	Moins
Distillation	Plus volatil	Moins volatil
Point d'éclair °C	Plus	moins
Densité à 15°C (g/cm ³)	Moins dense	Plus
Point de congélation (°C)	Plus	Moins
Viscosité à -20°C (mm ² /s (cSt))	Plus	Moins
Point de fumée (mm)	Plus	Moins
Gommes actuelles (mg/100 cm ³)	Plus	Moins
Conductivité électrique (ps/m)	Moins	Plus

V.4.2. Discussion

V.4.2.1. Aspect

Pour les deux produits Jet A1 de la RA1K du pétrole brut et RA2K du condensat, tous les échantillons sont clairs et limpides (C.L) et ont une valeur de +30. Donc conformes aux normes exigées.

V.4.2.2. Composition

➤ Acidité totale (ASTM D3242)

L'acidité totale des échantillons varie de 0.009 mg KOH/g à 0.014 mg KOH/g. Les échantillons de RA1K ont une acidité totale légèrement plus élevée que les échantillons de RA2K. Cela signifie que les échantillons de Jet A1 de RA1K sont légèrement plus acides que les échantillons de Jet A1 de RA2K mais les deux sont conformes et répondent aux normes exigées de 0.014 mg KOH/g.

➤ Soufre total (ASTM D5453)

Les échantillons de RA2K présentent une teneur totale en soufre légèrement supérieure à celle des échantillons traités finals de RA1K, mais conformément aux normes. Étant donné que le niveau de soufre dans le Jet A1 produit par les complexes est un élément essentiel à surveiller afin d'assurer : la qualité du carburant, la conformité aux normes, les performances des moteurs

et la réduction des émissions polluantes sous forme de particules et de dioxyde de soufre. Il est essentiel de surveiller attentivement sa teneur.

➤ **Doctor test**

Test négatif pour les deux produits finis, cette analyse confirme l'absence du mercaptan/ H_2S . C'est une technique très intéressante.

V.4.2.3. Volatilité

➤ **Distillation (ASTM D 86)**

Les points d'ébullition des échantillons varient légèrement. Les échantillons de RA2K ont généralement des points d'ébullition légèrement moins élevés pour les fractions 10 %, 50 %. Cela signifie que les échantillons de Jet A1 de RA2K sont légèrement plus volatiles que les échantillons de Jet A1 de RA1K.

Sachant que la volatilité du Jet A1 est un paramètre essentiel pour assurer des performances optimales des moteurs d'avion, garantir la sécurité des vols, réduire les émissions polluantes (COV : composés organiques volatils) grâce à la combustion complète et maintenir la fiabilité des opérations aériennes. Mais concernant les résidus et les pertes sont presque les mêmes.

➤ **Le point d'éclair (ASTM D 56)**

Le point d'éclair des échantillons varie de 42 à 45 °C. Les échantillons de RA2K ont un point d'éclair légèrement plus élevé que les échantillons de RA1K.

Cela signifie que les échantillons de Jet A1 de RA1K sont légèrement plus inflammables que les échantillons de Jet A1 de RA2K. Ainsi, un point d'éclair élevé signifie un faible risque d'incendie et d'explosion lors de stockage et de transport du carburant ce qui assure une sécurité accrue.

➤ **Densité à 15°C (ASTM D4052-18)**

La densité des échantillons varie de 0.7774 g/cm³ à 0.7808 g/cm³, dont les échantillons de RA1K ont une densité légèrement plus élevée que les échantillons de RA2K. Cela signifie que les échantillons de Jet A1 de RA2K sont légèrement plus denses que les échantillons de Jet A1 de RA1K.

Ainsi, une faible densité du Jet A1 inclut une réduction de poids, une augmentation de la charge utile, une meilleure capacité de stockage, des économies de coûts, une réduction des émissions de CO₂ et d'autres polluants atmosphériques et une meilleure performance au

décollage. Ce qui conduit à une exploitation plus efficace, économique et respectueuse de l'environnement pour les compagnies aériennes.

V.4.2.4. FLUIDITE

➤ Point de congélation (ASTM D2386)

Concernant le point de congélation ou point de disparition des cristaux, on observe que le point de congélation du jet A1 du condensat (-60°C) est plus élevé que celui du jet A1 du pétrole brut.

Un point de disparition des cristaux élevé pour le Jet A1 permet d'assurer la fluidité du carburant à basse température, réduisant ainsi le risque de formation de cristaux qui pourraient obstruer les filtres et les conduites de carburant, ce qui est crucial pour la sécurité et la performance des avions en conditions froides.

➤ La viscosité à -20°C (ASTM D445)

On remarque que la viscosité de jet A1 du condensat moyenne 3.36746 est légèrement élevée que celle du jet A1 du pétrole brut 3.332, mais dans les normes.

Une viscosité à -20°C conforme aux normes assure un démarrage plus facile à froid, une réduction du colmatage des filtres, une amélioration de l'efficacité du moteur et la prévention des dommages aux équipements. Ces avantages contribuent à un fonctionnement plus fiable et performant des avions dans des conditions froides.

V.4.2.5. Combustion : Point de fumée (ASTM D130)

D'après les résultats indiqués dans le tableau ci-dessus, on observe que le jet A1 du condensat a un point de fumée de 32.8 mm plus que le point de fumée du jet A1 du pétrole brut, qui est égal à 30.9 mm. Cela signifie que les échantillons de Jet A1 de RA2K sont légèrement plus stables à la combustion que les échantillons de Jet A1 de RA1K.

Un point de fumée élevé signifie que le carburant contient moins d'aromatiques et un pouvoir calorifique élevé et peut brûler à des températures plus élevées sans produire de fumée visible. Cela indique une combustion plus complète et propre, réduisant ainsi les dépôts de suie dans les moteurs et les émissions de particules, ce qui améliore l'efficacité et réduit l'impact environnemental.

V.4.2.6. Corrosion à lame de cuivre (ASTM D 130)

Les deux produits à analyser, jet A1 du condensat et Jet A1 du pétrole brut sont conformes aux normes exigées 1 maximum. Ce qui signifie que tous les échantillons n'ont pas d'effet corrosif sur le cuivre donc absence de composants corrosifs dans le carburant d'aviation ce qui assure la protection des composants métalliques du moteur et du système de carburant.

V.4.2.7. Les contaminants

➤ Gommages actuelles (ASTM D381)

Les gommages actuelles moyennes des échantillons étudiés pour le jetA1 du condensat et jet A1 du pétrole sont respectivement 0.78 mg/1000 cm³ et 0.36 mg/1000 cm³.

En comparant ces deux résultats on remarque que les gommages actuelles dans le jet A1 du condensat sont légèrement plus élevées que dans le jet A1 du pétrole brut, mais les deux répondent aux normes exigées maximum 7 mg/100 cm³. Car Les gommages actuelles dans le Jet A1 font référence aux résidus solides formés par l'oxydation et la polymérisation des hydrocarbures dans le carburant au cours du stockage et de l'utilisation. Ces résidus peuvent encrasser et boucher les filtres, les injecteurs et d'autres composants du système de carburant.

➤ MSEP carburant non additive (ASTM D 3948)

D'après les résultats mentionnés dans le tableau ci-dessus, on observe : les deux carburants répondent bien aux exigences minimales de MSEP, avec des indices significativement au-dessus de la limite de 85.

Cela assure une bonne performance en termes de séparation de l'eau, ce qui est crucial pour la sécurité et la fiabilité des avions. RA2K, avec un indice MSEP carburant non additivé de 98, est légèrement meilleur que RA1K (92.4), mais les deux sont bien dans des normes acceptables pour une utilisation sécurisée.

V.4.2.8. Conductivité électrique (ASTM D 2624)

D'après les résultats ; on constate que la conductivité électrique du jetA1 du condensat 1 pS/m une valeur inférieure aux normes exigées et plus basse que la conductivité électrique du jetA1 du pétrole brut 223 pS/m qui est conforme aux normes exigées.

Le STADIS 450 est un dissipateur d'électrostatique composé d'acide dinonylnaphtalène sulfonique et d'autres solvants organiques utilisé à la raffinerie RA1K pour améliorer la conductivité du Jet A1, assurant ainsi la conformité du carburant aux normes requises.

Cet additif est utilisé pour le jet A1 de la RA2k lors de stockage au niveau de la RA1K pour le commercialiser selon les normes exigées.

- Il existe d'autres différences résumées comme suit :

V.4.3. Déférences entre le Jet/A1 Du condensat et le Jet/A1 du brut

- **Matière première :**

RA2K : Produit à partir du condensat de gaz naturel.

RA1K : Produit à partir du pétrole brut.

- **Origine :**

- Jet A1 du condensat RA2K : Produit à partir du condensat de gaz naturel RA2K extrait des gisements gaziers.

- Jet A1 du RA1K : Produit à partir du pétrole brut RA1K extrait des champs pétroliers.

- **Procédé de raffinage :**

- **Pétrole brut :** Nécessite une gamme plus large de procédés de raffinage plus complexes pour séparer et convertir les différents hydrocarbures en produits utiles, tels que l'essence, le diesel, le kérosène, les lubrifiants, les produits pétrochimiques et le bitume.

- **Condensat :** Plus facile à raffiner en raison de sa composition simple, nécessitant généralement des procédés de distillation et de craquage moins sévères.

Le seul inconvénient est celui de la faible conductivité électrique qui laisse notre produit hors norme de spécification.

La production de kérosène de condensat est beaucoup moins coûteuse que celle du kérosène du brut, vu la légèreté de la matière première comparativement avec le brut très lourd.

- **Utilisations :**

- Jet A1 du condensat RA2K : Particulièrement conçu pour les avions qui évoluent dans des environnements froids et pour des vols de longue distance.

- Jet A1 du RA1K : Convenable pour une utilisation générale dans divers climats et pour des vols plus courts.

- **Composition chimique :**

Le pétrole brut est un mélange complexe d'hydrocarbures comprenant différents types de molécules, allant des hydrocarbures légers aux hydrocarbures lourds. En revanche, le condensat

est principalement composé d'hydrocarbures légers. La composition chimique du condensat est généralement moins complexe que celle du pétrole brut.

- **Production 2019-2023**

Tableau V.7. Production du kérosène/Jet A1 de la RA1K et RA2K (2019-2023)

	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Kérosène/ Jet A1 RA2K	398 472	437 742	442 598	506 535	495 052	2 280 399
Kérosène/ Jet A1 RA1K	455262.47	307 907,62	145 771,85	124335.86	22 149,11	4758,58

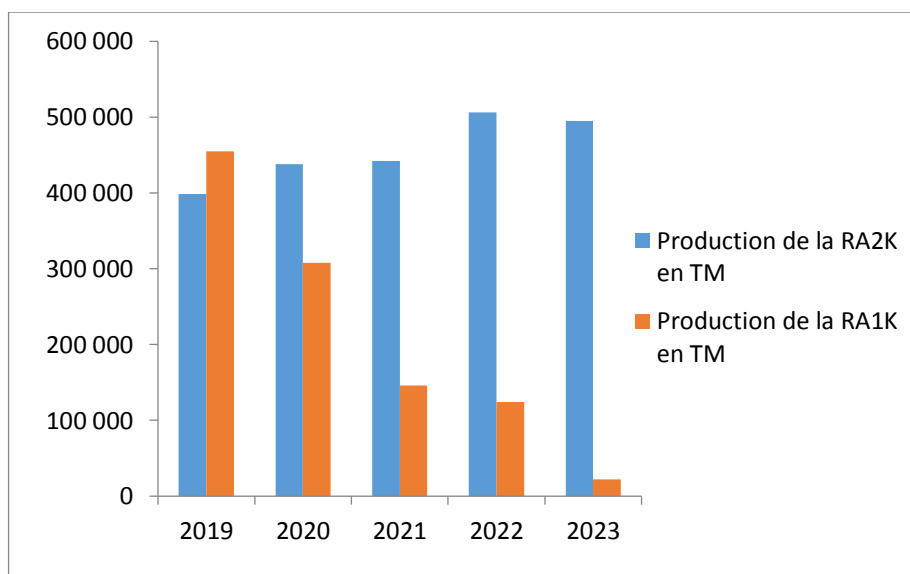


Figure V.2. Production du kérosène/Jet A1 de la RA1K et RA2K (2019-2023)

Le **tableau V.7** et la **figure V.2** présentent la production annuelle de kérosène pour RA1K et RA2K en tonnes métriques entre 2019 et 2023 :

- **Kérosène/Jet RA2K :** On observe une augmentation progressive de la production de 2019 à 2022, avec un pic en 2022 (506 535 tonnes). En 2023, la production connaît une légère baisse pour atteindre 495 052 tonnes. La production totale de kérosène RA2K sur la période 2019-2023 est de 2 280 399 TM.
- **Kérosène/Jet RA1K :** On observe que la production est beaucoup plus faible que pour la RA2K, et elle connaît une baisse constante de 2019 à 2023. En 2023, la production n'est plus que de 22 149 TM. La production totale de kérosène/Jet A1 RA1K sur la période 2019-2023 est de 475 828 TM.

Donc la production de kérosène/Jet A1 de la RA2K a augmenté de manière significative entre 2019 et 2022, tandis que la production de kérosène/Jet A1 de la RA1K a diminué de manière constante. Cette tendance peut s'expliquer par plusieurs facteurs, tels que l'évolution de la demande pour les différents types d'avions, les progrès technologiques et les changements de réglementation.etc.

V.5. Conclusion

En conclusion, les analyses quantitatives et qualitatives du kérosène/Jet A1 de RA2K ont mis en évidence qu'il possède des caractéristiques générales qui respectent les normes internationales et les spécifications nécessaires pour une utilisation sécurisée et efficace dans les missions aériennes.

Comparé au kérosène/Jet A1 de RA1K, le kérosène/Jet A1 de RA2K présente des améliorations significatives dans divers aspects tels que le point d'ébullition, le point d'éclair, la densité, le point de disparition des cristaux ou point de congélation, le point de fumée, les MSEP carburant non additivé.

Cependant, l'inconvénient réside dans la faible conductivité, ce qui laisse le kérosène/Jet A1 de RA2K hors les normes de spécification. Néanmoins, cette problématique peut être résolue en ajoutant un dissipateur d'électro-statique qui augmente la conductivité du carburant et le rend conforme aux normes.

Le choix entre le kérosène/Jet A1 du condensat RA2K et le kérosène/Jet A1 du pétrole brut du RA1K dépend de plusieurs facteurs, tels que les conditions climatiques d'utilisation, la distance des vols, les performances requises et les considérations économiques et les besoins spécifiques de l'utilisateur.

*CONCLUSION
GENERALE*

Conclusion générale


La raffinerie de Skikda joue un rôle crucial dans le secteur énergétique algérien et influence significativement l'industrie mondiale des produits pétroliers raffinés. Sa production de kérosène, en particulier, répond à des besoins stratégiques en carburant d'aviation. La raffinerie de Skikda n'est pas seulement une infrastructure industrielle, mais un pilier de la stabilité économique et énergétique de l'Algérie, avec des répercussions régionales et mondiales.

Notre stage a été réalisé au niveau du laboratoire d'analyse de qualité de Topping condensat de Skikda, notre mission principale était de réaliser une série d'analyses sur le kérosène produit à partir des condensats avant et après traitement comme la densité, le point d'éclair, le point de congélation, la distillation, le point de fumée, etc. et de le comparer avec le kérosène provenant de la raffinerie RA1K. Ces analyses visaient à évaluer la qualité, la performance, et la conformité aux normes internationales du kérosène produit et cette comparaison permet d'orienter les décisions concernant le choix optimal de carburant pour répondre aux besoins spécifiques des industries de l'aviation tout en tenant compte des considérations économiques, environnementales et opérationnelles.

Ce stage nous a offert une expérience pratique essentielle dans le domaine du raffinage et de l'analyse des hydrocarbures. Il a renforcé notre compréhension des défis liés à la production de carburants de haute qualité et nous a préparés à contribuer de manière efficace à l'industrie pétrolière et gazière.

Annexe 1

La couleur Saybolt (Produit blanc transparent) ASTM D156 :

 D 156						
TABLE 1 Saybolt Colors Corresponding to Depths of Oil						
Number of Color Standards	Depth of Oil, in. (mm)	Color Number	Number of Color Standards	Depth of Oil, in. (mm)	Color Number	
One-half	20.00 (508)	+ 30	Two	6.00 (152)	+ 6	
One-half	18.00 (457)	+ 29	Two	5.75 (146)	+ 5	
One-half	16.00 (406)	+ 28	Two	5.50 (139)	+ 4	
One-half	14.00 (355)	+ 27	Two	5.25 (133)	+ 3	
One-half	12.00 (304)	+ 26	Two	5.00 (127)	+ 2	
One	20.00 (508)	+ 25	Two	4.75 (120)	+ 1	
One	18.00 (457)	+ 24	Two	4.50 (114)	0	
One	16.00 (406)	+ 23	Two	4.25 (107)	-1	
One	14.00 (355)	+ 22	Two	4.00 (101)	-2	
One	12.00 (304)	+ 21	Two	3.75 (95)	-3	
One	10.75 (273)	+ 20	Two	3.625 (92)	-4	
One	9.50 (241)	+ 19	Two	3.50 (88)	-5	
One	8.25 (209)	+ 18	Two	3.375 (85)	-6	
One	7.25 (184)	+ 17	Two	3.25 (82)	-7	
One	6.25 (158)	+ 16	Two	3.125 (79)	-8	
Two	10.50 (266)	+ 15	Two	3.00 (76)	-9	
Two	9.75 (247)	+ 14	Two	2.875 (73)	-10	
Two	9.00 (228)	+ 13	Two	2.75 (69)	-11	
Two	8.25 (209)	+ 12	Two	2.625 (66)	-12	
Two	7.75 (196)	+ 11	Two	2.50 (63)	-13	
Two	7.25 (184)	+ 10	Two	2.375 (60)	-14	
Two	6.75 (171)	+ 9	Two	2.25 (57)	-15	
Two	6.50 (165)	+ 8	Two	2.125 (53)	-16	
Two	6.25 (158)	+ 7				

Annexe 2

La couleur ASTM 1500 (cotation visuelle) :


Table de correspondance de la couleur Saybolt à la hauteur du produit et la lentille st :

 Activité AVAL Division Raffinage Complexe RAZK Département Technique Service Laboratoire	Colorimeter ASTM ASTM D1500	Date de mise en application : Préparé par : Validé par : Approuvé par : Nom du fichier : Code d'équipement : 702-3-0080

N° couleur standard	Hauteur produit		Couleur Saybolt	N° couleur standard	Hauteur produit inch	Couleur Saybolt
	mm	mm				
0,5	20.00	508	+ 30	2	6.00	+ 6
0,5	18.00		+ 29	2	5.75	+ 5
0,5	16.00		+ 28	2	5.50	+ 4
0,5	14.00		+ 27	2	5.25	+ 3
0,5	12.00		+ 26	2	5.00	+ 2
1	20.00		+ 25	2	4.75	+ 1
1	18.00		+ 24	2	4.50	0
1	16.00		+ 23	2	4.25	- 1
1	14.00		+ 22	2	4.00	- 2
1	12.00		+ 21	2	3.75	- 3
1	10.75		+ 20	2	3.625	- 4
1	9.50		+ 19	2	3.50	- 5
1	8.25		+ 18	2	3.375	- 6
1	7.25		+ 17	2	3.25	- 7
1	6.25		+ 16	2	3.125	- 8
2	10.50		+ 15	2	3.00	- 9
2	9.75		+ 14	2	2.875	- 10
2	9.00		+ 13	2	2.75	- 11
2	8.25		+ 12	2	2.625	- 12
2	7.75		+ 11	2	2.50	- 13
2	7.25		+ 10	2	2.375	- 14
2	6.75		+ 9	2	2.25	- 15
2	6.50		+ 8	2	2.125	- 16
2	6.25	158	+ 7			

Annexe 3

Rapport d'essai Bac Jet A1 de la RA2K

 Bureau A&S Des Techniques Services Laboratoire		RAPPORT D'ESSAI Bac Jet A1			
Rapport N°	 / Jet / 2024			
Référence Stockage		303-TR			
Méthode d'échantillonnage		ASTM D4057 & ASTM D4177			
Date de réception de l'échantillon	 / 2024		Heure H	
Date d'analyse	 / 2024		Date d'émission / 2024	
Spécifications		AFQRJDS ISSUE 33 - Check List Jet A1 (Avr 2022)			
Identification du Client					
CARACTERISTIQUES	Unités	Méthodes	Résultats	Limites	OBSERVATIONS
ASPECT					
Visuel		Visuel		Clair et limpide	
Couleur Saybolt		ASTM D156		Rapport	
COMPOSITION					
Acidité totale	mg KOH/g	ASTM D3242		0.015 Max	
Sulfure totale	% mass	ASTM D8453		0.30 Max	
Doctor test		ASTM D4952		Negatif	
VOLATILITE					
Distillation					
91	°C	ASTM D86		Rapport	
10%	°C			205.0 Max	
50%	°C			Rapport	
90%	°C			Rapport	
99	°C			300.0 Max	
Résidu	% vol			1.5 Max	
Pertes	% vol			1.5 max	
Point d'éclair	°C	ASTM D56		38.0 Min	
Densité à 15°C	g/cm ³	ASTM D4052-18		0.7750 to 0.8490	± 0.000794
FLUIDITE					
Point de départ des cristaux	°C	ASTM D3366		-47.0 Max	
Viscosité à -20°C	mm ² /s (cSt)	ASTM D445		8.000 Max	
COMBUSTION					
Point de fumée	mm	ASTM D1322		25.0 Min	
CORROSION					
Corrosion à la lame de cuivre		ASTM D130		1 Max	
CONTAMINANTS					
Gomme actuelles	mg/100cm ³	ASTM D381		7 Max	
Réaction à l'eau (cotation interface)		ASTM 1094			
Réaction à l'eau (cotation séparation)					
MSEP carburant non additivé		ASTM D3949		95 Min	
CONDUCTIVITE					
Conductivité électrique	µS/m	ASTM D2524		50 to 800	
Déclaration de conformité aux spécifications (voir M-LAB-1 § 7.8.6)				Oui <input type="checkbox"/>	Non <input type="checkbox"/>
Conditions ambiantes				Nom et Visa du Responsable Laboratoire	
Température (°C)					
Pression (mbar)					
RH (%)					
Bonalbrin / Aéroba HPC / Division Exploitation Raffinage / Raffinerie de Condensat RA2K SP 363 – 2.1 Skidde Tél : 038 94 82 55 Fax : 038 94 82 58 Ce rapport d'essai ne doit pas être reproduit, sans l'autorisation écrite du Laboratoire Les résultats ne se rapportent qu'à une seule essence à l'essai					
Rev : 4.2				Page 1 sur 1	

Annexe 4

Rapport d'essai Bac Jet A1 de la RAIK

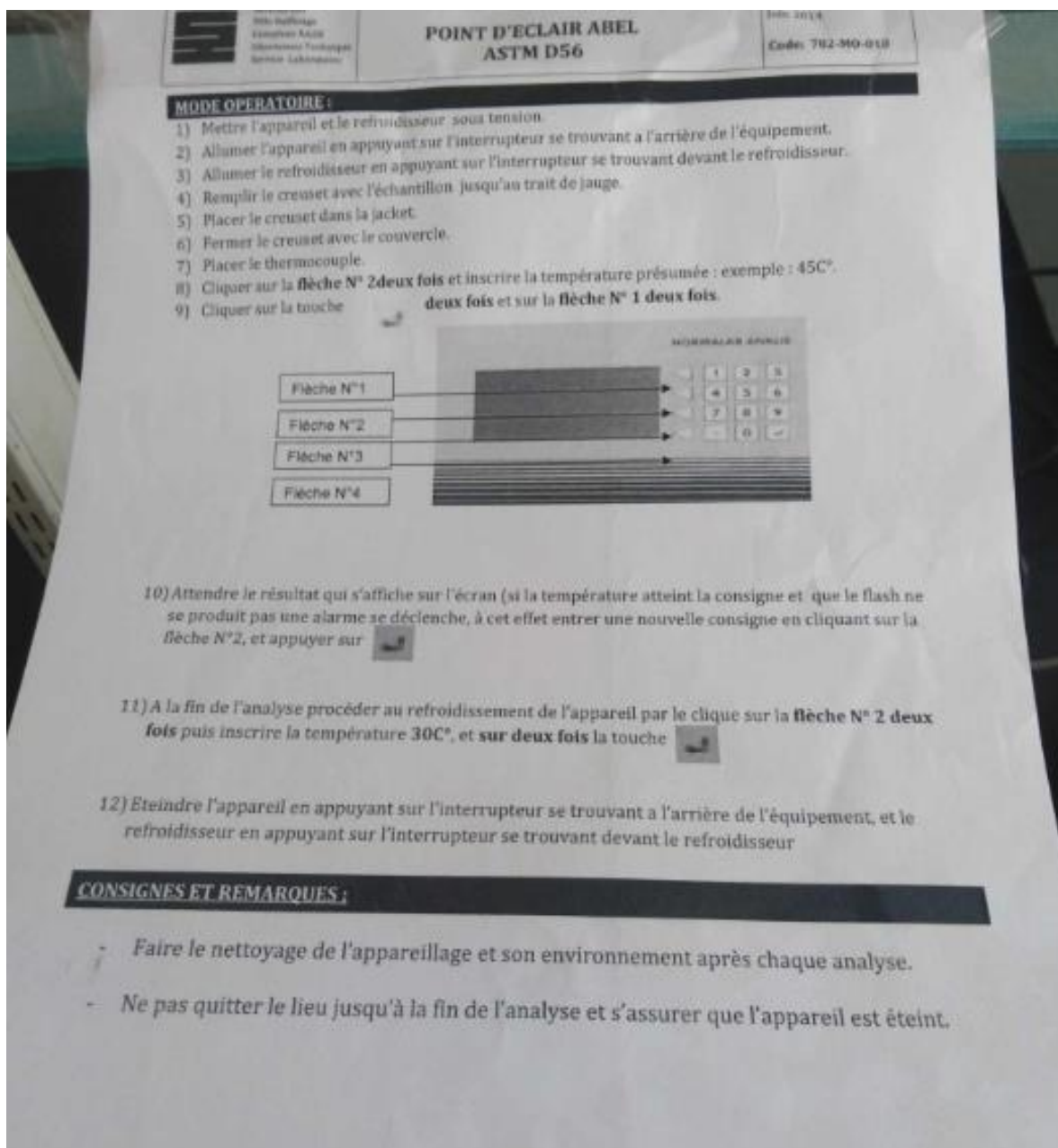
Methods		Caractéristiques		Résultats	Limits / Limites
ASTM	IP	APPEARANCE	ASPECT	Clair et Limpide sans eau non dissoute ni sédiments à 7° ambiante	Clear and Bright (free from solid mater and undissolved water at ambient T°) Report
D 6986 (procedure A) D 156 or D 6045		Visual Inspection Colour	Visuel inspection Couleur		
D 5452	423	Particulate contamination	Contamination par des particules	mg/l	+ 30
D7619	565 or 577	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)	OU Particules, à la raffinerie, N° cumulé par canal de comptage et comptage individuel par canal et code ISO		0.4 840.0/17 145/14 5.1/10 0.5/6 0.1/4 0/0
D 3242 D 1319 D 6379	354 156 436	COMPOSITION Total Acidity Aromatics OR Total Aromatics	COMPOSITION Acidité Totale Aromatiques OU Aromatiques totaux	mg KOH/g % vol. % vol.	0.014 25.0 max. 26.5 max.
D5453 or D4294or D1268orD26253	336	Sulphur, Total	Soufre Total	% mass.	0.003 0.30 max.
D 3227 D 4952	342 30	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 Mercaptan OU Doctor Test	% mass.	Negative 0.0030 max Negative
D7737 D7872	IP 585 /583 /590 /599	Incidental materials Fatty acid methyl ester (FAME) Pipeline Drag Reducer (DRA)	Composés accidentels Ester méthylique d'acide gras (EMAG)	mg/Kg µg/l	NIL /
D 86 See D 7345 See norote (10)	123 9/or 406 See note (10)	VOLATILITY Distillation	VOLATILITE Point Initial 10% vol. rec. @ 50% vol. rec. @ 90% vol. rec. at Point Final Residue Loss	°C °C °C °C °C % vol. % vol.	152 167 189 215 235 0.5 0.5
Or IP 406 or D 2887		Flash Point	Point d'Eclair	°C	43
D3828 or D56 or D93 or D7236 D1298 D 4052 or 365	170 or 523 534 160 365	Density at 15°C	Masse Volumique à 15°C	kg/m ³	779.1 775.0 min. to 840.0 max.
D 2386 or D5972 or D7153 or D7154 or 528 or 529 D445 D7042or D7945	16 or 435 or 528 or 529 71	FLUIDITY Freezing Point Viscosity at -20°C	FLUIDITE Point de disparition des cristaux Viscosité à -20°C	°C mm ² /s	-57.90 3.341
D 3338 D4809	12 335	COMBUSTION Specific Energy, net	COMBUSTION Pouvoir Calorifique Inf.	MJ / kg	/ 42.80 min.
D 1322 D 1322 D 1840	598 598	Smoke Point OR Smoke Point AND Naphtalenes	Point de fumée OU Point de fumée ET Naphtalenes	mm mm % vol.	30.9 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)	CORROSION Corrosion Cuivre Classification (2 heures +/- 5 min. à 100°C +/- 1°C)		1A 1 max.
D 3241	323	THERMAL STABILITY (JFTOT) Control temperature Filter Pressure Differential	STABILITE THERMIQUE (JFTOT) Température de contrôle Delta P du Filtre	°C mm Hg	260 0.1
D 3241	323	One of the following requirement shall be meet (1) Annex B VTR no "Pascock" or "Abnormal" colour deposits (2) Annex C ITR or Annex D ETR average over area of 2.5 mm ²	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 aire de 2,5 mm ²		1 /
D 381 D 3948	540	CONTAMINANTS Existent Gum Microseparator (MSEP) ratings: Fuel with Static Dissipator Additive OR Fuel without Static Dissipator Additive	CONTAMINANTS Gommes Actuelles Cotation (MSEP) : Carburant additivé en additif antistatique OU Carburant non additivé en additif antistatique	mg/100 ml	0.4 96 /
D 2624	274	CONDUCTIVITY Electrical Conductivity	CONDUCTIVITE Conductivité électrique	pS/m	223 50 min. to 600 max.
D 5001		LUBRICITY BOCLE wear scar diameter	LUBRIFIANCE Diamètre d'usure BOCLE	mm	NA 0.85 max.
CODE ADDITIF DEF STAN 91-091 RDE/A/xxx RDE/A/...		ADDITIVES Names and approval codes from DEF STAN 91-091/14 should be quoted on quality certificates Antioxydant in final batch (Optional) Metal Deactivator (Optional) First doping Cumulative after field redoping Static Dissipator Additive First doping Cumulative after field redoping	ADDITIFS Noms et codes d'approbation selon DEF STAN 91-091/14 doivent être précisés sur les certificats de qualité Antioxydant dans le mélange final (optionnel) Désactivant des métaux (optionnel) Première additivation Cumul après ré-additivation Additif Antistatique Première additivation Cumul après ré-additivation	mg/l mg/l mg/l mg/l	NIL NIL NIL NIL
RDE/A/650					24.0 max
RDE/A/621					2.0 max 5.7 max
RDE/A/DSFA001					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 33

Visa du Responsable Laboratoire :

Annexe 5



Mode opératoire Point d'éclair Abel ASTM D56




Annexe 6

Détermination de la cotation MSEP carburant non additivé ASTM D3948

MODE OPERATOIRE :

- 1) Ouvrir l'instrument de la valise, insérer votre doigt dans le trou se trouvant sur le panneau droit celui-ci doit être soulevé complètement verticale.
- 2) Mettre l'appareil sous tension (en l'absence de l'énergie électrique l'instrument fonctionne avec une batterie pour approximativement 25 essais).
- 3) Verser l'échantillon dans un béccher.
- 4) Allumer l'instrument et appuyer sur la touche  le programme standard automatique pour jet A1 se lancera
- 5) Appuyer sur la touche  et remplir la seringue avec 50ml de l'échantillon jetA₁ et mettre la seringue dans le mélangeur pour le nettoyage de la seringue.
- 6) Ajouter environ 15 ou 20 ml du carburant à examiner à une fiole propre et l'insérer dans le turbidimètre (le trou directement au dessus des sections de programme et de turbidimètre), aligner la marque noire de la fiole avec la ligne blanche se trouvant sur le panneau plat.
- 7) A la fin du premier cycle de nettoyage, enlever la seringue de l'émulsifiant, vider complètement le carburant et ajouter exactement 50 ml de l'échantillon jetA₁.
- 8) A l'aide d'une micropipette, ajouter 50 microlitre de l'eau extra pur à l'échantillon jetA₁.
- 9) Placer la seringue dans l'émulsifiant.
- 10) Quand la seringue est solidement en place appuyer sur le bouton « START », ceci lancera le programme automatiquement.
- 11) Le programme commence alors par un avertissement sonore de mesure suivi d'une période d'ajustement de 10 secondes, pendant cette période ajuster l'affichage sur 100 à l'aide des flèches haut et bas.


- 12) Après la période d'émulsification, enlever la seringue de l'émulsifiant et insérer le plongeur ensuite enlever la prise du fond, la remplacer avec un COALESCER d'ALUMICEL, et placer le montage entier sur le mécanisme d'entraînement de seringue, placer un bac à vidange sous la seringue pour recueillir le carburant non désiré.
- 13) Après la 2^{ème} mesure ajuster la période ou la seringue démarrera vers le bas, enlever et vider la fiole témoin et se préparer à la collecte de l'échantillon à mesurer, l'indicateur audio indiquera le moment approprié pour recueillir les 15 derniers millilitres de la seringue.
- 14) Placer la fiole dans le turbidimètre dans le même sens que la position marquée.
- 15) Quand la tonalité régulière commence le turbidimètre s'allumera automatiquement, ensuite une tonalité additionnelle d'une seconde retentit relever alors le résultat qui s'affiche.
- 16) A la fin de l'analyse, retirer la seringue, éteindre l'appareil et débrancher l'alimentation électrique.

CONSIGNES ET REMARQUES :

- 17) Faire le nettoyage de l'appareillage et son environnement après chaque analyse.
- 18) Localiser l'instrument dans un secteur où la température se situe entre 15.5C° et 29.4C°

Résumé

Le principal but de cette étude est de traiter le kérosène/Jet A1 au niveau du laboratoire de contrôle de qualité de Topping condensat de Skikda (RA2K), ce dernier qui a pour objectif de vérifier la qualité des produits finis et semi-finis, notamment le carburant, et garantir le respect des normes internationales et des exigences du marché.

À ce stade, le kérosène/Jet A1 fait l'objet de diverses analyses normalisées selon ASTM, telles que l'aspect, la composition, la volatilité, la fluidité, la combustion, la corrosion, les contaminants et la conductivité afin de pouvoir être utilisé de manière adéquate et être commercialisé, et à la fin, on compare le kérosène/Jet A1 du complexe RA2K au kérosène/Jet A1 de la RA1K.

Mots clés : condensat, pétrole brut, kérosène/Jet A1, ASTM.

ملخص

الهدف الرئيسي من هذه الدراسة هو معالجة الكيروسين/جيت ألف-1 على مستوى مختبر مراقبة الجودة التابع لمركب تكرير البترول المكثف سكيكدة، هذا الأخير يهدف إلى التحقق من جودة المنتجات النهائية وشبه المصنعة، وخاصة الوقود واحترام المعايير الدولية ومتطلبات السوق.

في هذه المرحلة، يخضع الكيروسين/جيت ألف-1 لتحليلات معيارية مختلفة وفق الجمعية الأمريكية للاختبار والمواد، كالمظهر والتركييب والتطاير والسيولة والاحتراق والتآكل والملوثات والتوصيلية، بحيث يمكن استخدامه وتسويقه بشكل مناسب. وفي النهاية، نقارن الكيروسين/جيت ألف-1 لمركب RA2K مع الكيروسين/جيت ألف-1 لمركب RA1K.

الكلمات المفتاحية: المكثفات النفطية، البترول الخام، الكيروسين/جيت ألف-1، الجمعية الأمريكية للاختبار والمواد.

Abstract

The main aim of this study is to process kerosene/Jet A1 at the Topping Condensate Quality Control Laboratory (RA2K), whose purpose is to check the quality of finished and semi-finished products, especially fuel, and guarantee compliance with international standards and market requirements.

At this stage, the kerosene/Jet A1 is subjected to various ASTM-standardized analyses, such as appearance, composition, volatility, fluidity, combustion, corrosion, contaminants, and conductivity, so that it can be used appropriately and marketed. Finally, the kerosene/Jet A1 from the RA2K complex is compared with the kerosene/Jet A1 from the RA1K.

Keywords: condensate, crude oil, kerosene/Jet A1, ASTM.