

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ 20 AOÛT 1955 SKIKDA

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DÉPARTEMENT DE GÉNIE DES PROCÉDÉS



# Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

## **MASTER**

Filière : Génie des procédés

Spécialité : Génie Chimique

*CARACTÉRISATION DU GASOIL COMMERCIAL RA1K  
POUR EXPORTATION*

Soutenu le 24/06/2023

Réalisée par : MERABET Bouchra

Encadré par : KRID Ferial

GUEZEI Hawa

MERNAD Nour Elhouda

Année Universitaire 2022- 2023

# Remerciements

*Remercier, c'est le plaisir de se souvenir de tous ceux qui, par leurs encouragements, leurs disponibilités, leurs amitiés et leurs compétences, ont su créer une ambiance de travail, ce qui nous a permis de finaliser ce mémoire. Nous tenons à remercier en premier à Allah clément et miséricordieux, de nous avoir donné la force, la volonté et le courage pour accomplir ce modeste travail.*


*Nous exprimons notre profonde gratitude à nos parents pour leurs encouragements, leur soutien et pour les sacrifices qu'ils ont enduré. Nos plus grands remerciements vont à M<sup>me</sup> KRID, Ferial, notre encadreur pour nous avoir guidées pour la réalisation de cette étude et le soutien scientifique et morale qu'elle nous a apportée.*

*Nos remerciements vivement les membres de jury qui ont bien voulu nous honorer par leur présence et de bien vouloir évaluer notre mémoire. Nous tenons à remercier aussi notre encadreur au niveau de l'entreprise: Mr. BOULHOUT Sofiane pour sa précieuse aide, orientations et conseils. Nous voudrions aussi exprimés toute nos gratitudes et nos remerciements à A tous les personnels de laboratoire de RAIK en particulier au: M<sup>me</sup> ZIGHED, M<sup>me</sup> SAHRAOUI, madame HAFIDA chef de salle produit finie, ABDOU, ALILOU, CHEMSOU, MOUNIRA ,RIADH.*



*Nos derniers remerciements et ce ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.*

*Nous remercions aussi tous les enseignants de l'université du 20 aout 1955 pour leurs soutiens continus et leurs patiences pendant les Cinq ans de notre étude.*



*Louange à Dieu le Miséricordieux qui  
m'a éclairé la voix de la science  
et de la connaissance et par sa grâce j'ai réussi à achever ce travail.*

*Je dédie ce travail, fruit de recherche et d'étude  
Aux deux êtres les plus chères, les plus honorés et les plus proche de mon cœur ceux  
ont veillé sur moi pour devenir ce que je suis, et ont sacrifié leurs bons moments pour  
m'éclairer le chemin du succès et de la réussite,  
A la meilleure mère du monde ma chère maman **CHRIBET SELOUA**, pour sa tendresse, sa  
compréhension, ses encouragements, soutien et ses prières pour que je réussisse dans ma  
vie, merci mère*

*A mon très cher père **ABDELHAMID**, que Dieu le protège et le garde pour m'avoir orienté  
et appris à être une femme respectable et responsable, merci père, pour ses  
encouragements son soutien, surtout pour son sacrifice afin que rien n'entrave le  
déroulement de mes études.*

*A mes chères sœurs :*

*DOUAA: la source d'innocence et d'enfance et qui j'ai appris de son calme*

*CHOUROUK : qui j'ai appris de sa gentillesse et son insistance*

*DOUNIA: qui j'ai appris de sa patience et sa simplicité et ne oublierai pas son mari*


*SOUHIL*

*Pour ma chère grand-mère et cher grand père que dieux les protèges  
Pour tous mes oncles et leurs femmes et tous mes tantes et leurs maries  
Ainsi que leurs enfants chacun par son nom.*

*A tous mes amies qui me sont très chères :Nour ,Hawa, Dalia , Abir ,Rayan b ,Ahlem,  
Sihem , Rayan ,Aya ,Saida, Iman ,Sara*

*Enfinement à toutes les personnes qui connaissent et aiment*

*MERABET BOUCHRA*



*A l'aide d'Allah le tout puissant  
j'ai pu réaliser ce travail.*

*Je dédie cette graduation à celui qui m'a appris à donner et à celui  
dont je porte le nom avec fierté et j'espère que Dieu prolongera ta vie  
« mon cher père »*

*A mon ange dans la vie et au sens de l'amour, de la tendresse et dévotion et au  
sourire de la vie et au secret de l'existence et à celle dont la supplication était le  
secret de ma réussite « ma chère mère »*

*A ma grand-mère adorée je souhaite que tu sois avec moi pour partageant ma  
première joie que Dieu l'accueil dans son vaste paradis*

*A mes très chères sœurs AMINA, IKRAM, FATEN, SANA et leur mari HAMZA  
merci pour votre compréhension qui en plus de m'avoir encouragé tout le long de  
mes étude merci encore une fois d'avoir toujours soutenu et pour tous les bon  
monuments passé ensemble*

*A tout ma famille son exception avec tous mes sentiments de respect merci pour  
votre encouragement et votre soutien*

*À toutes mes amies et collègues en particuliers mes trinôme NOUR, BOUCHRA.*

*Tous ceux qui m'aiment et que j'aime.*

**GUEZEI HAWA**





*Grace à dieu ; ce mémoire a été réalisé.*

*C'est avec une très grande joie que je dédie ce travail à :*

*A mon très cher père AHCENE, tu as toujours été pour moi un exemple du père respectueux, honnête, de la personne méticuleuse, je tiens à honorer l'homme que tu es.*

*Grace à toi papa j'ai appris le sens du travail et de la responsabilité.*

*Ce modeste travail est le fruit de tous les sacrifices que tu as déployés pour mon éducation et ma formation .je t'aime papa et j'implore le tout-puissant pour qu'il t'accorde une bonne santé et une longue et heureuse.*

*Ma très chère mère FATTIHA OUNASSA , merci, de m'avoir donné la vie, de m'avoir permis de connaître ce monde, de me donner la force d'être meilleur chaque jour. Merci de m'avoir donné ton amour inconditionnel, pour ces câlins qui me réconfortent et me font sentir que tu es le meilleur que dieu a mis dans ma vie.*

*Ames trois chers frères : ABDELLAH ISLEM, HAITEM, BILEL avec tous mes vœux de les voir réussir dans leurs vies*

*Toute ma famille : aucun langage ne saurait exprimer mon respect et ma considération pour votre soutien et encouragements.je vous dédie ce travail en reconnaissance de l'amour que vous m'offrez quotidiennement et votre bonté exceptionnelle. Que dieu le tout puissant vous garde et vous procure santé et bonheur.*

*MERNAD NOUR ELHOUDA*



## Résumé

Nous raffinons le pétrole en plusieurs étapes pour produire plusieurs produits, dont le diesel. Le but de cette étude de mémoire est de déterminer les propriétés physiques et chimiques algériennes d'un groupe des mélanges de carburants et de déterminer leur effet sur les moteurs diesel et de les comparer avec ceux européens. Et la recherche de solutions pour améliorer le carburant algérien afin qu'il corresponde aux normes du marché européen. Le procédé d'hydrogénation du gazole est l'un des procédés les plus importants du raffinage, il vise à réduire la teneur en soufre du gazole pour protéger le moteur, réduire la pollution et atteindre les normes requises.

**Mots-clés :** carburant, moteurs, propriétés physiques et chimiques, marché européen, diesel.

## Abstract

We refine petroleum in several stages to produce several products, including diesel. The aim of this memorandum study is to determine the Algerian physical and chemical properties of a group of fuel blends, and to determine their effect on diesel engines and compare them with those in Europe. And the search for solutions to improve Algerian fuel to meet European market standards. Hydrogenation of diesel is one of the most important refining processes, aimed at reducing the sulfur content of diesel to protect the engine, reduce pollution and meet the required standards.

**Key words:** fuel, engines, physical and chemical properties, European market, diesel.

## ملخص

نقوم بتكرير البترول عبر عدة مراحل لكي تعطي عدة منتجات من بينها الديزل. الهدف من دراسة هذه المذكرة هي تحديد الخصائص الفيزيائية والكيميائية الجزائرية لمجموعة من خلطات الوقود وتحديد تأثيرها على محركات الديزل ومقارنتها بالخصائص الأوروبية. والبحث عن الحلول لتحسين الوقود الجزائري لي مطابق معايير السوق الأوروبي. عملية الهدرجة الديزل من اهم العمليات في التكرير والهدف منها تخفيض نسبة الكبريت في الديزل لحماية المحرك وتخفيف التلوث والحصول على المعايير المطلوبة.

**الكلمات المفتاحية:** الوقود، محركات، خصائص فيزيائية وكيميائية، السوق الأوروبي، الديزل.

Remerciement	
Dédicace	
Résumé	
Acronymes Et Abréviation	

Introduction Générale.....	1
----------------------------	---

### **Chapitre I** Fabrication du gasoil commercial

I.1	Le Pétrole Brut.....	3
I.1.1	Définition du Pétrole Brut.....	3
I.1.2	Origine et formation du pétrole brut.....	3
I.1.3	Composition du pétrole brut.....	3
I.1.4	Classification du pétrole brut.....	5
I.1.4.1	Classification selon la densité.....	5
I.1.4.2	Classification selon la teneur en soufre.....	5
I.1.4.3	Classification selon la composition chimique.....	6
I.1.5	Raffinage du pétrole.....	6
I.2	Description de l'unité topping.....	6
I.2.1	Capacité de production.....	7
I.2.2	Les caractéristiques de l'alimentation.....	7
I.2.3	Bilan de Matières de l'unité.....	8
I.2.4	Description de procédure de distillation atmosphérique.....	9
I.2.4.1	Dessalage du brut.....	9
I.2.4.2	Préchauffage du brut.....	10
I.2.4.3	Section de Four Atmosphérique -A/B.....	11
I.2.4.4	La Colonne de distillation.....	12
I.3	Le Kérosène.....	17
I.3.1	Définition de kérosène.....	17
I.3.2	Types du kérosène.....	17
I.3.3	Composition chimique du kérosène.....	17
I.3.4	Utilisation du kérosène.....	18
I.3.5	Les caractéristiques du kérosène.....	18
I.4	Section traitement de kérosène KTU (20 /21).....	19
I.5	Mélangeur de HGO et LGO (blendage).....	20
I.6	Service stockage SUD/EST U 600.....	22

### **Chapitre II** Généralités sur le gasoil

II.1	Définition du gasoil.....	25
II.2	Les familles de gasoil.....	25
II.3	Essais usuels utilisés pour caractériser un gasoil.....	26
II.3.1	Contrôle des propriétés physiques de gasoil.....	26
II.3.1.1	La masse volumique.....	26
II.3.1.2	La densité standard.....	26
II.3.1.3	La distillation ASTM D86.....	28
II.3.1.4	La viscosité ASTM D445.....	31
II.3.2	Contrôle des caractéristiques a base température de GO.....	33
II.3.2.1	Le point d'écoulement.....	33

II.3.2.2	Le Point de Congélation.....	36
II.3.2.3	Point de trouble.....	36
II.3.2.4	Le point de filtrabilité ( CFPP ).....	38
II.3.3	Contrôle de Sécurité d'emploi, stabilité au stockage de GO.....	39
II.3.3.1	Le Point éclair.....	39
II.3.3.2	La couleur ASTM D1500.....	42
II.3.3.3	La couleur Saybolt.....	43
II.3.4	Mesure de nombre de cétane.....	44
II.3.4.1	L'indice cétane calculé par méthode ASTM D976.....	44
II.3.5	Contrôle des impuretés et contaminants dans le GO.....	44
II.3.5.1	Teneur en eau.....	44
II.3.5.2	Teneur en cendre.....	46
II.3.5.3	Teneur en soufre.....	48
II.4	Utilisation du gazole.....	49
II.5	Norme et spécification d'un gasoil commercial.....	50
II.5.1	Les normes.....	50
II.5.1.1	Types des normes.....	50
II.5.2	Normalisation.....	50
II.5.2.1	Les organismes de normalisation.....	51
II.5.3	Spécifications.....	51
II.5.3.1	Types de spécification.....	52
II.5.3.2	Spécifications du gasoil commercial.....	52
 <b>Chapitre III Résultats et discussions</b> 		
III.1	Préparation des mélanges de gasoil.....	55
III.2	Les caractéristiques physiques du gasoil.....	56
III.2.1	La Distillation ASTM D 86 (NA1445).....	56
III.2.2	Point de trouble.....	62
III.2.3	Le point d'écoulement.....	63
III.2.4	Température limite de filtrabilité.....	65
III.2.5	La masse volumique à 15°C (ASTEM D 1298) (NA417).....	67
III.2.6	La viscosité à 40 °C (ASTM D445).....	69
III.3	Les caractéristiques chimiques du gasoil.....	69
III.3.3	Point d'éclaire.....	69
III.3.2	Teneur en cendre.....	71
III.3.1	Teneur en eau.....	72
III.3.5	La couleur.....	73
III.3.4	Indice de cétane.....	74
III.3.6	Teneur en soufre.....	76
	Conclusion générale.....	79
	Références bibliographiques.....	
	Annexe.....	

**Chapitre I** Fabrication du gasoil commercial

<b>Tableau I.1</b>	Composition des principaux hydrocarbures pétroliers.....	4
<b>Tableau I.2</b>	Constituants élémentaires du pétrole.....	5
<b>Tableau I.3</b>	les caractéristiques du l'alimentation (le pétrole brut).....	7
<b>Tableau I.4</b>	Le bilan de matière de Topping CDU (11/10).....	8
<b>Tableau I.5</b>	Formule chimique du kérosène conventionnel.....	18
<b>Tableau I.6</b>	les propriétés physiques du kérosène.....	19
<b>Tableau I.7</b>	Injection 2 LGO / 2 HGO des unités Topping.....	20
<b>Tableau I.8</b>	Injection 2 LGO / 2 HGO / 1 KERO.....	21
<b>Tableau I.9</b>	Injection 2 LGO / 2 HGO / 2 KERO.....	21

**Chapitre II** Généralité sur le gasoil

<b>Tableau II.1</b>	Résume les caractéristiques des différents types de diesel.....	25
<b>Tableau II.2</b>	Spécification du gasoil selon les normes algériennes.....	53
<b>Tableau II.3</b>	Spécification du gasoil selon les normes européenne.....	54

**Chapitre III** Résultats et discussions

<b>Tableau III.1</b>	Valeurs des points de la distillation ASTM (°C).....	56
<b>Tableau III.2</b>	Les valeurs de point de trouble.....	60
<b>Tableau III.3</b>	Les valeurs de point d'écoulement (°C).....	62
<b>Tableau III.4</b>	Les valeurs de CFPP (°C).....	64
<b>Tableau III.5</b>	Les valeurs de la masse volumique.....	66
<b>Tableau III.6</b>	Les valeurs de la viscosité cinématique.....	68
<b>Tableau III.7</b>	les valeurs de point d'éclair (°C).....	70
<b>Tableau III.8</b>	Teneur en cendre obtenus.....	71
<b>Tableau III.9</b>	Teneur en eau obtenus.....	72
<b>Tableau III.10</b>	Les valeurs de la couleur.....	73
<b>Tableau III.11</b>	les valeurs de ICC.....	74
<b>Tableau III.12</b>	les valeurs de teneur en soufre.....	76

**Chapitre I** Fabrication du gasoil commercial

<b>Figure I.1</b>	Schéma du procédé de distillation atmosphérique.....	9
<b>Figure I.2</b>	Four cabine d’U10.....	12
<b>Figure I.3</b>	Serpentins du four Topping.....	12
<b>Figure I.4</b>	Colonne atmosphérique.....	16
<b>Figure I.5</b>	Schéma de production du gasoil/kéro.....	21
<b>Figure I.6</b>	Nouveau circuit des GO et du kéro surplus pour réhabilitation.....	24

**Chapitre II** Généralité sur le gasoil

<b>Figure II.1</b>	Lecture de la densité.....	27
<b>Figure II.2</b>	Appareil de la distillation.....	29
<b>Figure II.3</b>	Appareil de la viscosité.....	33
<b>Figure II.4</b>	Appareil de le point d’écoulement.....	35
<b>Figure II.5</b>	Appareil de CFPP.....	39
<b>Figure II.6</b>	Appareil de point d’éclair.....	40
<b>Figure II.7</b>	Appareil de la teneur en eau.....	45
<b>Figure II.8</b>	Appareil de mesure pour la teneur en cendre.....	47

**Chapitre III** Résultats et discussions

<b>Figure III.1</b>	Evolution de courbe de distillation algérienne à 65%.....	57
<b>Figure III.2</b>	Evolution de courbe de distillation algérienne à 90%.....	57
<b>Figure III.3</b>	Evolution de courbe de distillation algérienne à PF%.....	57
<b>Figure III.4</b>	Evolution de courbe de distillation européenne à 65%.....	58
<b>Figure III.5</b>	Evolution de courbe de distillation européenne à 85%.....	58
<b>Figure III.6</b>	Evolution de courbe de distillation européenne à 95%.....	59
<b>Figure III.7</b>	Evolution du point trouble.....	60
<b>Figure III.8</b>	Evolution du point d’écoulement.....	61
<b>Figure III.9</b>	Evolution du CFPP selon la norme algérienne.....	62
<b>Figure III.10</b>	Evolution du CFPP selon la norme européenne.....	64
<b>Figure III.11</b>	Evolution de la masse volumique à la norme algérienne.....	65
<b>Figure III.12</b>	Evolution de la masse volumique à la norme européenne.....	66
<b>Figure III.13</b>	Evolution de la viscosité à 40 °C selon la norme algérienne.....	67
<b>Figure III.14</b>	Evolution de la viscosité à 40 °C selon la norme européenne.....	68
<b>Figure III.15</b>	Evolution de ICC selon la norme algérienne.....	69
<b>Figure III.16</b>	Evolution de Point d’éclair.....	70
<b>Figure III.17</b>	Evolution de ICC selon la norme algérienne.....	75
<b>Figure III.18</b>	Evolution de ICC selon la norme européenne.....	77
<b>Figure III.19</b>	Evolution de Teneur en soufre selon la norme européenne.....	77

<b>AFNOR</b>	Association française de normalization.
<b>API</b>	American Petroleum Institute.
<b>ASTM-D</b>	American Society for Testing and Materials –Designation.
<b>AWS</b>	Acid water stripper.
<b>BD</b>	Blow down (system torche).
<b>BSW</b>	Teneur en eau et sédiments.
<b>C</b>	Coefficient étalonnage.
<b>CCR</b>	Teneur en résidu de carbone conradson.
<b>CDU</b>	Colon Distillation Unité.
<b>CEI</b>	Commission d'Electrotechnique Internationale.
<b>CEN</b>	Comité européen de normalization.
<b>CFPP</b>	Cold Filter Plugging Point.
<b>CGO</b>	Coker Gas Oil.
<b>Cst</b>	Centistokes.
<b>d<sub>s</sub></b>	Densité standards.
<b>E</b>	Echangeur.
<b>EA</b>	Echangeur l'aéroréfrigérant.
<b>EN</b>	Norme européenne.
<b>ETP</b>	Effluent treatment plante.
<b>FIC</b>	Contrôle et affichage de debit.
<b>F</b>	Four.
<b>FP</b>	Point d'éclaire (flash point).
<b>GO</b>	Gas oil (gazole).
<b>GPL</b>	Gaz pétrole liquifié.
<b>HGO</b>	Hight GasOil.
<b>ICC</b>	Calculated cetane index (indice de cétane calculé).
<b>ISO</b>	L'organisation internationale de normalization.
<b>ISOM</b>	Unité d'isomérisation.
<b>IP</b>	Institute of Petroluem.

<b>JET-A1</b>	Kérosène.
<b>K</b>	Coefficient distillation.
<b>KTU</b>	Unité traitement de kérosène.
<b>LGO</b>	Light GasOil.
<b>LIC</b>	Affichage et controle de vineau.
<b>LP</b>	Light pressure (basse pression).
<b>L/B</b>	Limite Batterie.
<b>LCO</b>	Light Cycle Oil.
<b>LV</b>	La vanne de contrôle.
<b>MP</b>	Moyenne pression.
<b>NA</b>	Norme Algérien.
<b>OWS</b>	Oil waster strippe.
<b>PP</b>	Point d'écoulement (Pour point).
<b>PM</b>	Penskey martins.
<b>P</b>	Pression.
<b>P</b>	Pump ( pompe ).
<b>PIC</b>	Contrôle et affichage de pression.
<b>PFD</b>	Process Flow Daigram.
<b>PI</b>	La température de la première goutte.
<b>PF</b>	La température maximale.
<b>PPM</b>	Partie par million.
<b>RA1K</b>	Raffinerie 1 de skikd.
<b>RCO</b>	Residus colomn oil.
<b>S</b>	Soufre.
<b>SRGO</b>	Straight-Run Gas Oil.
<b>TBP</b>	True boiling point (point d'ébullition reel).
<b>TND</b>	Trace Non Dosable.
<b>T</b>	Température.
<b>v</b>	Viscosité cinématique.
<b>ρ</b>	Masse volumique.



*Introduction  
générale*

Le pétrole se trouve sous forme brute qui est un mélange d'hydrocarbures de familles différentes (paraffiniques, oléfiniques, naphthéniques et les aromatiques) qui sont associées à des composés tels que l'oxygène, l'azote et les sulfures ainsi que des traces de métaux particuliers telles que le Vanadium, Molybdène, Nickel...etc. [1]

Le raffinage du pétrole est un procédé industriel qui permet de transformer le pétrole brut en différents produits finis tels que l'essence, le fioul lourd ou le naphtha. Mélange hétérogène d'hydrocarbures divers (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène), le pétrole brut est inutilisable en l'état (il existe plusieurs types de pétrole brut qui se distinguent entre autres par leur viscosité et leur teneur en soufre). Ses composants doivent être séparés afin d'obtenir les produits finaux exploitables directement.

On en distingue en général deux grands types :

- Les produits énergétiques, tels que l'essence, le diesel (gasoil) ou le fioul ;
- Les produits non énergétiques, tels que les lubrifiants, le bitume et les naphthas utilisés en pétrochimie.[2]

Parmi les coupes pétrolières qui existent, on intéresse au gasoil qui est une coupe d'hydrocarbure  $C_{14} - C_{20}$  extraite de la distillation atmosphérique du pétrole brut à la température d'ébullition  $225^{\circ}\text{C} - 370^{\circ}\text{C}$  immédiatement au-dessous du kérosène.

Au niveau de la raffinerie de RA1K de Skikda, la production journalière d'un gasoil destiner au stockage est le mélange de gasoil léger LGO qui varie entre 70 et 80 % et gasoil lourd HGO qui varie entre 30 et 20 % et parfois ont utilisé kérosène comme un additif pour obtenir un gasoil conforme aux spécifications, la production annuelle de gasoil dans la raffinerie est de 16 millions de tonnes par an.

C'est dans ce contexte que s'inscrit notre travail et qui a pour objectifs d'étudier les caractéristiques physico-chimiques du mélange gasoil pour l'exportation ainsi que d'étudier l'effet de l'ajout du kérosène.

Ce travail comporte trois chapitres :

- Dans le premier chapitre, « fabrication du gasoil », on expose des généralités sur le pétrole brut, sa composition, ses différentes classifications, ses propriétés et les étapes de raffinage du pétrole, Le Kérosène, Mélangeur de HGO et LGO (blindage).

- Dans le deuxième chapitre, « généralités sur le gasoil », on va donner les différentes spécifications physico-chimiques du gasoil, les modes opératoires de la préparation de nos mélanges, Norme et spécification d'un gasoil commercial.
- Dans le dernier chapitre, « Résultats et discussions », nous avons présenté les résultats et leurs discussions. On termine par une conclusion.

# Chapitre I

## *Fabrication du gasoil commercial*

## **I.1 Le Pétrole Brut**

### **I.1.1 Définition du Pétrole Brut**

Le pétrole, vient du mot latin « Petra » pierre et « oléum » huile, soit 'Huile de pierre'. C'est un liquide brun plus ou moins visqueux d'origine naturelle, mélange complexe d'hydrocarbures. Son exploitation est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine, car il fournit la quasi-totalité des carburants liquides. Le pétrole est aussi souvent appelé « Or noir » en référence à sa couleur et à son coût élevé. [3]

### **I.1.2 Origine et formation du pétrole brut**

Le pétrole est une roche liquide carbonée, ou huile minérale, de couleur variant du vert au brun-noir et dégage une odeur caractéristique, il est constitué d'une multitude de molécules composées majoritairement d'atomes de carbone et d'hydrogène appelés hydrocarbures. Il s'est formé dans des lagunes peu profondes par décomposition de matières organiques accumulées en milieu anaérobique qui provoque une perte d'oxygène dans le milieu induisant des réactions réductrices. Celles-ci se sont transformées en gaz et en liquide plus ou moins visqueux qui est le pétrole, ces transformations sont très lentes. En raison de sa faible densité, il a tendance à migrer jusqu'à être piégé dans une couche poreuse qui donne alors la roche réservoir, coincée entre deux couches imperméables. C'est là où se trouvent les gisements. [4]

### **I.1.3 Composition du pétrole brut**

Le pétrole est un mélange complexe majoritairement constitué d'hydrocarbures (93 à 99 % en masse) mais également de composés organiques soufrés (0,01 à 6 % en masse), azotés (0,05 à 0,5 % en masse), oxygénés (0,1 à 0,5 % en masse) et de certains métaux (0,005 à 0,015% en mass), tels que le nickel et le vanadium. Il est composé d'un continuum de molécules hydrocarbonées pouvant comporter de quelques unités à plus d'une centaine d'atomes de carbone. [5]

Les hydrocarbures pétroliers contiennent principalement des molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène. Il s'agit d'alcanes non cycliques (ou paraffines), des cyclos alcanes (ou naphènes), d'alcènes (ou oléfines) et d'hydrocarbures aromatiques.

Tableau I.1 Composition des principaux hydrocarbures pétroliers. [6]

<b>Paraffinique</b>	<b>Alcanes</b> Simple liaison entre les carbones. Saturés en chaîne ouverte droite.	Méthane, éthane, propane, butane, pentane...	$C_nH_{2n+2}$
<b>Iso- Paraffinique</b>	<b>Alcanes isomères</b> Saturés en chaîne ouverte ramifiée	Iso-propane, Iso- butane...	$C_nH_{2n+2}$
<b>Cycliques ou Naphthéniques</b>	<b>Cyclanes</b> Saturés en chaîne fermée.	Cyclo propane, cyclo butane....	$C_nH_{2n}$
	<b>Cyclènes</b> Chaîne fermée avec des doubles liaisons entre les carbones.		
	<b>Cyclanes</b> Chaîne fermée avec des triple liaisons entre les carbones.		
<b>Aromatiques</b>	Cycle insaturé à six atomes de carbone.	Benzène	
<b>Oléfines Ou Ethyléniques</b>	<b>Alcènes</b> Double liaison entre les carbones.	Ethylène, propène ,butène	$C_nH_{2n}$
<b>Alcynes ou Acétyléniques</b>	<b>Alcynes</b> Triple liaison entre les carbones	Acétylène ou éthyle	$C_nH_{2n-2}$

D'autres constituants mineurs sont également présents dans les hydrocarbures pétroliers, comme des métaux (dont 75% en masse du Nickel et de Vanadium) ; on peut aussi trouver le Sodium, Calcium, Magnésium, Aluminium, et le fer) et les composés polaires qui contiennent de l'azote, du soufre ou de l'oxygène. Les molécules polaires de faible masse moléculaire sont appelées des résines, les plus lourdes étant regroupées sous l'appellation d'asphaltées [7]. La composition élémentaire des hydrocarbures pétroliers est présentée dans le tableau I.2

**Tableau I.2** Constituants élémentaires du pétrole. [8]

Elément	% en masse
Carbone	83 – 87
Hydrogène	10 – 14
Soufre	0.01 – 6
Oxygène	0.1 – 0.5
Azote	0.1 – 1.5
Métaux	0.05 – 0.015

#### I.1.4 Classification du pétrole brut

À la découverte d'un gisement du pétrole, ce dernier subit une série d'analyses, permettant sa classification. La classification du pétrole est d'une extrême importance, car elle nous permet de connaître les méthodes de traitement de ce même pétrole, l'assortiment et les qualités des produits à obtenir.

On distingue trois types de classification :

##### I.1.4.1 Classification selon la densité

- Pétrole léger "light" : le degré API est supérieur à 31.1 ;  $API > 31.1$
- Pétrole moyen "medium" : °API compris entre 22.3 et 31.1 ;  $22.3 < API < 31.1$
- Pétrole lourd ("heavy") : °API compris entre 10 et 22.3 ;  $10 < API < 22.3$
- Pétrole extra lourd ("extra heavy") : °API inférieur à 10 ;  $API < 10$

Les pétroles les plus légers sont les plus demandés par les raffineurs, car ils donnent directement beaucoup de coupes légères de grande valeur (diesel, essence, naphta). À l'inverse, les pétroles lourds donnent plus de produits, tels que des bitumes et du fioul résiduel, qu'il faut soit vendre tels quels à bas prix, soit convertir en coupes plus légères, notamment par hydrocraquage (ajout d'hydrogène). [9]

##### I.1.4.2 Classification selon la teneur en soufre

Les pétroles avec une faible teneur en soufre (inférieure à 0,5% en poids) sont qualifiés de « sweet » ou « doux » ; au-delà, les pétroles sont qualifiés de « Sour » ou « soufrés ». Ceci est important, car le soufre est un « polluant-corrosif et poison » que les raffineurs doivent retirer. Ceci a un coût et il diminue donc la valeur du brut. [10]

- Classe A : pétrole peu sulfureux % S  $\leq$  0,5 %.
- Classe B : pétrole sulfureux  $0,5 < \% S < 2$  %.
- Classe C : pétrole très sulfureux % S  $> 2$ %.

#### **I.1.4.3 Classification selon la composition chimique**

- Pétroles paraffiniques : le pourcentage des hydrocarbures paraffiniques est supérieur à 50% ;
- Pétroles naphthéniques : le pourcentage des hydrocarbures naphthéniques est supérieur à 50% dans le brut ;
- Pétroles aromatiques : le pourcentage des hydrocarbures benzéniques est supérieur à 35%. [11]

#### **I.1.5 Raffinage du pétrole**

Le raffinage du pétrole débute par la distillation ou fractionnement, du pétrole brut en vue de le séparer en différents groupes d'hydrocarbures. Les produits obtenus dépendent directement des caractéristiques du brut traité. On transforme ensuite la plupart de ces produits de distillation en produits plus facilement utilisables, en modifiant leurs structures physique et moléculaire par craquage, reformage et par d'autres procédés de conversion, puis on soumet les produits obtenus à divers procédés de traitement et de séparation tels que l'extraction, l'hydrocraquage et l'adoucissement pour aboutir aux produits finis. [12]

### **I.1 Description de l'unité topping**

C'est l'unité mère de la raffinerie, ainsi qu'elle est la première unité qui reçoit le pétrole brut après le stockage, leur rôle principal est réalisation du fractionnement du pétrole brut en différents coupes stabilisées pouvant être utilisées pour l'obtention des produits fins (naphta, gas-oil, jet.) Ou devant alimenter d'autres unités situées en aval (Magnaforming, Platforming, gaz-plant). Elles traitent le brut de Hassi Massoud pour produire les produits suivants :

- G.P.L (unité 30),
- Iso pentane,
- Naphta A (stockage),
- Naphta B (65 -150°C),
- Naphta C (150 -180°C),

- Kérosène (180 -225°C),
- Gasoil léger (225 -320°C),
- Gasoil lourd (320 -360°C),
- Résidu (>360°C). Gaz combustible. [13]

### I.2.1 Capacité de production

L'Unité de la Distillation de Brut (Unité N.10) de la raffinerie de Skikda en Algérie a été rénovée pour traiter 27,000 tonnes métriques par jour du brut de Hassi Messaoud au titre du Projet de Réhabilitation. L'unité de stripper de l'Eau Acide, située au sein de l'unité 10, a été aussi rénovée pour manipuler le taux de l'alimentation de l'eau acide en raison de la rénovation des unités 10 et 11. [14]

### I.2.2 Les caractéristiques de l'alimentation

**Tableau I.3** les caractéristiques de l'alimentation (le pétrole brut). [1]

Specifications	Valeurs
Gravity, (API °)	44,7
Densité à 15 °C	0,8025
Facteur de caractérisation K	12
Viscosité cinématique à 37,8 °C (cSt)	1,989
Point de goutte (Pour point) (°C)	- 52
Point d'éclair (°C)	< 20
Teneur en soufre total (% poids)	0,13
Teneur en sulfure d'hydrogène (ppm)	0
Teneur en cendres (% poids)	< 0,005
Teneur en sels tel que NaCl (% poids)	< 0,001
Teneur en cire (% poids)	2,4
Teneur en asphalte (% poids)	0,06
Teneur en résidu de carbone conradson (CCR) (% poids)	0,83
Teneur en eau et sédiments (BSW) (% vol)	Traces

## I.2.3 Bilan de Matières de l'unité

Tableau I.4 Le bilan de matière de Topping CDU (11/10). [15]

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

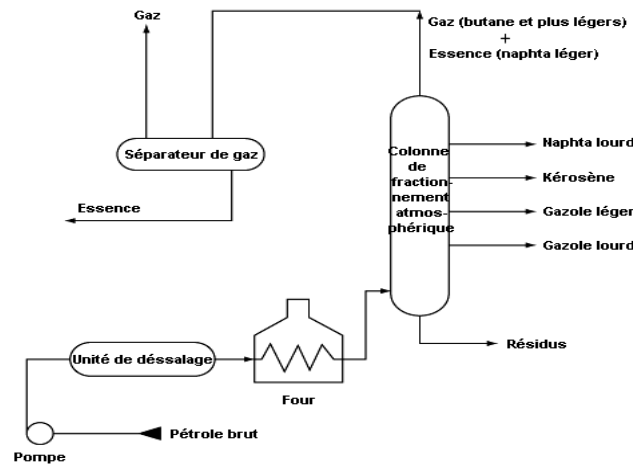
Les produits de la colonne de pétrole brut vont avoir le suivant TBP (°C) :

Articles	Pétrole brut de Hassi Messaoud (*)
Naphtha instabilisé	(-) 67.5 – 169.2
Kérosène	118.3 – 213.6
Gas-oil léger	142.6 – 363.8
Gas-oil lourd	172.5 – 411.5
Résidu	269.5 – 574.9

### I.2.4 Description de procédure de distillation atmosphérique

Le Brut introduit dans l'unité est fractionné après un procédé de distillation dans les coupes comme indiqué ci-dessus. Les produits obtenus peuvent constituer la charge pour les autres installations ou être envoyés directement aux réservoirs de stockage des produits finis. Afin de procéder mieux avec la description, l'installation est sous-divisée en plusieurs principales sections comme suivants :

- Le dessalage du brut ;
- Préchauffage de la charge ;
- Section de Four Atmosphérique -A/B
- La colonne de distillation
- Les colonnes de stripping des soutirages latéraux.



**Figure I.1** Schéma du procédé de distillation atmosphérique. [12]

#### I.2.4.1 Dessalage du brut

La charge de l'unité de distillation atmosphérique est aspirée des bacs de stockage à la pression absolue de  $1,3 \text{ kg/cm}^2$  et la température de  $15$  à  $36 \text{ °C}$  par la pompe de charge (10-P-71A/B) puis refoulée à la pression absolue de  $18 \text{ kg/cm}^2$ . Le brut est ensuite chauffé, côté tubes, dans les échangeurs (10-E-107 A/B) par une partie du gasoil léger à la température de  $33 \text{ °C}$  puis, côté tubes, dans l'échangeur (10-E-72) par l'autre partie du gasoil léger à la température de  $55 \text{ °C}$ . Dans le cas où la température du brut provenant des réservoirs de stockage est de  $36 \text{ °C}$ , les échangeurs (10-E-107 A/B) doivent être complètement by passés. Le brut, chauffé à  $55 \text{ °C}$ , est envoyé dans le dessaleur (10-V-51) afin d'éliminer les sels contenus dans le brut. L'eau provenant du ballon (10-V-52) est

mélangée avec le brut avant l'entrée au dessaleur. Cette eau est constituée de l'eau acide strippée dans l'AWS (Acid Water Stripper) existant et l'eau des effluents traités provenant de la nouvelle ETP (Effluent Traitement Product). Le niveau du ballon est contrôlé par le régulateur (LIC46) agissant sur le débit des effluents traités à travers la vanne (LV46). Le débit d'eau est contrôlé par le régulateur (FV90). Le mélange eau - brut est réalisé par la vanne mélangeuse (HV1251) avant d'entrer dans le dessaleur à travers les deux tubulures de fond. Le dessaleur fonctionne à une température de 50°C et une pression absolue de 11,7 kg/cm<sup>2</sup>. Le niveau du dessaleur est maintenu par le régulateur (LIC40) agissant sur la vanne (LV40) de l'eau purgée. Un indicateur de la teneur en hydrocarbures dans l'eau purgée permet de vérifier cette performance du dessaleur. En fonctionnement normal, 90 % environ des sels contenus dans le brut sont éliminés par le dessaleur. [1]

#### I.2.4.2 Préchauffage du brut

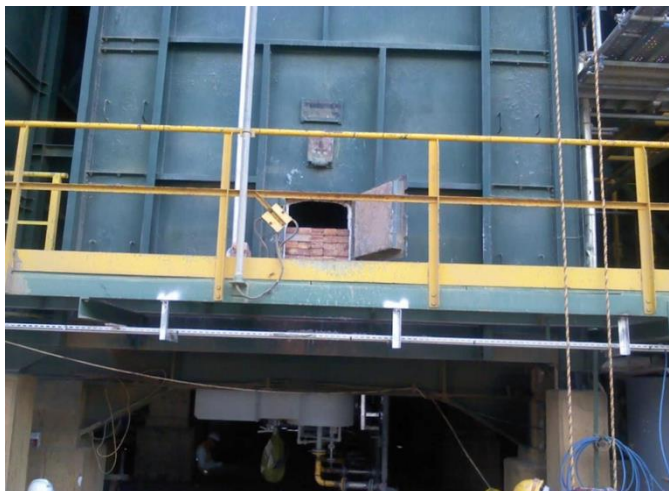
Le brut dessalé, à la température de 50 °C, est envoyé, côté tubes, aux échangeurs (10-E-93 A-H) dans lesquels il est chauffé par les vapeurs de tête de la colonne (10-C-1). Ces échangeurs sont disposés en deux batteries en série comportant chacune quatre échangeurs en parallèle. Le brut sort à la température 148 °C sous contrôle du régulateur (TIC1180) agissant sur la vanne (TV1180) installée sur le bypass de ces échangeurs. Le brut est ensuite envoyé, sous contrôle de la pression par le régulateur (PIC1351) agissant sur la vanne (PV1351), au ballon de flash (10-V-1) qui fonctionne à la pression absolue de 4,0 kg/cm<sup>2</sup> et la température de 140 °C où il est séparé en deux phases : une phase vapeur ( $\approx 7,1$  % massique de la charge) et une phase liquide. Les vapeurs de tête du ballon (10-V-1) sont chauffées dans l'échangeur (10-E-64) par l'huile chaude circulant coté tubes puis acheminées à la température de 226 °C vers la zone d'expansion de la colonne de distillation atmosphérique (10-C-1). Le liquide de fond est envoyé par les pompes (10-P-72 A/B/C) à la zone d'expansion de la colonne (10-C-1) en passant par un ensemble d'échangeurs puis deux (02) fours. C'est ainsi que le brut, débarrassé des hydrocarbures légers, entre coté calandre dans les échangeurs (10-E-82 A/B) disposés en série où il est chauffé à la température de 151 °C par le gasoil lourd, puis coté tubes, dans les échangeurs (10-E-61 A-D) disposés en deux (2) batteries en série comportant chacune deux (02) échangeurs en parallèle où il est chauffé à la température de 174 °C par le reflux circulant supérieur, puis coté calandre, dans les échangeurs (10-E-83 A/B) disposés en série où il est chauffé à la température de 186 °C par le résidu atmosphérique, puis coté tubes, dans l'échangeur (10-E-91) où il est chauffé à la température de 195 °C par le reflux circulant supérieur, puis coté calandre, dans les

échangeurs (10-E-90 A/B) disposés en série où il est chauffé à la température de 226 °C par le reflux circulant inférieur, puis coté calandre, dans l'échangeur (10-E-62) où il est chauffé à la température de 233 °C par le reflux circulant inférieur et enfin entre coté calandre, dans les échangeurs (10-E-63 A-D) disposés en série où il est chauffé à la température de 260 °C par le résidu atmosphérique.[1]

#### I.2.4.3 Section de Four Atmosphérique -A/B

Le Brut préchauffé est partiellement vaporisé dans les deux parallèles Fours de charge (F-A/B) existants et la chaleur nécessaire pour sa distillation est absorbée dans la section de rayonnement. Le fluide vaporisé sort des fours, entre dans la ligne de transfert de charge vers la zone de flash de la colonne C1. Chaque four à huit passages avec un contrôle de flux individuel et une coupe du débit faible. Un équilibreur de passage a été ajouté à chaque four pour atteindre la température uniforme de sortie du serpentin. La T° de la sortie de four est 356° C'est contrôlé systématiquement.

Les 8 serpentins de chaque four sont équipés avec 2-2 thermocouples. Chaque four a 32 brûleurs capables d'être alimentés par le gaz naturel ou le gaz combustible de raffinerie. En outre, chaque brûleur a sa veilleuse alimentée par le gaz, Le serpentin de sur chauffage de vapeur basse pression (LP) a été installé dans la section haute de four (la zone de convection) pour améliorer la récupération de chaleur. LP est surchauffée à 505°C. La vapeur surchauffée est utilisée comme vapeur de stripping au fond de la colonne de distillation (C1). À la sortie du linge de vapeur, un désurchauffeur atmosphérique de vapeur a été situé. Il désurchauffe une partie de vapeur sortant puis en injectant l'eau MP-BFW. Il réduit T° de vapeur à 330°C. La même disposition a été fournie pour le four F-B avec ATM désurchauffeur de vapeur. Les gaz acides de l'eau acide de Stripper du Ballon de l'Accumulateur en Tête (V-17) sont aussi brûlés dans le four F-A/B par les brûleurs spéciaux. L'Analyseur d'O<sub>2</sub> a été fourni sur la cheminée du four pour mesurer la quantité d'air en excès dans le four pendant le processus de combustion. [15]



**Figure I.2** Four cabine d'U10.



**Figure I.3** Serpentins du four Topping.

#### **I.2.4.4 La Colonne de distillation**

Le brut chauffé des fours F-1A et F-1B entre dans la zone de la colonne C-1, entre 5<sup>e</sup> et 6<sup>e</sup> plateaux. Dans le même point, l'hydrocarbure léger et l'eau vaporisée également entrent dans le ballon de Pre-flash 11-V-1 ainsi que le dégagement de 11-PSV-2 qui protège l'équipement. La colonne est 50.55 m de la hauteur, les Diamètres de Tête/Fond sont 8.1/ 3.8 m.

La colonne de distillation a 52 plateaux et peut être divisée en deux parties :

- La section d'enrichissement inclut entre 6<sup>e</sup> et 52<sup>e</sup> plateau.
- La section de Stripping entre 1<sup>e</sup> et 5<sup>e</sup> plateau.

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

vaporisation. Donc, dans la colonne, un système thermique est établi où chaque plateau prend une température déterminée et sur cela, dans ces conditions de pression, il n'y aura que ce liquide qui est à son point d'ébullition. Les températures de ces plateaux diminuent de bas en haut, donc le point d'ébullition du liquide est diminué progressivement comme ascendant vers le haut de la colonne. La condensation a lieu par la soustraction de chaleur exécuté par le reflux dans la colonne condensée et refroidie appropriée dans les échangeurs et les refroidisseurs. Pour aider la vaporisation, dans la colonne, la vapeur de surchauffement est injectée dans le fond. De cette façon, la baisse de la température d'ébullition des composants est obtenue après l'abaissement de la pression partielle. [15]

La colonne peut être divisée dans les circuits suivants :

- Circuit en Tête ;
- Circuit de Po ;
- Circuit de pompe-Around Supérieure ;
- Circuit de Kérosène ;
- Circuit de LGO ;
- Circuit de HGO ;
- Circuit de Pompe-Around inférieur ;
- Circuit de RCO ;

- **Tête de la colonne Atmosphérique**

Les vapeurs de tête de la colonne de distillation atmosphérique (10-C-1), composées des gaz légers, de GPL et de naphta à la température de 172 °C, sont envoyées, côté calandre, dans les échangeurs (10-E-93 A-H) disposés en deux batteries en série de quatre échangeurs en parallèle où elles sont refroidies par le brut à la température de 135 °C. La vapeur est envoyée dans les aéroréfrigérants (10-EA-1 A-L) où elle est refroidie à la température de 48 °C, puis entre côté calandre, dans les condenseurs à eau (10-E-92 A/B) disposés en parallèle où elle est encore refroidie à la température de 40 °C. [1]

- **Soutirage de la coupe kérosène**

La coupe de TBP (180 ~ 235°C) est extraite de 46<sup>ème</sup> plateau de colonne C-1, entre dans le Kérosène stripper C-2 : une colonne constitué de 8 plateaux. L'alimentation entre dans la partie haute de la colonne (8<sup>ème</sup> plateau) et échange la chaleur avec les vapeurs LP montant vers le sommet. Le Stripping de la fraction légère est mis en œuvre par le chauffage

de produit au fond du Stripper dans un rebouilleur : passant à côté tube la pump around Inférieur. Après stripping, les fractions légères (essence mi-lourd) retournent à la colonne C-1 de la hauteur de 47<sup>ème</sup> plateau. Le produit de fond de stripper (T=230.5°C) est aspiré, et envoyé à l'Echangeur de Kero/ Alimentation de Stabilisateur A/B, côté tube, où il échange de la chaleur avec le naphta, et ensuite refroidi dans un refroidisseur à Air puis dans un condenseur de réglage de Kero. En passant ces entiers refroidisseurs il est refroidi à 40°C, il peut être envoyé au stockage, comme une charge de la section du traitement de kérosène KTU, ou à la fabrication de white spirit en cas de besoin, ou au slop léger. En cas d'excès de kérosène, une partie de kérosène est acheminé vers le stockage LGO. [15]

- **Soutirage de la coupe gasoil léger (LGO)**

LGO ce produit ayant un intervalle d'ébullition TBP : (235 °C~ 311°C), il est tiré du plateau n°20 de C-1 et entre la colonne C-3 de stripping d' où la T° en haut et en bas sont 248°C et 241°C, la vapeur MP et la vapeur LP sont injecté sous le 1<sup>er</sup> plateau de stripper pour l'opération de stripping, Après stripping, les fractions légères retournent au 21<sup>ème</sup> (36<sup>ème</sup> cas spécial) plateau de C-1, Le produit de fond de stripper passe au côté calandre de( E-II :Brut/LGO ,E-I Brut/LGO) La température de produit est réduite à 153°C et 97°C par ordre. A La sortie d'échangeur LGO est pompé au refroidisseur de LGO de la L/B puis au Condenseur de Réglage du Produit LGO. Le mélangeur de produit LGO ont été fourni avant le refroidisseur pour enlever les gouttelettes d'eau de LGO, L'eau huileuse est déchargée à OWS. Le Kérosène en excès peut aussi être envoyé au réservoir du stockage de LGO via le linge de produit de LGO puis vers une pipe de 24 pouce afin d'avoir se mixte avec l'HGO pour obtenir un gazole répond aux spécifications de marché. Le système a également été facilité avec la possibilité d'envoyer LGO au slop Léger/Lourd par l'exigence du système. [16]

- **Soutirage de la coupe gasoil lourd**

Le gasoil lourd, prélevé du 15<sup>ème</sup> plateau à la température de 294 °C, est envoyé à la colonne de stripping du gasoil lourd C-4 A comportant cinq plateaux, d'où s'effectué le stripping par injection de la vapeur MP au-dessous du 1<sup>er</sup> plateau dont le débit est contrôlé par le régulateur FIC185. Après stripping, les fractions légères sont réintroduites dans la colonne C-1 au niveau du 16<sup>ème</sup> plateau alors que le liquide de fond est envoyé, côté tubes, dans les échangeurs E-82 A/B où il est refroidi par le brut puis envoyé par la pompe P95

A/B dans l'aéroréfrigérant EA-10 et ensuite dans les condenseurs E-66 A/B. Le gasoil lourd, à la température de 40 °C, est débarrassé des gouttelettes d'eau dans un coalescer et enfin acheminé vers le stockage sous contrôle de débit par le régulateur FIC47 opérant en cascade avec le régulateur LIC12. Le coalescer est équipé d'un pot de purge par lequel l'eau huileuse est drainée dans le réseau OWS, sous contrôle de niveau par le régulateur LIC1854 agissant sur la vanne LV1851. [1]

- **Reflux circulant supérieur**

Le reflux circulant supérieur, prélevé du 33<sup>ème</sup> plateau de la colonne C-1 à la température de 219 °C, est envoyé par la pompe P-75 A/B, côté calandre, dans l'échangeur E-91, puis dans les échangeurs E-61 A-D où il est refroidi par le brut à la température de 163 °C. Il est réintroduit dans la colonne C-1 au niveau du 34<sup>ème</sup> plateau.

- **Reflux circulant inférieur**

Le reflux circulant inférieur, prélevé du 15<sup>ème</sup> plateau de la colonne C-1 à la température de 294 °C, est envoyé par la pompe P-15 A/B, dans le rebouilleur E-20 de la colonne de stripping du kérosène, puis côté tubes, dans l'échangeur E-62 et enfin dans les échangeurs E-90 A/B où il est refroidi par le brut, de la température 275 à 231°C avant d'être réintroduit dans la colonne C-1 au niveau du 16<sup>ème</sup> plateau sous contrôle de la température.

- **Produit de fond (RCO)**

L'hydrocarbure liquide provenant de la zone de flash descend du 5<sup>ème</sup> plateau au fond de la colonne. En-dessous du 1<sup>er</sup> plateau est la vapeur surchauffée (LP) qui est injectée pour le stripping du produit au fond, le résidu, aspiré par la Pompe est envoyé aux tubes (E-II : Brut/RCO) qui a été disposée en série, Où la température de RCO est réduite de 338°C à 242°C après Le RCO est encore déplacé à (E-I : Brut/RCO) afin de réduire sa température jusqu'à 200°C. Ensuite, il passe au côté calandre de (E : Alimentation du Stabilisateur A/B /RCO), Ici la température est encore réduite à 119°C puis Le RCO passe le Refroidisseur I (RCO/Eau Tempérée) et II (RCO/Eau Tempérée), pour qu'il se refroidi contre l'eau tempérée, l'eau tempéré a été spécifiquement utilisé pour contrôler la T° de Sortie de RCO dans tous les cas doit être supérieur à 70°C. Puisque RCO est un produit lourd, le refroidissement contrôlé est nécessaire pour éviter son blocage. [17]

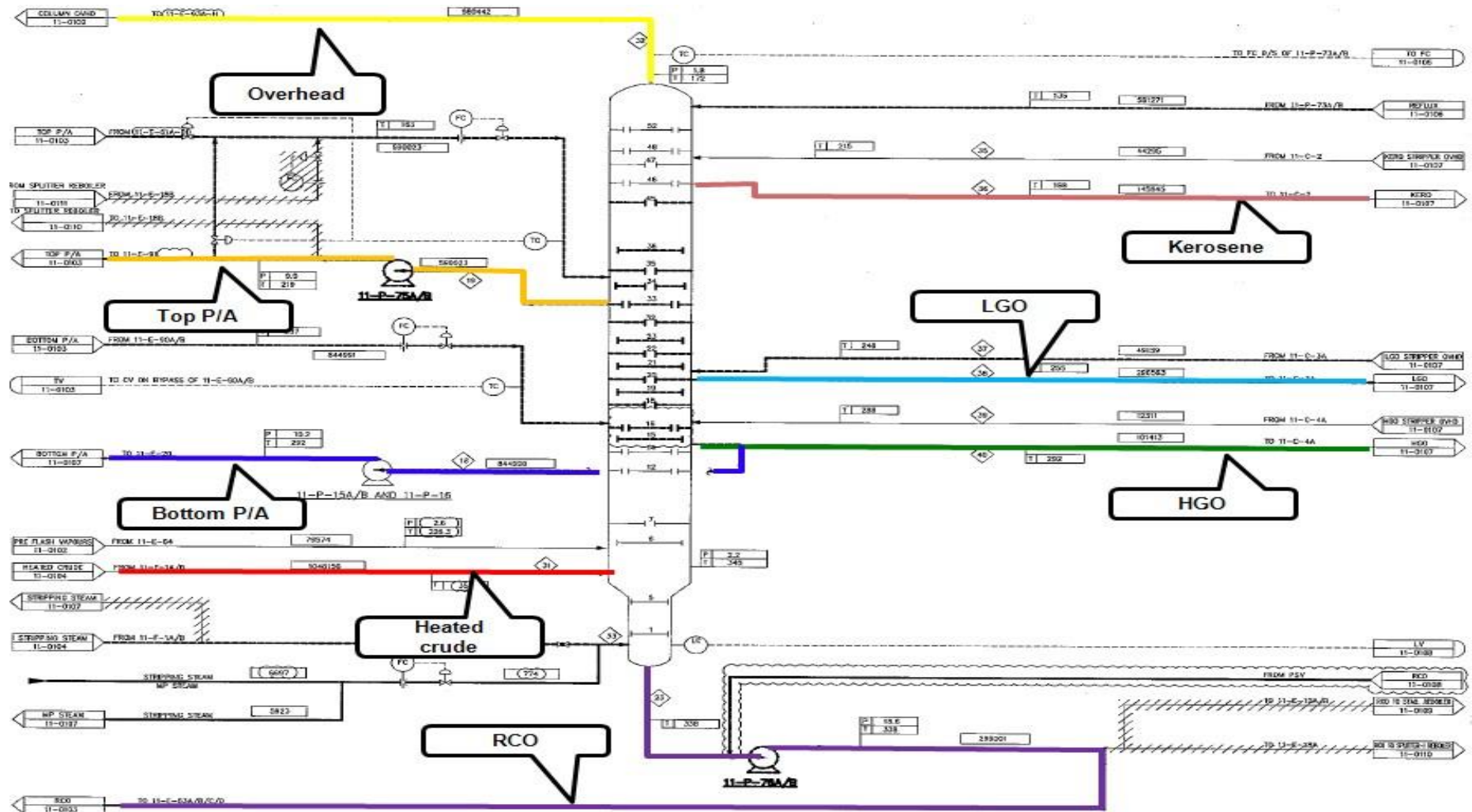


Figure I.4 colonne atmosphérique. [15]

## I.3 Le Kérosène

### I.3.1 Définition de kérosène

Le kérosène (ou pétrole lampant), est un produit issu du pétrole, un mélange d'hydrocarbures distillant entre 140 et 300°C, dont les principaux constituants sont des hydrocarbures de  $C_9$  à  $C_{16}$ , des hydrocarbures n- et iso-aliphatiques (paraffiniques et isoparaffiniques), des hydrocarbures cyclo aliphatiques (cycloparaffiniques ou naphténiques) et des hydrocarbures aromatiques (environ 15 à 20 % et  $0 \leq 5$  % s'il est dés aromatisés). Le benzène est en général absent de ces coupes. [18]

Il alimente les moteurs à réaction équipant les avions. Par ses propriétés physiques, ce mélange se situe entre l'essence et le gasoil. Son utilisation à haute altitude impose des spécifications sévères assurant un maximum de sécurité. [19]

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

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

Les hydrocarbures cycloparaffiniques : regroupent les hydrocarbures comportant des chaînes hydrocarbonées cycliques.

### I.3.2 Types du kérosène

Le kérosène (JET-A1, JET-A, TR0, JP-8) est le carburéacteur utilisé dans le secteur aéronautique. Il existe plusieurs types de carburéacteur dans le monde. Le JET-A1 est un carburant de type kérosène utilisé dans l'aviation civile internationale. Il présente des similitudes avec le JET-A utilisé aux Etats-Unis. En France le kérosène utilisé pour l'aviation militaire est appelé TR0 et JP-8 aux Etats-Unis [18].

### I.3.3 Composition chimique du kérosène

Le carburant kérosène est un mélange de plusieurs milliers d'hydrocarbures. On y trouve principalement des hydrocarbures de types paraffiniques ou alcanes (50-65% vol.), naphténiques ou cyclanes (20-30% vol.) et mono- et poly-aromatiques (10-20% vol.). [20] Comme nous le montre le tableau ci-dessous, la formule chimique moyenne du kérosène diffère d'une source à une autre et varie globalement de  $C_{10,9}H_{20,9}$ :  $C_{12}H_{23}$  :

**Tableau I.5** Formule chimique du kérosène conventionnel.

Sources	Formule chimique
Gracia-Salcedo et al	$C_{12}H_{23}$
Edwards et Maurice	$C_{11}H_{21}$
Martel	$C_{11.6}H_{22}$
Guéret	$C_{11}H_{22}$
Nguyen et Ying	$C_{11}H_{23}$

### I.3.4 Utilisation du kérosène

Durant le *XIX*<sup>e</sup> siècle, le "pétrole lampant" était presque exclusivement utilisé à des fins d'éclairage, comme combustible des lampes à pétrole (d'où son nom). Ce n'est qu'à partir des années 1950 qu'il trouve une importance industrielle, comme carburant des avions à réaction et on parle alors de kérosène. Il a également été utilisé comme dégraissant des métaux. [18]

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

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

### I.3.5 Les caractéristiques du kérosène

Une des caractéristiques du kérosène est la très faible pression de vapeur saturante (non mesurable à 38°C). Cette propriété, associée à un point éclair à une température élevée, assure une sécurité maximale d'utilisation de ce carburant en particulier sur les aéroports. Le kérosène étant très peu volatile, il est nécessaire de se placer à des températures élevées pour obtenir une teneur en vapeur non négligeable de ce combustible dans l'air. Les pétroles lampants sont des liquides de faible viscosité, incolores ou légèrement jaunes, pratiquement insolubles dans l'eau, mais miscibles à un grand nombre de solvants usuels. Intervalle de distillation : entre 140 et 300 °C.

- **Propriétés chimiques**

Dans les conditions normales de température et de pression, les pétroles lampants sont des produits stables. Ils peuvent cependant réagir vivement avec les agents oxydants forts. [18]

- **Les propriétés physiques**

Le tableau suivant regroupe les propriétés physiques du kérosène

**Tableau I.6** les propriétés physiques du kérosène.

Les paramètres	Les propriétés physiques
Température de fusion	-48 à -26°C
Température d'ébullition	150 à 300°C
Solubilité	Pratiquement insoluble (eau)
Masse volumique	0.8 g.cm <sup>3</sup> à 15°C
Température d'auto inflammation	220°C
Point d'éclaire	49 à 55°C
Limites d'explosivité dans l'air	0.6-6.5 % vol

#### I.4 Section traitement de kérosène KTU (20 /21)

L'installation est alimentée avec du kérosène venant de l'unité CDU, Le produit entre dans le  $V_1$  dans lequel le niveau est tenu constant par un contrôleur. La pression dans le  $V_1$  est maintenue à la valeur de calcul par l'entremise de gaz interne  $N_2$  dans ; Le  $V_1$  est protégé contre les surpressions par deux vannes de sécurité dégageant au BD. Le kérosène aspiré par des pompes est envoyé au débit contrôlé, dans le précipitateur électrostatique  $V_2$ . En amont du  $V_2$  est injectée une solution sodique pour enlever l'acide naphthénique du produit. L'intimité du mélange (kérosène / solution caustique) est assurée par une vanne mélangeuse. Le mélange (kérosène / solution sodique) entre ensuite dans la partie basse du précipitateur électrostatique  $V_2$  où il est réparti d'une façon homogène et radiale sur l'entière section du  $V_2$  au moyen d'un distributeur. NaOH épuisée s'accumule dans le fond du  $V_2$  est renvoyé vers l'égout. Le kérosène sortant du  $V_2$  subit un filtrage dans un coalesceur afin de réduire entre les limites de la norme, les teneurs en eau et sodium dans le produit. Le kérosène filtré passe à travers un sécheur à sel renouvelable chaque deux années. La pression du système est maintenue par un régulateur de pression, le contenu est envoyé au stockage comme jet-A1.

L'installation est reliée au système du "close-drain" : cela permet de décharger, en cas de besoin, dans le réservoir  $V_{16}$  le kérosène des divers appareillages. Le kérosène sortant de l'installation, à la température d'exploitation. [14]

### I.5 Mélangeur de HGO et LGO (blendage)

Le gasoil RA1K est un mélange de trois produits intermédiaires à savoir :

- Kérosène(KERO) ;
- Gasoil Léger (LGO) ;
- Gasoil Lourd(HGO) ;

Le Blender gasoil peut fonctionner par le biais des bacs intermédiaires " Selon le schéma du design" ou dans les bacs des produits finis directement des unités Topping.

On distingue trois lignes de Blender gasoil

- Ligne 24 : dans le cadre du projet de réhabilitation, une nouvelle ligne à été construit pour permettre la réalisation d'un mélange de gasoil dans les bacs de produits finis ;
- Ligne 12 ;
- Ligne 8 : ancien ligne dégradé ;

Les bacs de gasoil sont affectés comme suit :

- Bacs S 77 / 78 / 80 / 93 / 94 : ces bacs sont connectés aux lignes {8",12",24" } ;
- Bacs S 79 / 81 / 82 / 87 / 88 / 89 / 90 / 91 / 92 : ces bacs sont connectés aux lignes {12",24"}.

Cas 01 :

**Tableau I.7** Injection 2 LGO / 2 HGO des unités Topping.

	LGO U10	HGO U10	LGO U11	HGO U11	Mélange m3	Production TM
Débit ( $m^3/h$ )	280	74	272	75	701	13513
%	40%	11%	39%	11%	100%	

Cas 02 :

- Injection 2 LGO / 2 HGO / 1 KERO (il est possible d'utiliser le flux KERO de l'unités 10 ou celui de l'unité 11)

**Tableau I.8** Injection 2 LGO / 2 HGO / 1 KERO.

	LGO U10	HGO U10	KERO U10	LGO U11	HGO U11	Mélange m3	Production TM
Débit (m <sup>3</sup> /h)	280	74	138	272	75	839	16511
%	33%	9%	16%	32%	9%	100%	

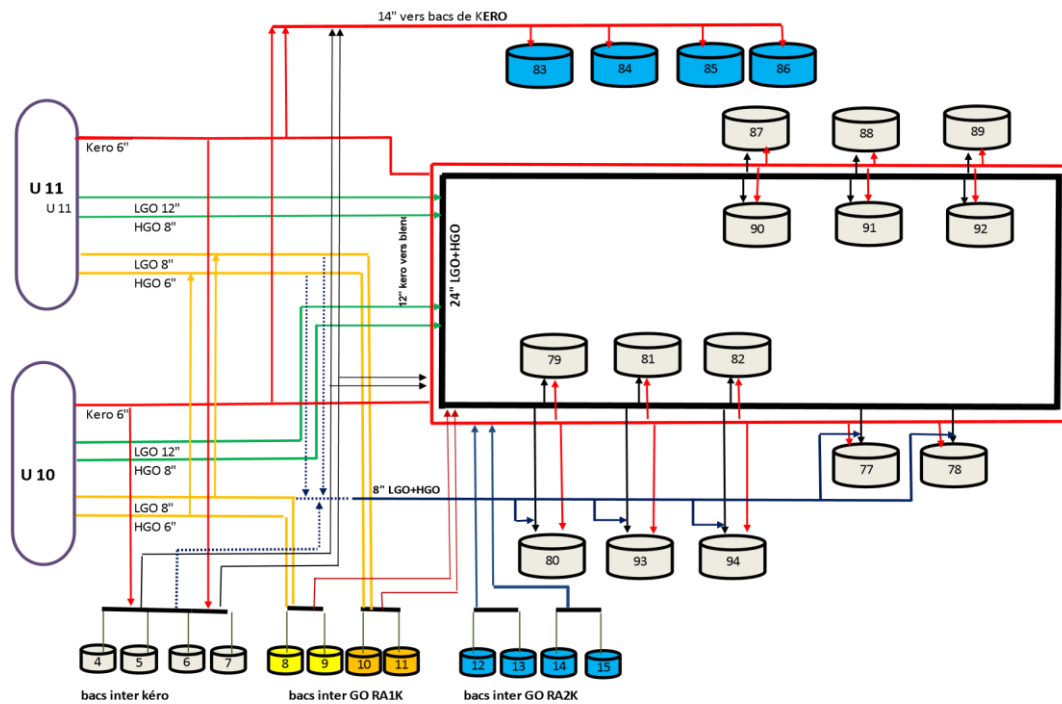
Cas 03 :

**Tableau I.9** Injection 2 LGO / 2 HGO / 2 KERO.

	LGO U10	HGO U10	KERO U10	KERO U11	LGO U11	HGO U11	Mélange m3	Production TM/J
Débit (m <sup>3</sup> /h)	280	74	138	134	272	75	973	19055
%	29%	8%	14%	14%	28%	8%	100%	

Cas 04 : cas actuelle

- Injection 2 LGO / 2 HGO / 2 KERO avec déclassement des quantités de KERO RA2K en discontinu tout en respectant les spécification GASOIL.



**Figure I.5** schéma de production de gazole commercialisé au niveau de RA1K [15]

## I.6 Service stockage SUD/EST U 600

Le transfert des gasoils et kérosène stockés dans les bacs intermédiaires de la zone « EST » se fait sur instruction du service planning et programme qui détermine le ou les bacs, les quantités à transférer et le bac destinataire comme suit :

- Par la pompe 600 MP 5 sur FT3 pour HGO des bacs S14/S15, le débit est réglé par la FV3 ;
- Par la pompe 600 MP 6 sur FT4 pour le LGO des bacs S8/S13, le débit est réglé par la FV4 ;
- Par la pompe 600 MP 7 sur FT5. Pour le kérosène des bacs S4/S7, le débit est réglé par la FV5 ;
- La pompe 600 MP8 est la pompe de réserve pour les trois produits elle aspire des trois collecteurs et refoule sur les trois FT ;
- Le transfert du kérosène ou white spirit des bacs S4/5/6/7 vers S75/76 se fera par les pompes 600MP9 A/B ;
- Le jet A1 stocke dans les bacs S4/S7 est transféré vers les bacs S83/86 zone nord par la MP61P1 ;
- Les pompes de transfert de gasoil et kérosène 600MP 5/6/7/8 refoulent sur deux collecteurs : l'une 8'' uniquement vers les bacs S77/78/80/93/94 et l'autre 12'' vers tout bacs de gasoil de la zone nord ;
- Suite aux contraintes liées à l'exploitation du système de mélange « le Blender » fonctionnait à plein régime au débit max des pompes installées, et vu au temps de remplissage très court des bacs intermédiaires. Il a été réalisé des piquages les lignes 6'', 8'' de coulage des trois produits en l'occurrence le kérosène, LGO et le HGO des CDU11/10. La réalisation de ces 6 by pass avais permis de stocker le produit fini dans les bacs S77 ÷ S78, S79 ÷ S82, S87 ÷ S94 (zone nord) directement à partir des unités sans passer par les bacs intermédiaires, et cela en fonction de la demande, et du programme établi par le service Planning et programme ;
- A noter qu'initialement seul les bacs S77, 78 disposaient d'une 2ème ligne d'entrée de 8'' permettant leur remplissage en HGO et /ou LGO de CDU 11 étaient généralement réservés pour alimenter le dépôt Khroub en GO ;
- Piquage de ligne 8'' (alimentant le S77 ÷ S78) sur la ligne d'entrée des bacs S80 ; S93 ; S94 ;

- Réalisation d'une ligne reliant le refoulement de la pompe MP7 (MP8) permettant l'injection de l'excédent de kérosène non traité des unités 20 et 21 (fabrication jet A1), stocké dans les réservoirs S4÷S5 ;
- Pour éviter la contre pression au niveau des Toppings, un Piquage d'une ligne de 24'' sur les sorties des bacs de GO de la zone nord a été réalisé par Samsung dans le cadre de réhabilitation de la raffinerie, les lignes sorties CDU10/11 des produits (8''LGO), (6''HGO) et (4''surplus kérosène) sont liées directement à cette ligne en maintenant la possibilité de stocker dans les bacs intermédiaires (zone EST) via les lignes existantes ;
- L'homogénéité de mélange des 3 produit est assure par système de mixage au niveau des bacs de stockage de GO et au niveau des lignes de blendage de HGO /LGO/Kero ;
- Le pourcentage de HGO et LGO et Kero mélangé est déterminé au niveau de planning par le taux de marche de CDU10/11, déterminé par la salle de contrôle CCR ; [14]

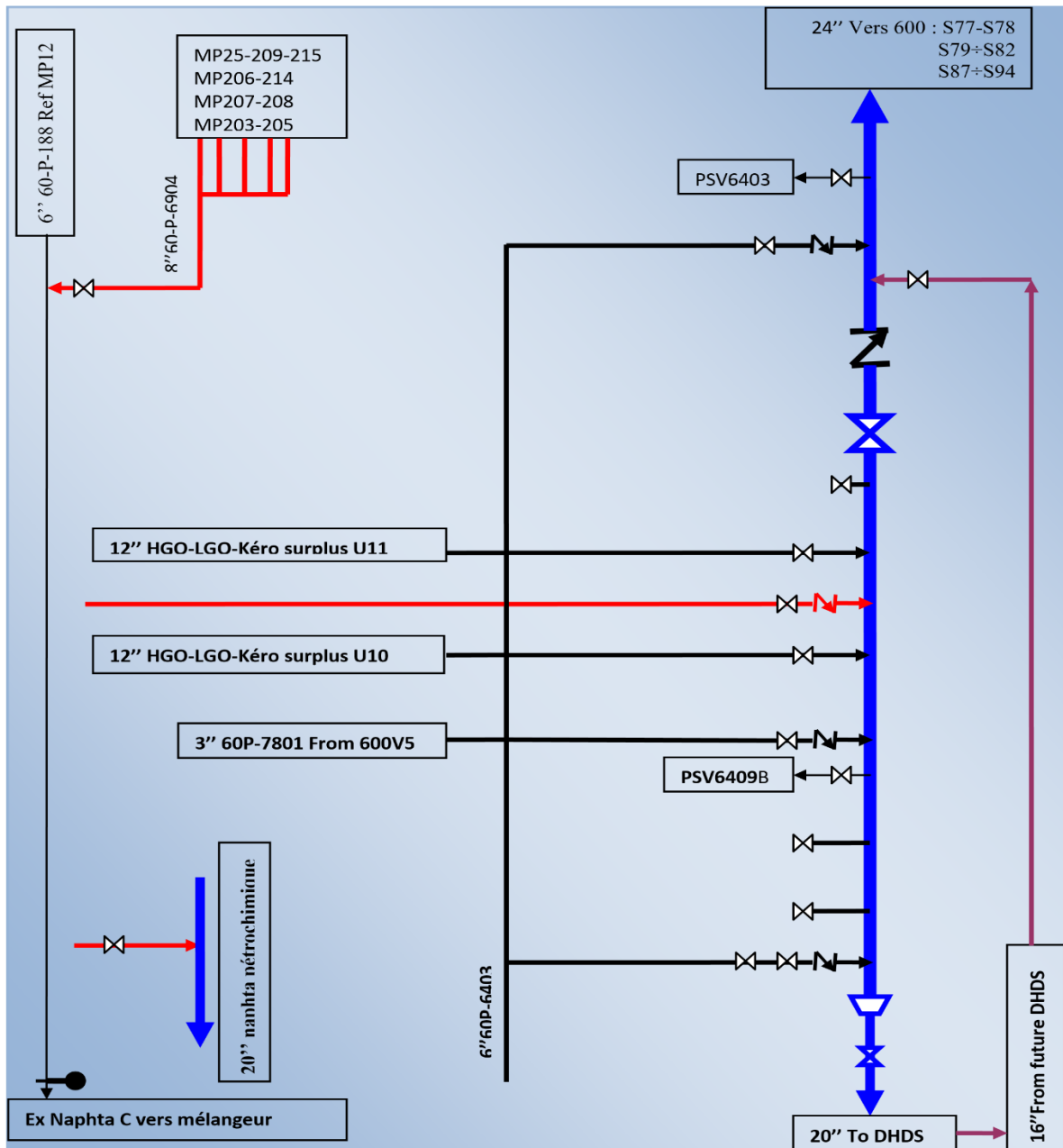


Figure I.6 Nouveau circuit de des GO et du Kéro surplus Post réhabilitation [15]

# Chapitre II

## *Généralités sur le gasoil*

## II.1 Définition du gasoil

Le gasoil est une huile lourde issue du raffinage du pétrole, composée d'un mélange d'hydrocarbures (paraffiniques, naphéniques, aromatiques et oléfiniques). Il est utilisé comme carburant dans les moteurs diesel, dont la température de distillation se situe entre 200 et 380°C, leur point d'éclair est toujours supérieur à 50 et leur densité supérieure à 0,82.[21]

## II.2 Les familles de gasoil

Le gasoil désigne une coupe, d'hydrocarbure distillée en raffinerie dans une gamme de température de distillation bien définie entre 180 et 360 °C, on distingue trois familles principales de gasoil :

- ✓ **Le SRGO (Straight-Run Gas Oil)** : obtenu par la distillation atmosphérique du brut pétrolier, avec une teneur moyenne en soufre comprise entre 0,5 et 2,0 % en poids et une teneur moyenne en azote de 50 à 500 ppm ;
- ✓ **Le LCO (Light Cycle Oil)** : provenant du craquage catalytique en lit fluidisé (Fluid Catalytic Cracking ou FCC) à une concentration moyenne en soufre comprise entre 0,3 et 2,0 % en poids et à une teneur moyenne en azote de 300 à 1000 ppm ;
- ✓ **Le CGO (Coker Gas Oil)** : issu du procédé de cokéfaction, dont les caractéristiques sont voisines de celles du SRGO en termes de soufre et d'aromatiques, mais qui contient beaucoup plus de composés azotés (à des teneurs Supérieures à 1000 ppm). [22]

**Tableau I.1** Résume les caractéristiques des différents types de diesel. [22]

	SRGO	LCO	CGO
Origine	Distillation atmosphérique	Fraction du FCC	Procédé de cokéfaction
Composition	10-40 %pds alcanes 30-70 %pds naphènes 20-30 %pds aromatique	60-90%pds aromatiques	10-30 %pds alcanes 30-60 %pds naphènes 30-40 %pds aromatique
Indice de cétène	40 – 45	18 – 25	28 – 40
S(% pds)	0,5 – 2,0	0,3 – 2,0	1,5 – 3,0
N(%pds)	0,005 – 0,05	0,03 – 0,1	0,08 – 0,2

## II.3 Essais usuels utilisés pour caractériser un gasoil

### II.3.1 Contrôle des propriétés physiques de gasoil

#### II.3.1.1 La masse volumique $\rho$

La masse volumique d'un corps à une température donnée est le rapport de sa masse à son volume exprimé en (kg/l ou g/cm<sup>3</sup>), elle varie avec la température suivant la relation :

$$\rho_t = \rho_{15} - k(t - 15) \dots \dots \dots \text{Eq I. 1}$$

Avec

t : température en (C°).

K : coefficient de distillation volumique de liquide qui dépend de la température.

La densité d'un produit représente le rapport de la masse d'un certain volume d'échantillon à une température donnée et de la masse du même volume d'un corps de référence. [14]

#### II.3.1.2 La densité standard $d_s$

La densité (specific gravity en anglais) et le rapport de la masse volumique  $\rho$  de la substance sur la masse volumique d'un fluide de référence (l'eau pour les liquides et les solides)  $\rho_{\text{réf}}$  dans des conditions déterminées de T et de P.

$$d_{15}^{15} = \rho_{\text{but}(15^\circ\text{C})} / \rho_{\text{eau}(15^\circ\text{C})} \dots \dots \dots \text{Eq I. 2}$$

$$d_4^{15} = \rho_{\text{but}(15^\circ\text{C})} / \rho_{\text{eau}(4^\circ\text{C})} \dots \dots \dots \text{Eq I. 3}$$

Le degré API (du nom de "American Petroleum Institute") est un autre moyen pour exprimer la densité d'un brut. Plus le pétrole est lourd, son degré API est faible.

$$^\circ\text{API} = \left( 141.5 / d \right) - 131.5 \dots \dots \dots \text{Eq I. 4}$$

Avec de la densité du pétrole brut par rapport à l'eau mesurée à 15,5°C. [14]

- **Principe de méthode d'essai ASTM D 1298**

On détermine la densité de l'essence ou du gasoil à l'aide d'un densimètre à une température donnée, ensuite on convertit cette densité en fonction de sa température à la  $d_4^{15}$  en utilisant la table de conversion de la densité à 15 °C. [23]

- **But de l'essai**

La densité constitue une caractéristique importante, principalement pour les biocarburants, car elle conditionne le dimensionnement et les particularités technologiques des organes d'alimentation (pompes, injecteurs), de plus, sur un système installé, une utilisation de biocarburants de densité largement différente, entraînerait des modifications de réglages de combustion avec des répercussions sur la puissance maximale, le rendement et les émissions de polluant. Aussi, la connaissance de la densité est très utile pour effectuer des bilans massiques et pour calculer des puissances de pompe. C'est un critère simple pour suivre la marche des unités. [24]

- **Appareillage**

- Eprouvettes de 500 ml ;
- Thermomètre ;
- Un aréomètre ;



**Figure II.1** Lecture de la densité

- **Mode Opérateur**

- Noter les conditions ambiantes (température, pression et humidité) du milieu ambiant au début et à la fin de l'essai ;
- Introduire une prise d'essai dans l'éprouvette en prenant soin de ne pas faire d'éclaboussures, d'éviter la formation de bulles d'air et de réduire au maximum l'évaporation de l'échantillon ;

- Éliminer toutes les bulles d'air qui se sont rassemblées à la surface de l'échantillon, en les touchant avec un morceau de papier filtre propre ;
- Placer l'éprouvette contenant la prise d'essai en position verticale dans un endroit à l'abri des courants d'air, et où la température du milieu ambiant ne variera pas de plus de 2 °C pendant la durée nécessaire pour réaliser l'essai ;
- Agiter la prise d'essai avec le thermomètre en utilisant une combinaison de mouvements verticaux et de rotation pour assurer une température et une masse volumique uniforme de toute l'éprouvette, noter la température à 0.1°C près. Retirer le thermomètre de l'éprouvette ;
- Introduire l'aréomètre approprié dans le liquide, et le laisser remonter et flotter librement jusqu'à l'équilibre. Observer la forme du ménisque. Pousser l'aréomètre de 1 mm à 2 mm sous le point d'équilibre, si la forme du ménisque change, nettoyer la tige d'aréomètre et répéter l'essai jusqu'à ce que la forme du ménisque reste constante ;
- Donner à l'aréomètre un léger mouvement de rotation afin d'éviter qu'il s'approche de la paroi interne de l'éprouvette ;
- Noter la valeur obtenue sur l'aréomètre au point de l'échelle ou la surface du liquide coupe l'échelle, Déterminer ce point en se plaçant légèrement au-dessous du niveau du liquide et en remontant lentement jusqu'à la surface, vue d'abord sous la forme d'une ellipse déformée puis apparaît sous la forme d'une ligne droite coupant l'échelle de l'aréomètre ;
- Immédiatement après avoir relevé la lecture sur l'aréomètre, retirer le et mélanger l'échantillon verticalement à l'aide du thermomètre, noter la température de la prise d'essai à 0.1°C près, si cette température diffère du relevé de température effectuée au début de l'essai de plus de 0.05 °C, recommencer les observations de l'aréomètre, puis la lecture sur le thermomètre jusqu'à ce que la température devienne stable à  $\pm 0.05^\circ\text{C}$  ;
- Noter la valeur à 0.1 Kg/m<sup>3</sup> près (0.0001 g/ml) ;
- Convertir les valeurs obtenues sur l'aréomètre en masse volumique utilisant les tables de mesures de la correction ;
- Noter le résultat final à 0.1 kg/m<sup>3</sup>(0.0001 g/ml) près à 15°C ;[25]

### II.3.1.3 La distillation ASTM D86

Cette méthode s'applique qu'aux produits blancs distillés à pression atmosphérique dont les températures d'ébullition s'étendent de 0 à 400 °C, elle caractérise la volatilité du produit. Et à partir des températures obtenues en fonction des volumes recueillis dans un appareillage approprié à la norme ASTM D 86, qu'on peut tracer la courbe de distillation qui représente l'évolution de la fraction distillée. Le plus souvent, on définit sur cette courbe

quelques repères : PI, PF et les fractions distillées en pourcentage (volume) à une température donnée. [23]

- **Appareillage**

- Ballon à distillation ;
- Condensateur ;
- Enveloppe protectrice ;
- Support du ballon à distillation ;
- Plaque d'amiante ;
- Dispositif de chauffage ;
- Eprouvette graduée de 100 ml ;
- Thermomètre ;



**Figure II.2** Appareil de la distillation

- **Principe de méthode d'essai distillation ASTM D86**

La distillation (ASTM) est utilisée pour les fractions pétrolières (Essence, Kérosène, Gasoil, Fuel). L'opération consiste à chauffer dans un ballon normalisé 100 ml de produit et à recueillir après passage dans un condenseur les différentes fractions évaporées. Le mode opératoire prévoit des spécifications limites pour la vitesse de distillation 4 à 5 ml par minute afin que les résultats soient reproductibles avec une précision définie par la norme.

Le point initial (PI) de distillation correspond à la température à laquelle la première goutte tombe dans l'éprouvette. On relève ensuite les températures pour les pourcentages de distillat recueillis (5%, 10%, 20%, .....90%, 95%). En fin de distillation on suit uniquement la variation de température. Celle-ci passe par un maximum puis décroît par suite de cracking de la fraction résiduelle dans le ballon. Ce maximum est appelé point final (P.F) de distillation. On mesure ensuite la fraction totale recueillie dans l'éprouvette, puis, après refroidissement, le résidu dans le ballon. Le bilan volumétrique par différence avec le volume initial de l'échantillon donne un certain pourcentage de pertes imputables aux constituants légers p (C3, C4 et C5) Qui sont distillés au début de l'opération et travers le condenseur sans se condenser. [26]

Le bilan de matière sera : % Distillat +% Résidu + % Pertes = 100 %

- **But de l'essai**

La courbe de distillation ASTM reflète la composition du produit et permet de tirer des conclusions sur la répartition des hydrocarbures dans les échantillons analysés. C'est un critère d'identification utilisé par la douane pour caractériser chaque produit. Elle est aussi précieuse pour le réglage des colonnes de distillation en mettant en évidence la qualité de fractionnement entre deux soutirages successifs. [27]

- **Mode opératoire**

- Noter les conditions ambiantes (température, pression et humidité) du milieu ambiant au début et à la fin de l'essai ;
- Mesurer précisément une prise d'essai de 100 ml d'échantillon dans une éprouvette graduée et la transvaser dans un ballon de distillation de 125 ml ;
- Placer le thermomètre de telle façon que la naissance du mercure soit en face de la tubulure ;
- Fixer le ballon muni du thermomètre dans le distillateur ;
- Régler le chauffage de telle façon que la vitesse de distillation soit de 4 à 5 ml/min entre 5% v/v récupéré et 5 ml de résidus dans le ballon en utilisant un chronomètre étalonné ;
- Relever le point initial de distillation, le point final de distillation et les indications du thermomètre à 5%, 65%, 85% et 95% de volume de Condensat, ainsi qu'à chaque multiple de 10% entre 10% et 90% inclus ;
  - PI : c'est la température de la première goutte de distillat ;
  - PF : c'est la température maximale relevée au cours de l'essai
- Après le refroidissement du ballon de distillation et dissipation complète des vapeurs, déconnecter le ballon du condenseur, transvaser son contenu dans l'éprouvette graduée de 5 ml, suspendre le ballon au-dessus de l'éprouvette et le laisser s'égoutter jusqu'à observer un volume de liquide constant dans l'éprouvette ;
- Noter à 0,1 ml près le volume recueilli dans l'éprouvette comme pourcentage de résidu ;
- Le pourcentage total de récupération est la somme du pourcentage récupéré et du pourcentage du résidu. Soustraire de 100 le pourcentage total de récupération pour obtenir le pourcentage de pertes ;

○ Ramener les indications thermométriques à pression de 101.3 kPa selon l'équation suivante :

$$T_c = 0.0009(101.3 - P_k)(273 + t) + T \dots \dots \dots \text{Eq I.5}$$

$T_c$  : Température corrigée.

$T$  : Indication de la température, en degrés Celsius.

$P_k$  : Pression barométrique au moment de l'essai, en kPa. [28]

### II.3.1.4 La viscosité ASTM D445

La viscosité est liée aux difficultés que rencontrent les particules de fluide dans leur libre déplacement, les unes par rapport aux autres. Les méthodes utilisées pour déterminer la viscosité conduisent à adopter deux définitions différentes :

- La viscosité dynamique traduit la réalité des frottements intérieurs entre les particules de fluide. Elle s'exprime le plus souvent en milli pascal - secondes plus connus sont l'appellation centipoises (abréviation CP) ;
- La viscosité cinématique prend en compte, en plus des frottements internes, la masse volumique ou densité du liquide. Cette dernière intervient à chaque fois que l'on détermine une viscosité en mesurant un temps d'écoulement sous charge. On conçoit en effet que le temps obtenu dépend non seulement de la viscosité propre du liquide, mais aussi de la densité. La viscosité cinématique s'exprime dans le système SI en  $m^2/s$ . On préfère souvent utiliser le  $mm^2/s$  qui correspond à l'unité la plus connue de viscosité cinématique : le centistokes (abréviation : cts) ;

D'une façon générale, la viscosité des liquides varie très vite avec la température. Il importe donc de pratiquer les mesures à des températures parfaitement contrôlées. Celles-ci se déroulent le plus souvent à 40°C, 50°C ou à 100°C. [27]

La viscosité cinématique de gasoil est déterminée (selon la méthode d'essai ASTM D- 445).

#### • Principe de méthode d'essai viscosité ASTM D445

Elle consiste à mesurer le temps mis par un volume déterminé de liquide pour s'écouler, dans les conditions normalisées, par un capillaire calibré à température fixée.

Les mesures de viscosité cinématique des hydrocarbures liquides se font au moyen de 2 types de viscosimètre selon que le mélange est clair ou opaque :

- Le viscosimètre Ubbelohde à niveau suspendu pour les liquides transparents ;

- Le viscosimètre Cannon Fenske à écoulement inversé pour les liquides opaques Quel que soit l'appareil utilisé, cette mesure fournit un temps en secondes qui, multiplié par la "constante de l'appareil", permet d'obtenir directement la viscosité du produit en centistokes La viscosité cinématique est calculée à partir du temps d'écoulement par la formule :

$$\text{Viscosité cinématique (en cts)} = C * T \dots \dots \dots \text{Eq I. 6}$$

C : constante du viscosimètre qui dépend de la taille du capillaire du viscosimètre utilisé

T : temps d'écoulement en secondes. [29]

- **But de l'essai**

La viscosité est généralement définie comme caractérisant la résistance à l'écoulement d'un fluide ; elle intervient dans tous les phénomènes liés à l'écoulement des fluides :

- Pertes de charge dans les tuyauteries ;
- Écoulement dans les vannes ;
- Les soupapes et tous les types de restrictions ;
- Pompes ;
- Filtration ;
- Décantation ;

Ainsi, pour un moteur Diesel, il est nécessaire que le gasoil ne soit pas trop visqueux sous peine d'augmenter les pertes de charge dans la pompe et les injecteurs, de réduire la pression d'injection et de détériorer la finesse de pulvérisation, ce qui affecterait finalement le processus de combustion. À l'inverse, une viscosité insuffisante pourrait provoquer le grippage de la pompe d'injection. [30]

- **Mode opératoire**

- Noter les conditions ambiantes (température, pression et humidité) du milieu ambiant au début et à la fin de l'essai ;
- Nettoyer le viscosimètre avec un solvant volatil tel que le naphta, puis rincer avec de l'eau distillée et de l'acétone, ensuite sécher au moyen d'un jet d'air sec et propre ;
- Mettre l'échantillon dans le bain selon les conditions d'étalonnage du tube capillaire ;
- Immerger le tube capillaire dans le liquide à mesurer et appliquer l'aspiration au tube de ventilation jusqu'à la marque annulaire  $M_2$  en bas ;

- Mettre en place le viscosimètre dans le bain thermostatique à l'aide du support adapté de telle façon que le tube de ventilation en position verticale ;
- Attendre que le liquide contenu dans le viscosimètre atteigne la température de mesure un temps de 30 min ;
- Appliquer l'aspiration au tube avec capillaire afin que le niveau liquide Bulle d'entrée légèrement de la marque annulaire  $M_1$  en haut ;
- À l'aide d'un chronomètre calibré, mesurer en seconde, le temps mis par le ménisque pour passer de la marque annulaire  $M_1$  en haut à la marque annulaire  $M_2$  en bas ;
- Calculer les viscosités cinématiques,  $V_1$  et  $V_2$  , à partir des temps d'écoulement mesurés,  $t_1$  et  $t_2$  respectivement, et le coefficient d'étalonnage,  $c$ , selon l'équation suivante :

$$V_{1,2} = C * t_{1,2}$$

$V_{1,2}$ : Viscosité cinématique  $V_1$  et  $V_2$  respectivement, en cts ou  $mm^2/s$ .

$C$  : Coefficient d'étalonnage, en  $mm^2/s^2$ .

$T_{1,2}$ : Temps d'écoulement  $t_1$  et  $t_2$  respectivement, en secondes.[31]

- **Appareillage**

- Viscosimètre ;
- Bain thermostat ;
- Pompe ;
- Chronomètre ;



**Figure II.3** Appareil de la viscosité

## II.3.2 Contrôle des caractéristiques a base température de GO

### II.3.2.1 Le point d'écoulement

- **Définition de phénomène**

On sait que l'abaissement de la température des produits pétroliers liquides conduit dans un premier temps à une augmentation de leur viscosité. Si le refroidissement se

poursuit, on constate l'apparition dans le liquide de très fines particules solides appelées cristaux. Dans les cas de produits limpides, cela se traduit d'abord par la formation d'un trouble laiteux, La taille des cristaux augmente ensuite provoquant des agglomérats qui emprisonnent la phase liquide. Le produit devient ainsi pâteux et le phénomène s'aggravant, il finit par empêcher l'écoulement. [14]

Le point d'écoulement des produits pétroliers (huiles, gasoil, fuel-oil) est la plus basse température à laquelle un produit contenu dans un tube à essai ne coule plus lorsque celui-ci est incliné sans agitation. Le point d'écoulement se produit souvent entre 8-10 °C en dessous du point de trouble, et les différences de 15-20 °F ne sont pas rares. Ce point permet d'apprécier les limites de température à respecter dans la mise en œuvre des produits, en particulier, pour leur pompage en hiver, alors le point d'écoulement est une caractéristique particulièrement importante pour les produits pétroliers quand il s'agit de leur utilisation aux basses températures. [32]

Le point d'écoulement de brut et de la fraction pétrolière dont le point d'ébullition > 232°C (450°F) est déterminé par la méthode d'essai ASTM D97.

- **Principe de méthode d'essai (pour point PP ASTM D97)**

Le PP de méthode d'essai ASTM97 c'est une méthode manuelle de réfrigération rapide, Cette méthode d'essai est destinée aux tous les produits pétroliers. Après l'échauffement préliminaire, l'échantillon est refroidi à une vitesse spécifiée et examiné à des intervalles de 3°C pour les caractéristiques de l'écoulement. La température minimale à laquelle le mouvement de l'échantillon observé est enregistré comme le point d'écoulement. Le point d'écoulement est un guide utile pour la température minimale à laquelle un carburant peut être utilisé/pompé. Il indique également la nature cireuse de l'huile. [33]

- **But d'essai PP ASTM D97**

Le point d'écoulement est la température la plus basse à laquelle le gasoil est encore susceptible de couler. Lorsque le gasoil circule dans le circuit d'alimentation du moteur, il doit traverser un filtre à mailles très fines (quelques micromètres) avant de pénétrer dans la pompe d'injection, car celle-ci constitue un organe d'une très grande précision mécanique dont le bon fonctionnement risquerait d'être perturbé par des impuretés et des particules en suspension dans le liquide. Contrairement aux autres carburants pétroliers tels que l'essence et le kérosène, le diesel perd sa clarté et sa fluidité à basse température (à partir de 0°C). Ce phénomène est dû à l'apparition de cristaux dans le carburant, dont la présence peut

provoquer divers incidents tels que le colmatage du filtre, le désamorçage de la pompe d'injection... Ces considérations justifient une spécification très stricte du comportement des diesels à froid, même si certains dispositifs technologiques (réchauffage des filtres sur les véhicules récents) contribuent à atténuer les risques d'incidents en service. Plusieurs procédures normalisées sont utilisées pour apprécier le comportement à froids du gasoil. Elles conduisent à définir respectivement le point de trouble, le point d'écoulement et la température limite de filtrabilité. [16]

- **Appareillage**

- Tube à essai ;
- Thermomètre ;
- Jaquette ;
- Bouchon en liège ;
- Joint annulaire ;
- Bain réfrigérant ;



**Figure II.4** Appareil de le point d'écoulement

- **Mode opératoire**

- Noter les conditions ambiantes du milieu au début et à la fin de l'essai ;
- Verser l'échantillon dans le tube à essais jusqu'au trait de jauge et le chauffer suffisamment au bain d'eau pour permettre son écoulement ;
- Refermer hermétiquement le tube à essais avec un bouchon muni du thermomètre ASTM 5C, maintenu verticalement et bien centré, la naissance du capillaire du thermomètre étant 3 mm au-dessous de la surface d'échantillon ;
- Pour un point d'écoulement inférieur ou égale ( $-33^{\circ}\text{C}$ ), chauffer sans agiter jusqu'à une température de  $45^{\circ}\text{C}$  dans un bain d'eau maintenu à une température de  $48^{\circ}\text{C} \pm 1.5^{\circ}\text{C}$  au maximum ;
- Refroidir ensuite l'échantillon à  $27^{\circ}\text{C}$  soit dans l'air, soit dans un bain-marie maintenu approximativement à  $24^{\circ}\text{C} \pm 1.5^{\circ}\text{C}$  ;
- Si l'échantillon n'a pas cessé de couler quand la température atteint  $27^{\circ}\text{C}$ , placer le tube à essais dans la jaquette d'un second bain réglé à  $(0^{\circ}\text{C} \pm 1.5^{\circ}\text{C})$  ;

- Commencer les mesures à une température de préférence multiple de 3°C et supérieure de 12°C à celle du point d'écoulement présumé ;
- Examiner le tube à essais avec précaution et l'incliner juste assez pour rendre compte s'il y a encore un mouvement de l'échantillon dans le tube à essais toutes les fois que la température baisse de 3°C ;
- Si l'échantillon n'a pas cessé de couler quand la température atteint 9°C, placer le tube à essais dans la jaquette d'un second bain réglé à (-18°C ± 1.5°C) ;
- Si l'échantillon n'a pas cessé de couler quand la température atteint -6°C, placer le tube à essais dans la jaquette d'un second bain réglé à (-33°C ± 1.5°C) ;
- Si l'échantillon n'a pas cessé de couler quand la température atteint -24°C, placer le tube à essais dans la jaquette d'un second bain réglé à (-51°C ± 1.5°C) ; Si dans l'échantillon contenu dans le tube à essai apparaît un mouvement quelconque dans ces conditions, replacer immédiatement le tube à essais dans la jaquette et répéter l'essai d'écoulement à une température inférieure de 3°C ;
- Continuer l'essai de la même manière jusqu'à ce que la surface d'échantillon ne se déforme pas pendant cinq secondes (5 s) durant lesquelles le tube à essais est maintenu horizontalement ;
- Noter à ce moment la température indiquée par le thermomètre, le point d'écoulement s'obtient en ajoutant +3°C à cette température ; [33]

### II.3.2.2 Le Point de Congélation

C'est la température à laquelle le liquide commence à former des cristaux indiquent le début de la congélation. Le but de cette analyse est de connaître la température de congélation d'un produit à une altitude plus haute. [34]

- **Mode opératoire**

C'est une méthode automatique.

- La première étape est le rinçage de l'appareil avec l'échantillon et sa récupération avant l'utilisation de l'appareil ;
- La deuxième étape consiste à injecter 25 ml de JET-A1 dans l'appareil et lire le résultat sur l'écran. [34]

### II.3.2.3 Point de trouble

Point de trouble dans les produits pétroliers et les carburants biodiesel, la température d'un échantillon liquide lorsque le plus petit amas observable de cristaux de cire apparaît pour la première fois lors du refroidissement dans des conditions prescrites.

Selon la norme ASTM D2500, le point de trouble est défini comme la température à laquelle les cristaux apparaissent pour la première fois, et non pas lorsqu'un anneau ou une couche complète de cire s'est formée au fond du bocal d'essai. [35]

- **Principe de méthode d'essai ASTM D2500**

Le point de trouble est défini comme la température à laquelle les cristaux apparaissent pour la première fois, et non pas lorsqu'un anneau ou une couche complète de cire s'est formée au fond du bocal d'essai.

Pour de nombreux observateurs, l'amas de cristaux de cire ressemble à un nuage blanchâtre ou laiteux, d'où le nom de la méthode d'essai. Le nuage apparaît lorsque la température de l'échantillon est suffisamment basse pour provoquer la formation de cristaux de cire. Pour de nombreux spécimens, les cristaux se forment d'abord sur la paroi circonférentielle inférieure du bocal d'essai, là où la température est la plus basse. La taille et la position du nuage ou de l'amas au point de trouble varient en fonction de la nature de l'échantillon. Certains échantillons forment de grands amas facilement observables, tandis que d'autres sont à peine perceptibles. [35]

- **But de l'essai**

Dans des conditions de basses températures, les constituants paraffinés de gasoil sont précipités sous forme d'une cire. Cela se dépose et bloque les lignes du circuit de carburant et de filtres, donc elles entraînent un mauvais fonctionnement où le moteur cale. La température à laquelle la précipitation se produit dépend de l'origine, du type et de l'ébullition du carburant.

Plus le carburant ne contient pas des paraffines, plus la température de pré précipitations et la moins adaptée au moteur pour un fonctionnement à basse température. [35]

- **Mode opératoire**

Porter l'échantillon à tester à une température supérieure d'au moins 14 °C au point de trouble prévu. Éliminer toute humidité présente par une méthode telle que la filtration sur du papier filtre non pelucheux sec jusqu'à ce que l'huile soit parfaitement limpide, mais

effectuer cette filtration à une température d'au moins 14 °C au-dessus du point de trouble approximatif. Verser l'échantillon dans le bocal d'essai jusqu'à la marque de niveau. Insérer le bocal dans la jaquette Ne jamais placer un bocal directement dans le milieu de refroidissement. À chaque lecture du thermomètre d'essai qui est un multiple de 1 °C, retirer le pot d'essai de l'enveloppe rapidement, mais sans déranger l'échantillon, vérifier l'absence de nuage et le replacer dans la jaquette. Cette opération complète ne doit pas prendre plus de 3 s. Si l'huile ne présente pas de nuage lorsqu'elle a été refroidie à 9 °C, transféré le bocal d'essai dans une jaquette placée dans un second bain maintenu à une température de -18 °C. Ne pas transférer la jaquette. Si l'échantillon ne présente pas de nuage lorsqu'il a été refroidi à -6 °C, transféré le bocal d'essai dans une jaquette placée dans un troisième bain maintenu à une température de -33 °C. [35]

#### II.3.2.4 Le point de filtrabilité (CFPP (Cold Filter Plugging Point))

La plus haute température (exprimée comme un multiple de 10C) à laquelle le carburant, lorsque froid dans des conditions prescrites, ne s'écoule pas à travers le filtre ou exige plus de 60 sec pour 20 ml de passer à travers ou échouer de retourner complètement au test de coulissement. [15]

- **Principe de méthode d'essai ASTM D6371**

Un spécimen de l'échantillon est refroidi dans les conditions spécifiées et, à des intervalles de 1°C, est aspiré dans une pipette sous vide contrôlé à travers un filtre à mailles métalliques normalisé. La procédure est répétée, tandis que l'échantillon continue à se refroidir, pour chaque 1°C en dessous de la première température d'essai est poursuivi jusqu'à ce que la quantité de cristaux de cire qui se sont détachés de la solution soit suffisante pour arrêter ou ralentir l'écoulement de sorte que le temps nécessaire pour remplir la pipette dépasse 60 s ou que le carburant ne retourne pas complètement dans le bocal d'essai avant qu'il ne se soit refroidi de 1°C supplémentaire. La température indiquée à laquelle la dernière filtration a commencé est enregistrée comme étant la CFPP. [36]

- **Mode opératoire**

- Filtrer l'échantillon ;
- Chauffer l'échantillon à 48°C pendant 30 minutes pour assurer la solubilité de tous les cristaux paraffines ;
- Démarrer la pompe d'aspiration pour créer une pression de 20 mbar ;

- Après 10 minutes lancer l'analyse ;
- Appuyer sur l'icône COLD PROPETIES ;
- Appuyer sur CFPP ;
- Appuyer sur CLEAN pour rincer le tube à essai et la cuve et le filtre (en le N heptane après l'acétone) ;
- Placer le tube à essai et appuyer sur START après cliquer OK ;
- Remplir les cases :
  1. Température de début d'essai
  2. Température de fin d'essai
  3. Non d'échantillon
- Appuyer sur OK pour lancer l'essai ;
- Après la fin d'essai le résultat s'affiche sur l'écran ;
- Rincer le tube à essai, la cuve et le filtre en appuyant sur CLEAN (par le N heptane après l'acétone) ;
- Éteindre le pc, la pompe d'aspiration et l'équipement ;

- **Appareillage**

- Le filtre ;
- Tube d'essai ;
- Aspirateur d'air ;
- Le ballon en verre ;
- Les deux traits indiquent le passage d'échantillon ;



**Figure II.5** Appareil de CFPP

### II.3.3 Contrôle de Sécurité d'emploi, stabilité au stockage de GO

#### II.3.3.1 Le Point éclair

La distribution des différents types de carburants obéit à des règles strictes de sécurité, en raffinerie dans les dépôts et les stations-service. Pour classer, de ce point de vue, les différents produits, on utilise le concept de point Eclair (Flash Point en anglais). [37]

- **Définition**

Le point d'éclair est défini comme étant la température minimale à laquelle les hydrocarbures légers dégagés d'un échantillon de brut s'enflamment au contact d'une flamme. La mesure de point d'éclair des pétroles bruts permet d'estimer la teneur en hydrocarbures légers, et aussi c'est un paramètre important à connaître lors de la manipulation (remplissage et vidange des citernes et des bacs par exemple) notamment ce qui concerne les conditions de stockage et de sécurité. [38]

- **Principe de méthode d'essai PM ASTM D 93**

Les méthodes ASTM D 93 et ISO 2719 suivent pratiquement le même protocole, mais ne s'appliquent qu'aux gazoles de point d'éclair supérieur à 50 °C et utilisent un appareil de type Pensky-Martens. Celui-ci est constitué d'un creuset fermé par un couvercle, dont l'orifice ne s'ouvre qu'à chaque essai, c'est-à-dire quand une flamme est approchée. [40] On chauffe à une vitesse bien déterminée un échantillon du produit jusqu'à ce qu'une quantité suffisante d'éléments volatils soit vaporisé et puisse être enflammée, on note la température du produit qui correspond au point d'éclair ou Flash point, si l'on continue à chauffer, on obtient alors une flamme stable, la température correspondante est le point d'inflammabilité ou Fire point qui est de quelques degrés supérieurs au point d'éclair. [14]

- **Appareillage**

- Vase ;
- Couvercle ;
- Thermomètre ;
- Dispositif de chauffage ;



**Figure II.6** Appareil de point d'éclair

- **But de l'essai**

Déterminer la limite de sécurité d'emploi (stockage, manipulation et transport) des huiles combustibles. Cet essai nous renseigne qualitativement sur la teneur en produits

volatils. Il caractérise la teneur en produits volatils et permet ainsi de connaître jusqu'à quelle température un produit pourra être chauffé sans danger, de plus il renseigne l'opérateur de l'unité de distillation sur le fonctionnement des strippings, si elle est trop bas, il y a lieu d'augmenter du débit de vapeur d'eau en fond de colonne pour revaporiser davantage de fractions légères, en outre pour l'administration les produits pétroliers sont répartis en plusieurs classes en fonction de leur point d'éclair qui ne doit donc pas être transgressé.[27]

- **Mode opératoire**

- Noter les conditions ambiantes (température, pression et humidité) du milieu ambiant au début et à la fin de l'essai ;
- Remplir le vase avec la prise d'essai jusqu'au trait de jauge ;
- Placer le vase rempli dans le bloc chauffant et le serrer avec le levrier de fixation ;
- Mettre le couvercle sur le vase ;
- Insérer la sonde de température et connecter le tube flexible de l'agitateur ;
- Mettre l'appareil sous tension ;
- Allumer la flamme d'essai et la régler de façon qu'elle est un diamètre compris entre 3 mm et 4 mm ;
- Par mesure de sécurité, faire un test pour vérifier la contamination de l'échantillon par des produits volatils ;
- Choisir la vitesse de l'agitation en utilisant le sélecteur à trois positions placé sur la droite de l'appareil (100 RPM pour la méthode A et 250 RPM pour la méthode B) ;
- Démarrer l'essai en utilisant le régulateur électronique pour chauffer l'échantillon selon la rampe définie par la méthode A (5 à 6°C/Min) et de 1 à 1,6°C pour la méthode B) en utilisant un chronomètre ;
- Effectuer la première présentation de la source d'inflammation lorsque la température de la prise d'essai est de  $23 \pm 5^\circ\text{C}$  au-dessous du point d'éclair présumé ;
- Si le point d'éclair présumé est inférieur à  $110^\circ\text{C}$ , faire le test tous les  $1^\circ\text{C}$  ;
- Si le point d'éclair présumé de la prise d'essai est supérieur à 110, faire le test tous les  $2^\circ\text{C}$  ;
- Noter, comme point d'éclair observé, la température de la prise d'essai lue au moment où la présentation de la source d'inflammation provoque un éclair net à l'intérieur du vase d'essai ;
- Corriger le point d'éclair observé à la pression atmosphérique normale à l'aide de l'équation suivante :

$$T_c = T_0 + 0.25(101.3 - P) \dots \dots \dots \text{Eq I. 7}$$

Où

$T_0$  : est le point d'éclair à la pression barométrique

P : est la pression barométrique en Kilo pascal. [39]

### II.3.3.2 La couleur ASTM D1500

Cette caractéristique s'applique aux produits dits blancs, mais en réalité, plus ou moins colorés, depuis le jaune très pâle jusqu'au brun foncé. [40]

- **Principe de méthode d'essai de couleur ASTM D1500**

Un échantillon liquide est placé dans le récipient d'essai et comparé aux disques en verre coloré. Valeur comprise entre 0.5 et 8. Amené à une température prescrite, quand la couleur d'échantillon se situe entre deux couleurs standard, le plus élevé des deux couleurs est rapportée, avec l'utilisation d'une source lumière standard. [40]

- **But de l'essai**

L'objectif principal de la détermination de la couleur des produits pétroliers est pour le contrôle de commercialisation, et comme un important visuel critère de qualité pour l'utilisateur, Dans certains cas pour les produits légers, la couleur est une indication sur le degré de raffinage (fractionnement) du produit, en particulier le gasoil ne doit pas être pollué par des traces de produits asphaltiques noirs. Dès que l'intervalle de couleur d'un produit est connu, une variation hors l'intervalle établis peut indiquer une possibilité de contamination avec d'autre produit selon la norme algérienne (NA 1145). [14]

- **Appareillage**

- Colorimètre Lovions ;
- Une source de lumière ;
- Des étalons ;
- 3 éprouvettes d'essais en verre ;
- 2 disques de couleurs étalon couvrant la gamme de 0.5 à 8.

- **Mode opératoire :**

- Placer une éprouvette remplie d'eau distillée jusqu'à une hauteur de 50 mm dans l'un des compartiments du colorimètre ;
- Placer dans l'autre compartiment et dans les mêmes conditions une autre éprouvette remplie de la prise d'essai à examiner ;
- Couvrir les deux éprouvettes pour les mettre à l'abri de toute lumière extérieure ;
- Allumer la lampe à lumière du jour et comparer la couleur de la prise d'essai avec celle des verres étalons ;
- Déterminer celui dont la couleur s'harmonise le mieux avec la prise d'essai ;
- Ne jamais signaler la couleur comme étant plus sombre qu'un standard, sauf pour les plus ;
- Foncés que 8 ;
- Si l'échantillon a été dilué, signaler la couleur du mélange suivi de l'abréviation \*dil\*.  
Exemple : <7.5 dill. [40]

### II.3.3.3 La couleur Saybolt

L'échelle de couleur Saybolt permet de déterminer la couleur des produits pétroliers raffinés non artificiellement colorés, tels que les essences utilisées par l'aviation et les automobiles, les combustibles pour turbines à combustion, les essences lourdes et les kérosènes, les paraffines, les cires de pétrole et les huiles blanches dans certains cas, la couleur peut indiquer le degré de raffinement du matériau. Lorsque la gamme de couleurs d'un produit particulier est connue, une variation en dehors de la gamme établie peut indiquer une contamination possible avec un autre produit. Cependant, la couleur n'est pas toujours un indicateur fiable de la qualité du produit et ne doit pas être utilisée indifféremment dans les spécifications du produit. [41]

- **Principe de méthode d'essai de couleur saybolt**

La couleur Saybolt est exprimée par un nombre en relation avec la hauteur de la colonne de prise d'essai dont la couleur est comparée à des étalons de verre. La valeur de la couleur Saybolt varie entre +30 et -16, c'est-à-dire de l'extra blanc jusqu'au jaune. [34]

- **But d'essai**

Voir si l'échantillon répond aux normes internationales ou non. Et permis de connaître si le produit est contaminé (gaz, oil, essence ...etc.) Ou non.

- **Appareillage**

- Echantillon à analyser.
- L'appareil de la couleur Saybolt est constitué d'une lampe et deux tubes verticaux : un pour l'échantillon et l'autre pour le blanc.
- Disques :
 

1	→	one half
2	→	one
3	→	two

- **Mode opératoire**

- Remplir le tube de mesure par l'échantillon.
- Laisser colorer l'échantillon et suivre le changement de couleur à travers un oculaire jusqu'à la concordance de la couleur de l'échantillon à celle du blanc.
- Le résultat obtenu est comparé à des valeurs illustrées dans un tableau joint à l'appareil.[34]

### II.3.4 Mesure de nombre de cétane

#### II.3.4.1 L'indice cétane calculé par méthode ASTM D976

Plusieurs méthodes existe-t-il permettant d'estimer l'indice de cétane des gazoles à partir de leurs caractéristiques physiques et de leur structure chimique. L'indice de cétane calculé, appelé cétane index en anglais, s'exprime par deux formules, conduisant à des résultats très proches. La plus anciennement utilisée est :

$$ICC = 454,74 - 1641,416\rho + 774,74\rho^2 - 0,554(T50) + 97,803(\log T50)^2 \dots \text{Eq I. 8}$$

Avec

ICC : indice de cétane calculé ;

$\rho$  : masse volumique ( $\text{kg}/\text{dm}^3$ ) à 15 °C selon ASTM D1296 ;

T50 : température (°C) correspondant à 50 % distillés selon ASTM D 86. [42]

### II.3.5 Contrôle des impuretés et contaminants dans le GO

#### II.3.5.1 Teneur en eau

La présence d'eau dans les produits pétroliers est souvent un phénomène indésirable et qui peut être préjudiciable. La mesure précise de sa concentration est donc importante. En gasoil l'apparition de l'eau provient des phénomènes de condensation lors des différentes

phases de stockage en présence d'air et réservoir en métal léger, et ces derniers favorisent la formation d'émulsions dans le carburant. [43]

Le contrôle de la teneur en eau dans le gasoil s'effectue par la méthode ASTM D 95.

- **Principe de méthode d'essai (ASTM D95)**

Cette méthode d'essai couvre la détermination de l'eau dans la plage de 0 à 25 % en volume dans les produits pétroliers et de matériaux bitumineux par distillation. Le matériau à tester est chauffé sous reflux avec un solvant non miscible à l'eau (toluène/xylène), qui Co-distille avec l'eau de l'échantillon. Le solvant condensé et l'eau sont continuellement séparés dans un piège, l'eau se déposant dans la section graduée du piège et le solvant retournant dans l'alambic. [44]

- **But de la méthode d'essai ASTM D95**

La connaissance de la teneur en eau des produits pétroliers est importante pour le raffinage, l'achat, la vente et le transfert des produits. [44]

Afin de prévenir les phénomènes de corrosion (oxydation) et de contamination par des micro-organismes comme les bactéries, les levures ou les champignons, qui se développent fréquemment à l'interface eau-gasoil, lorsqu'ils migrent dans la phase gasoil, sont sources d'incidents très graves, le contrôle de la teneur en eau dans le gasoil doit être limité. (Le circuit de stockage et les réservoirs doivent être maintenus propres et secs pour obtenir un haut niveau de protection hygiénique contre les bactéries. Des additifs bactériostatiques ou bactéricides peuvent également être utilisés. [14]

- **Appareillage**

- Eprouvette de 500ml ;
- Le solvant aromatique (Xylène Industriel, Toluène industrie, White spirit avec une gamme d'ébullition de 100 à 120c°) ;



**Figure II.8** Appareil de la teneur en eau

- **Mode opératoire**

- Prendre deux parts égales (solvant/échantillon de 100 ml ou 2/1 si la teneur en eau est faible) ;
- Assembler l'appareillage ;
- Ouvrir l'eau de refroidissement et vérifier l'étanchéité des raccords ;
- Chauffé prudemment de façon à ce que le volume condensé s'écoule dans la réception environ 2 à 5 gouttes par seconde ;
- Augmenter petit à petit la chauffe pour éviter l'anneau de brouillard d'eau persistant au point de condenseur des vapeurs dans le tube a condenseur et pour un équilibre (vapeur-liquide) ;
- Si le volume d'eau condensé ne change plus pendant 5 minutes, l'essai et terminer ;
- Interrompre le chauffage et lire après refroidissement les résultats ; [44]

### II.3.5.2 Teneur en cendre

Ce sont les sels et oxydes minéraux qui demeurent à l'état solide après combustion complète du gasoil ; parmi eux, on trouve principalement le silicium, le fer, le calcium, le sodium et le vanadium, ce dernier représentant dans certains cas 50% des cendres totales. Les spécifications prévoient des traces de cendres non dosables dans le gasoil pour éviter les dépôts solides sur les parties froides telles que les soupapes et la formation d'un amalgame abrasif avec l'huile de graissage. Sa teneur peut se mesurer en laboratoire par la méthode d'essai ASTM D 482. [38]

- **Principe de méthode d'essai (ASTM D482)**

La connaissance de la quantité du matériel cendreu présente dans un produit peut fournir des renseignements quant à si le produit est adapté pour une utilisation dans une application donnée. Cette méthode d'essai couvre la détermination de la teneur en cendre dans l'intervalle de 0,001-0,18 % poids des produits pétroliers lourds sans additifs. L'essai consiste à calciner l'échantillon dans un creuset fermé et en absence d'air, est mis à feu et laissé brûler jusqu'à ce que les cendres et le carbone restent, les résidus charbonneux sont ensuite réduits en cendre, dans un four isolé de 775 °C (1427 °F) pour bruler le carbone, après refroidissement et dessiccation, il ne reste que des sels minéraux non volatils, qui l'on pèse.[17]

- **But de détermination de la teneur en cendre**

La teneur en cendre donne une indication sur la quantité de résidu solide (dépôt) qu'un gasoil abandonnerait dans la chambre de combustion dans les meilleures conditions de combustion complète, cette valeur fournit une information si le produit est convenable à son application.

Pour le gazole commercialisé par l'RA1K la teneur de cendre en % poids est non décelable TND Parce que notre gasoil est issu de distillation primaire. [14]

- **Appareillage**

- Plat d'évaporation ou creuset ;
- Four à moufle électrique ;
- Brûleur à gaz plus doux ;
- Agitateur mécanique ;
- Papier filtre



**Figure II.9** Appareil de mesure pour la teneur en cendre [31]

- **Mode Opérateur**

- Chauffer le creuset utilisé pour l'essai entre 700 et 800 ° C pendant 10 min au minimum. Refroidir à la température ambiante dans un récipient approprié et peser à 0,1 mg près et noter la masse ( $m_1$ ) ;
- Peser environ 5 g d'échantillon si possible, dans le creuset et noter la masse ( $m_2$ ) ;
- Placer la nacelle dans le four froid ;
- Allumer l'équipement et réguler la pression d'air et d'azote ;
- Démarrer le programme de chauffe pour les cendres (Chauffer le résidu à  $775 \pm 25$  ° C jusqu'à ce que toute la matière carbonée ait disparu) ;
- Refroidir le creuset à la température ambiante dans un dessiccateur et peser à 0,1 mg près ;
- Réchauffer le creuset à  $775 \pm 25$  ° C pendant au moins 20 min ;
- Étirer le creuset du four pour le laisser refroidir ;
- Puis le transférer dans un dessiccateur et laisser refroidir jusqu'à température ambiante ;

- Une fois le creuset refroidi, peser à 0,5 mg près et noter la masse ( $m_3$ ) ;

$$\text{Teneur en cendre \%poids} = (m_3 - m_1)/m_2 * 100 \dots \dots \dots \text{Eq I. 9}$$

$m_1$  : masse du creuset vide

$m_2$ : masse d'échantillon

$m_3$ : masse du creuset calciné. [45]

### II.3.5.3 Teneur en soufre

La teneur en soufre des fractions straight run issues de la distillation atmosphérique est fortement dépendante de celle de pétrole brut (sour or sweet) en estime en effet que de façon générale, les distillats moyens contiennent environ deux fois moins de soufre que le brut dont ils sont issus La détermination de la teneur en composés sulfurés est prévue par la norme : ASTM D-5453. Celui-ci est sujet à une forte variabilité selon les pays et la qualité du raffinage, la réglementation Algérien autorise une teneur maximale dans le gazole de 0.25% en poids. L'objet de cette réglementation concerne la limitation de niveaux d'oxydes de soufre à l'échappement. [14]

- **Principe de méthode d'essai (ASTM D4294.)**

Cet essai couvre la détermination de soufre Totale par fluorescence UV dans les hydrocarbures liquides dont le point d'ébullition est compris entre 25°C à 400°C approximativement, et de viscosités entre 0,2 et 20 cSt à la température de la salle. Cette méthode est applicable pour les hydrocarbures liquides qui contiennent moins de 0,35 % (m/m) halogène(S). Le test est réalisé sur un Spectromètre à RX, le procédé consiste à exciter les atomes de soufre contentent dans l'échantillon par des fiscaux de rayon X, qui émit un rayon caractéristique, l'appareil ensuite traite automatiquement la raie appropriée et donné le résultat en imprimant la valeur de la teneur en soufre. Pour atteindre la mesure de cette grandeur, il faut passe par deux étapes essentielles :

- Préparation de la boîte d'échantillon. (On remplit la boit par l'échantillon diesel et on l'encasté par un papier fumé puis on l'injecte dans l'appareille.) ;
- Le choix de courbe d'étalonnage ; [46]

- **But de détermination de la teneur en soufre**

La teneur en soufre du gazole fait partout l'objet de réglementations précises. Celles-ci ont pour objet essentiel la limitation des émissions gazeuses de  $SO_2$  et  $SO_3$  à l'échappement, on outre, la réduction des taux de soufre entraîne des effets bénéfiques indirects (diminution de masse particules, amélioration du fonctionnement des catalyseurs de post traitement).

Favorisées à basse température, en particulier la formation d'acide sulfurique peut avoir lieu sur les parois du cylindre, dès lors que ceux –ci se trouvent à la température de liquéfaction commençante (point de rosée) des mélanges eau-acide. Il en résulte alors une condensation sur le métal éventuellement suivie d'une attaque corrosive. Les essais de teneur en soufre intéressent non seulement l'utilisateur, mais également le raffineur. Les composés sulfurés acides contenus dans les produits pétroliers provoquant la corrosion des réservoirs ou récipients qui les renferment et sont malodorants. Le soufre est également un poison des catalyseurs utilisés au cours de raffinage. Par combustion il se transforme en anhydride sulfureux qui en présence d'eau donne de l'acide sulfurique très dilué qui corrode efficacement les tuyaux d'échappement et les cheminées, sans vouloir aborder le problème de la pollution atmosphérique de l'air des villes. [14]

- **Mode Opérateur**

- Lisser stabiliser l'équipement pendant 30 seconde ;
- Remplir la cellule avec l'échantillon ;
- Placer le film sur la cellule et mettre la dans l'appareil ;
- Cliquer sur  $F_2$  (le nom de l'échantillon) ;
- Cliquer sur  $F_4$  (pour quitte) ;
- Cliquer sur mesuré (l'analyse est lancée) ;
- La valeur du soufre est affichée sur l'écran ; [47]

## II.4 Utilisation du gazole

Le gazole est essentiellement utilisé comme carburant, mais a d'autres usages. Des gazoles de qualité médiocre ont ainsi été utilisés comme agent d'extraction liquide, par exemple pour extraire du palladium dissous dans des mélanges à base d'acide nitrique. Il est aussi utilisé pour diluer d'autres solvants (par exemple des « dégoudronants » utilisés pour le décapage de bitumes. [48]

## II.5 Norme et spécification d'un gasoil commercial

### II.5.1 Les normes

Une norme industrielle est un référentiel publié par un organisme de normalisation comme AFNOR, CEN, ISO, CEIL, ISO (International Organisation for Standardisation) et la CEI (Commission d'électrotechnique Internationale) donnent la définition suivante : Document établi par consensus et approuvé par un organisme reconnu, qui fournit, pour des usages communs et répétés, des règles, des lignes directrices ou des caractéristiques, pour des activités ou leurs résultats garantissant un niveau d'ordre optimal dans un contexte donné.[49]

#### II.5.1.1 Types des normes

On distingue quatre types de normes :

- Les normes fondamentales

Elles donnent les règles en matière de terminologie, sigles, symboles, métrologie (ISO 31 : grandeurs et unités).

- Les normes de spécifications

Elles indiquent les caractéristiques, les seuils de performance d'un produit ou d'un service.

- Les normes d'analyse et d'essais

Elles indiquent les méthodes et moyen pour la réalisation d'un essai sur un produit (exemple –essai dureté BRINELL, essai lame de Cu).

- Les normes d'organisation

Elles décrivent les fonctions et les relations organisationnelles à l'intérieur d'une entité (exemple : ISO 9001 : Systèmes de management de la qualité- exigences). [50]

### II.5.2 Normalisation

La normalisation est l'activité permettant la rédaction et la publication des normes. Elle est définie par la réglementation française comme étant un processus ayant Pour objet de fournir des documents de référence comportant des solutions à des problèmes techniques et commerciaux concernant les produits, biens et services qui se posent de façon répétée dans des relations entre partenaires économiques, scientifiques, techniques et sociaux. [51]

### II.5.2.1 Les organismes de normalisation

Les organismes de normalisation sont des organismes reconnus au niveau national ou international. Ils peuvent être constitués soit par des états, soit par des consortiums internationaux de professionnels. Dans l'acceptation européenne, la norme émane des organismes officiels de normalisation. Exemple d'organisme de normalisation.

- **Organismes internationaux**

ISO : L'organisation internationale de normalisation

CEI : Commission électrotechnique internationale.

CEN : Comité européen de normalisation.

- **Organismes nationaux**

AFNOR : Association française de normalisation.

DIN : deutsche Institut fur Normung.

BSI : british Standards Institute.

NBN : Institut Belge de Normalisation.

ASTM International : American Society for Testing and Materials.

ANSI : American National Standards Institute.

Le mode d'utilisation des différents produits pétroliers exige que dans chaque cas ceux-ci possèdent certaines propriétés, par exemples :

- 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 : Organisation Internationale de Standardisation

AFNOR : Association Française de Normalisation

CEN : Comité européen de normalisation. [52]

### II.5.3 Spécifications

Les exigences de qualité pour les produits se traduisent par des spécifications portant sur les résultats des mesures obtenues par les essais normalisés.

### **II.5.3.1 Type de spécification**

Il existe divers types de spécification qui sont :

- Les spécifications douanières ;
- Les spécifications administratives ;
- Les spécifications intersyndicales ;

### **II.5.3.2 Spécifications Algériennes et Européennes du gasoil commercial**

Les spécifications d'un gazole commercial destiné pour un marché intérieur ou extérieur sont résumées dans le certificat de qualité suivante :

• Spécifications Algériennes

Tableau II.2 Spécification du gasoil selon les normes algériennes. [53]

Caractéristique		Unité	normes	Method d'essai	Limite	
					Min	Max
Masse volumique à 15°C		Kg/l	NA 417	ASTM D1298	0.810	0.860
Distillation	65 % Vol	°C	NA 1445	ASTM D86	250	/
	90 % Vol				/	350
	PF % Vol				/	390
Point écoulement	Hiver : 1/11 au 31/3	°C	NA 2660	ASTM D97	/	-12
	Eté :1/04 au 31/10				/	-7
Teneur en soufre		%PDS	NA 8116	ASTM D4294	/	0.25
Teneur en eau		% Vol	NA 421	ASTM D95	TND	TND
Teneur en cendre		%PDS	NA 1660	ASTM D482	TND	TND
Point d'éclair		°C	NA 2658	ASTM D93	55	/
Couleur		/	NA 1145	ASTM D1500	/	2.5
Indice de cétane		/	NA 8117	ASTM D976	48	/
Viscosité à 40°C		CST	NA 1443	ASTM D445	2	9
Carbone Conradson		% Pds	/	ASTM D189	/	0.3
Température limite de filtrabilité	Hiver : 1/11 au 31/3	°C	/	ASTM D6371	/	-5
	Eté :1/04 au 31/10				/	5

• Spécification européenne

Tableau II.3 Spécification du gasoil selon les normes Européennes [54]

Caractéristique		unité	La normes	Limite	
				Min	Max
Masse volumique à 15°C		Kg/m <sup>3</sup>	ISO12185:1996+Cor1:2001	820	845
Distillation	65 % Vol	°C	NF EN ISO 3405 :2000	250	/
	85 % Vol			/	350
	95% Vol			/	370
Point de trouble	Hiver : 1/10 au 31/3	°C	NF EN 23015:1994	-5	/
	Eté :1/04 au 30/09			5	/
Teneur en soufre		mg/kg	NF EN ISO 200884 :2004	/	10
Teneur en eau		mg/kg	NF EN ISO 12937 :2001	/	200
Teneur en cendre		m/m	NF EN ISO 6245 :2002	/	0.01
Point d'éclair		°C	NF EN ISO 2719 :2003	55	/
Indice de cétane		/	NF EN ISO 4264 :1997	46	/
Viscosité à 40°C		mm <sup>2</sup> /s	NF EN ISO 3104 :1996	2.00	4.50
Température limite de filtrabilité	Hiver : 1/10 au 31/3	°C	NF EN ISO 116 : 1998	-15	/
	Eté :1/04 au 30/9			0	/

# Chapitre III

## *Résultats et discussions*

### III.1 Préparation des mélanges de gasoil

Cette partie a été réalisée au sein du laboratoire RA1K, nous avons préparé sept mélanges composés de gasoil lourd (HGO) et gasoil léger (LGO) et du kérosène (KERO) dans le but de réaliser un gasoil conforme aux spécifications algériennes et de le comparer avec le gasoil conforme aux spécifications européennes. Les échantillons ont été prélevés à partir de l'unité 11 le 22 mars 2023. Avant de mélanger les échantillons, nous les avons filtrés avec un papier filtre pour éliminer l'eau.

- On a pris deux éprouvettes dont la première on a remplie avec 400 ml (80 % en volume) de LGO et la deuxième avec 100 ml (20 % en volume) du HGO. On a mélangé les deux volumes de LGO et de HGO pour avoir un mélange de gasoil nommé M1.
- On a pris 390 ml (78% en volume) LGO et 85 ml (17 % en volume) HGO et 25 ml (5% en volume) de kérosène on la mélangé pour avoir un mélange de gasoil nommé M2.
- On a pris 340 ml (68 % en volume) du gasoil léger LGO et 125 ml (25 % en volume) du gasoil lourd HGO et 35 ml (7% en volume) de kérosène et on a mélangé pour obtenir un mélange de gasoil nommé M3.
- On a pris 285 ml (57 % en volume) du LGO et 135 ml (27 % en volume) du HGO et 80 ml (16% en volume) de kérosène on a mélangé pour obtenir un mélange de gasoil nommé M4.
- On a pris 285 ml (57% en volume) du LGO et 115 ml (23 % en volume) du HGO et 100ml (20% en volume) de kérosène et on a mélangé pour obtenir un mélange de gasoil nommé M5.
- On a pris 350 ml (70% en volume) du LGO et 75ml (15% en volume) du HGO et 75ml (15% en volume) de kérosène on a mélangé pour obtenir un mélange de gasoil nommé M6.
- On a pris 350 ml (70 % en volume) du LGO et 25 ml (5% en volume) du HGO et 125ml (25% en volume) de kérosène on a mélangé pour obtenir un mélange de gasoil nommé M7.

Nous avons analysé des échantillons de gazole destiné à être commercialisé sur le marché intérieur et européen. La procédure adaptée consiste à analyser des caractéristiques physico-chimiques du gazole telles que la masse volumique, la teneur en eau, la couleur, l'indice de cétane, le point d'éclair, la distillation, le point trouble, la température limite de filtrabilité, la viscosité et le point d'écoulement.

## III.2 Les caractéristiques physiques du gasoil

### III.2.1 La Distillation ASTM D 86

Après une filtration de l'échantillon, nous avons effectué ces analyses, les températures relevées en fonction des volumes de distillats évaporés sont représentées dans les tableaux suivants :

**Tableau III.1** Valeurs des points de la distillation ASTM (°C).

Caractérisation Echantillon	$T_{éb}$ (°C)						
	1	2	3	4	5	6	7
<b>Distillation</b>							
<b>PI</b>							
5%	195	189	185	180	177	179	176
10%	230	218	210	201	204	203	197
20%	238	228	224	213	213	214	206
30%	254	244	242	231	224	231	214
40%	264	257	255	247	238	244	229
50%	273	268	267	262	257	256	242
60%	284	278	279	277	274	270	257
70%	296	292	292	293	288	286	271
80%	310	306	308	311	307	302	286
90%	329	322	328	333	327	320	305
95%	352	347	350	355	350	343	330
<b>PF</b>	366	359	366	372	368	363	352
65%	373	374	376	377	375	371	357
85%	303	298	300	302	297	294	278
	340	334	340	343	338	331	316
Volume récupérer (ml)	98	98.5	99	98	98	98	98
Volume résidu (ml)	1.2	1.2	0.6	0.9	1.1	1.5	1.7
Volume perte (ml)	0.75	0.25	0.5	1.07	0.88	0.48	0.24
Total récupérer (ml)	98.05	98.55	98.90	98.03	98.02	98.02	98.06

Les limites max et min des points d'ébullitions algérienne du gazole sont :

- Le point à 65 % distillé à partir de 250°C ;
- 90% distillé pour une température maximale de 350°C ;
- PF% distillé à une température maximale de 390°C ;

D'après les courbes de distillation présentées sur les figures (III.1, III.2 ,III.3), nous remarquons que :

- Les  $T_{éb}$  obtenus par le point 65% sont supérieures à la limite minimale 250°C, cela confirme que le produit est conforme à la norme NA1445, ainsi la teneur en fractions légères contient le GO analysé sont acceptables.

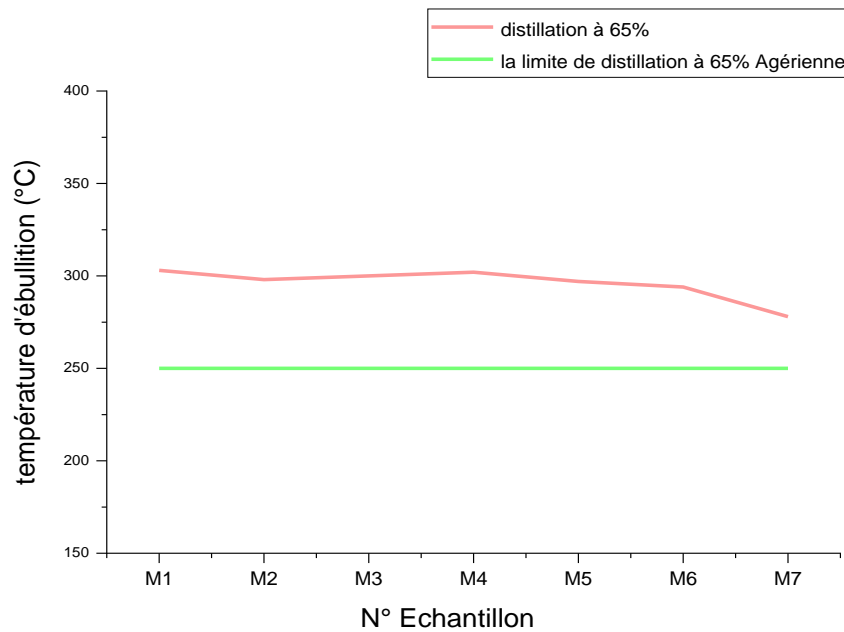


Figure III.1 Évolution de courbe de distillation algérienne à 65%

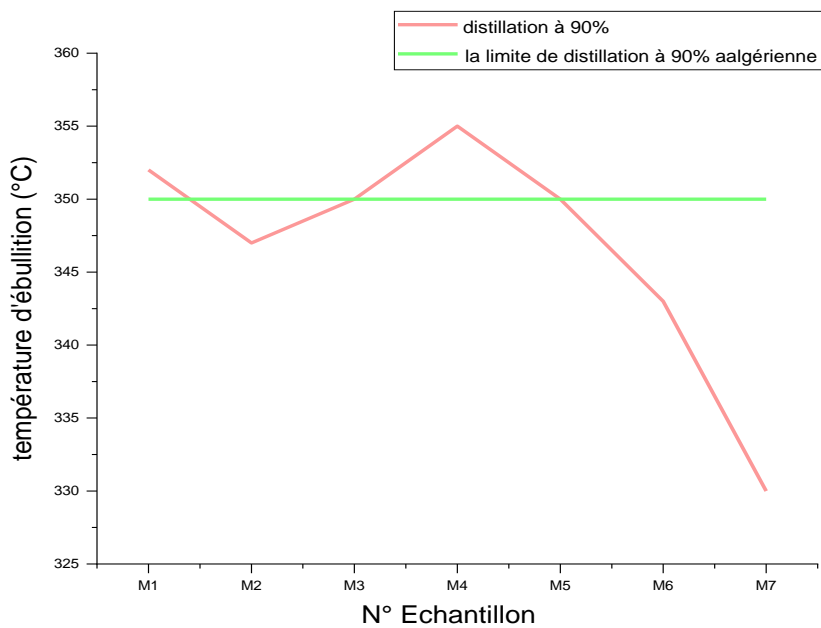


Figure III.2 Évolution de courbe de distillation algérienne à 90%

- Nous observe aussi que les  $T_{éb}$  obtenus pour 90% de volume distillé sont inférieur à la limite maximale à 350°C; alors les produits sont conformes à la norme NA1445 sauf le premier mélange et le quatrième qui nécessite de le rajout du kérosène pour l'améliorer du point d'ébullition.

- Enfin, pour les  $T_{éb}$  de points PF on remarque que ces derniers résultats sont inférieure à la limite maximale de 390°C ; donc le produit est en conforme à la norme NA1445.

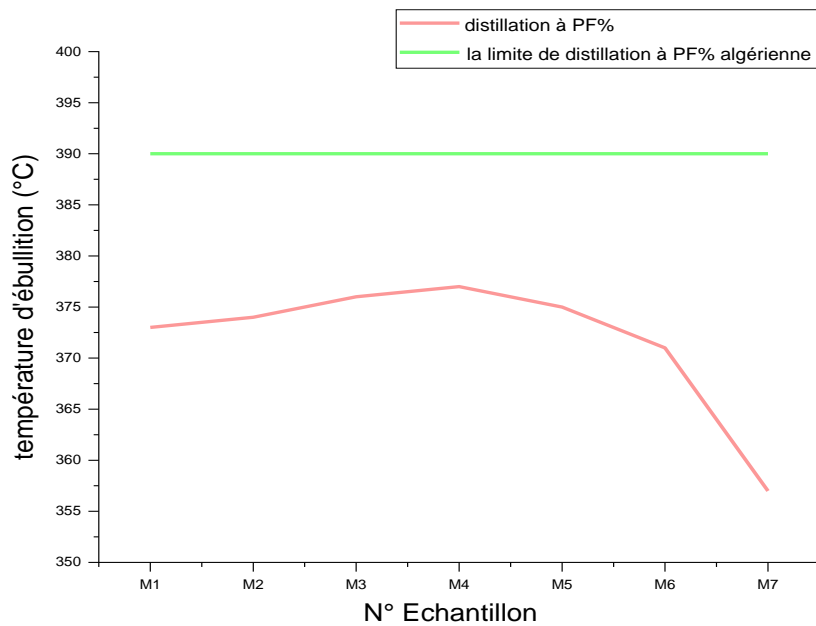


Figure III.3 Évolution de la courbe de distillation algérienne à PF%

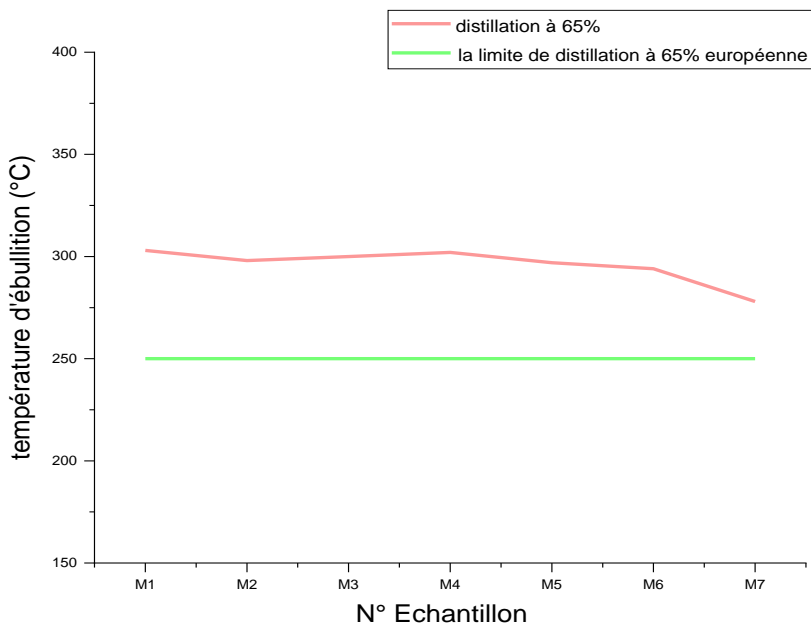


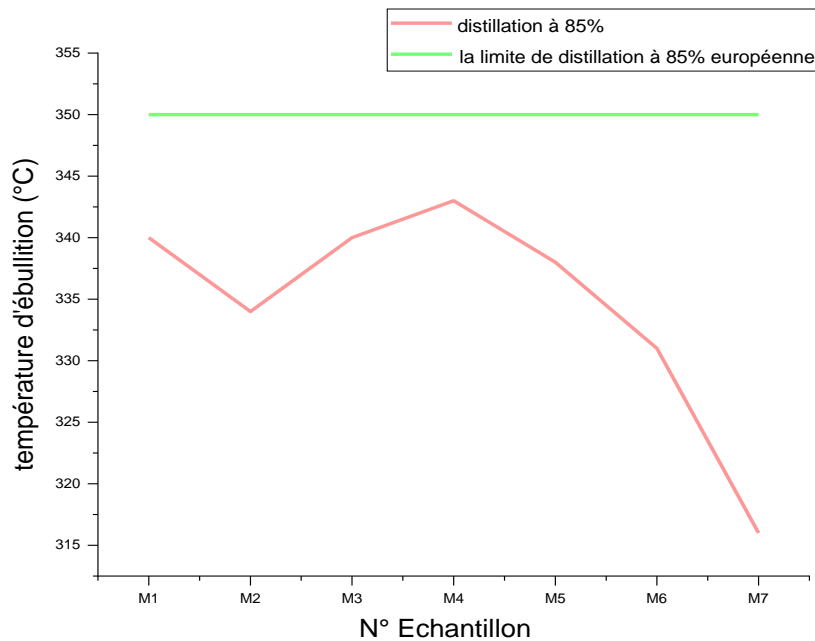
Figure III.4 Évolution de courbe de distillation européenne à 65%

La norme européenne (EN 590) fie trois critères, relatifs aux valeurs des fractions distillées a température donnée. Notons que le point initial et le point final ne font pas

l'objet de spécifications, car leur détermination n'est généralement pas très précise. Ainsi, la fraction distillée doit être :

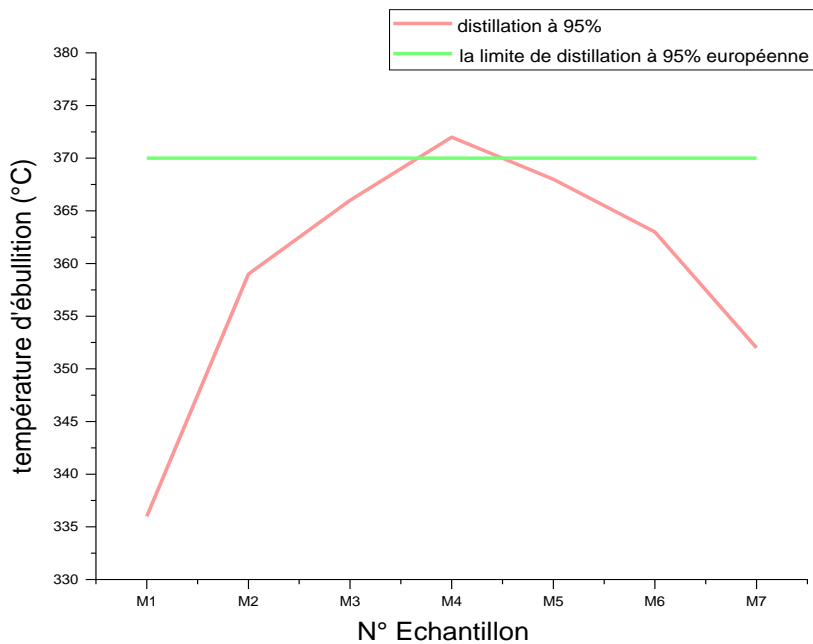
- Le point à 65 % distillé pour une température minimale de 250°C ;
- 85% distillé pour une température maximale de 350°C ;
- 95% distillé à une température maximale de 370°C ;

D'après les courbes de distillation, nous remarquons que :



**Figure III.5** Évolution de courbe de distillation européenne à 85%

- Les  $T_{éb}$  obtenus par le point 65% sont supérieures à la limite minimale 250°C, cela confirme que le produit est conforme à la norme (EN 590).
- Nous observons aussi que les  $T_{éb}$  obtenus pour 85% de volume distillé sont inférieurs à la limite maximale à 350°C ; alors le produit est conforme à la norme (EN 590).
- Enfin, pour les  $T_{éb}$  pour obtenir 95%, on remarque que ces derniers résultats sont inférieurs à la limite maximale de 370°C ; c'est-à-dire conformes à la norme européenne (EN 590) sauf le mélange quatre qui nécessite de le rajouter du kérosène pour l'améliorer du point d'ébullition.



**Figure III.6** Évolution de courbe de distillation européenne à 95%

### III.2.2 Point de trouble

Les résultats de point trouble obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

**Tableau III.2** Les valeurs de point de trouble.

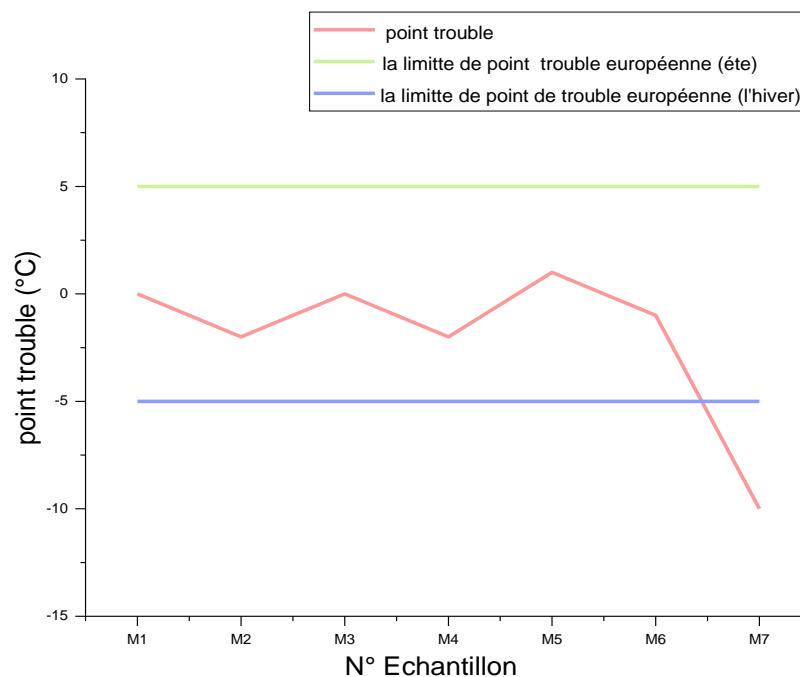
N° Echantillon	Point trouble
M1	0
M2	-2
M3	0
M4	-2
M5	+1
M6	-1
M7	-10

Le point de trouble d'un carburant est la température à laquelle apparaisse les premiers cristaux quand le produit est refroidi. Elle variait selon le changement climatique. Chaque pays adopte une classification de gasoil, les spécifications selon le marché national adopte que le point trouble n'est pas renseigné dans le certificat de qualité

selon la norme Algérienne NA8110, par contre les spécifications européennes fixent deux limites maximales, ces deux périodes sont les spécifications européennes fixent 2 limites maximales pour le point trouble de ces deux périodes :

- Période d'été : 1 avril jusqu'à 30 septembre ;
- Période d'hiver : 1 octobre jusqu'à 31 mars ;
- Point trouble =  $-5^{\circ}\text{C}$  pour le temps de froid (l'hiver) ;
- Point trouble =  $+5^{\circ}\text{C}$  pour le temps de chaud (l'été) ;

A partir des résultats représentés dans le tableau (III.2), nous avons tracé la courbe qui représente l'évolution du point trouble des échantillons du gazole analysé.



**Figure III.7** Évolution du point trouble

D'après les résultats du tableau, l'on peut noter que les point troubles de tous les mélanges correspondant au période d'été, sauf le mélange 7 correspondant au période d'hiver. Cette analyse est très importante par qu'il caractérise les carburateurs, car les cristaux peuvent boucher les filtres à basse température.

III.2.3 Le point d'écoulement

Les résultats des points écoulements obtenus sont représentés dans le tableau suivant:

Tableau III.3 les valeurs de point d'écoulement (°C).

N° Echantillon	Point d'écoulement (°C)
M1	-9
M2	-12
M3	-6
M4	-12
M5	-12
M6	-15
M7	-21

A partir des résultats présentés dans le tableau (III.3), nous avons tracé la courbe qui représente l'évolution de point d'écoulement des échantillons du gazole analysés (figure III.8).

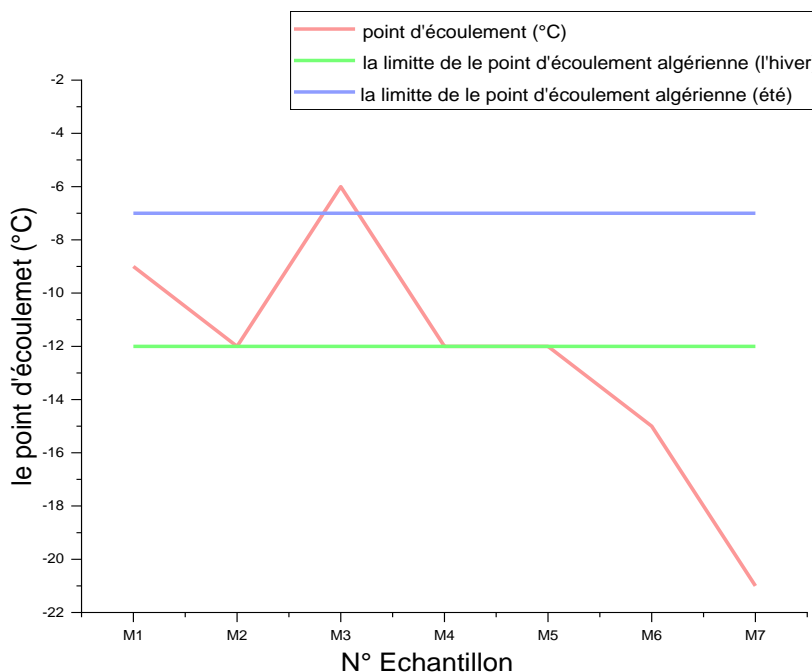


Figure III.8 Évolution du point d'écoulement

Le système d'injection d'un moteur ne peut fonctionner que si le gazole est parfaitement fluide. La valeur de FP de distillation et la teneur en paraffines cristallisables sont deux facteurs clés qui affectent le point d'écoulement PP de gasoil, chaque pays adopte une telle classification de gasoil selon leurs comportements à froid en fonction de ces conditions climatiques, l'Algérie a choisi 2 classes de gasoil pour les périodes d'été et d'hiver, la 1<sup>ère</sup> va de 1<sup>er</sup> décembre au 30 mars et la 2<sup>e</sup> de 1<sup>e</sup> avril au 30 octobre, les spécifications algériens fixent 2 limites maximale pour le point d'écoulement de ces 2 périodes selon la norme (NA 2660) :

- PP = -12 °C pour le temps de froid (l'hiver) ;
- PP = -7°C pour le temps chaud (l'été) ;

D'après les résultats regroupés dans le tableau III.3, nous pouvons noter que les PE de différents essais d'échantillons (M2, M4, M5, M6, M7,) sont inférieurs ou égales à la limite fixée -12 °C, donc les résultats répondent à la norme en hiver, et le mélange 1 (M1) est inférieur à la limite fixée -7 °C donc la résultat conforme à la norme en été. Le gazole est un produit sensible au froid, donc il peut perdre sa limpidité et sa fluidité à basse température, en raison de la présence de certains hydrocarbures paraffinés qui peuvent cristalliser partiellement. Et à plus basse température, les cristaux augmentent de taille, s'organisent en réseaux qui emprisonnent le liquide et l'empêchent de s'écouler à travers le filtre disposé sur le circuit d'alimentation [6]. Et on remarque que le point d'écoulement dans le mélange M3 est égal à -6 °C qui est supérieur à la limite fixée (-7°C), le résultat obtenu ne répond pas à la norme. Selon la saison, ces propriétés sont modifiées en raffinerie soit en changeant la composition du carburant, soit en incorporant des additifs de façon à maintenir les performances du gazole même à basse température. [55]

#### III.2.4 Température limite de filtrabilité

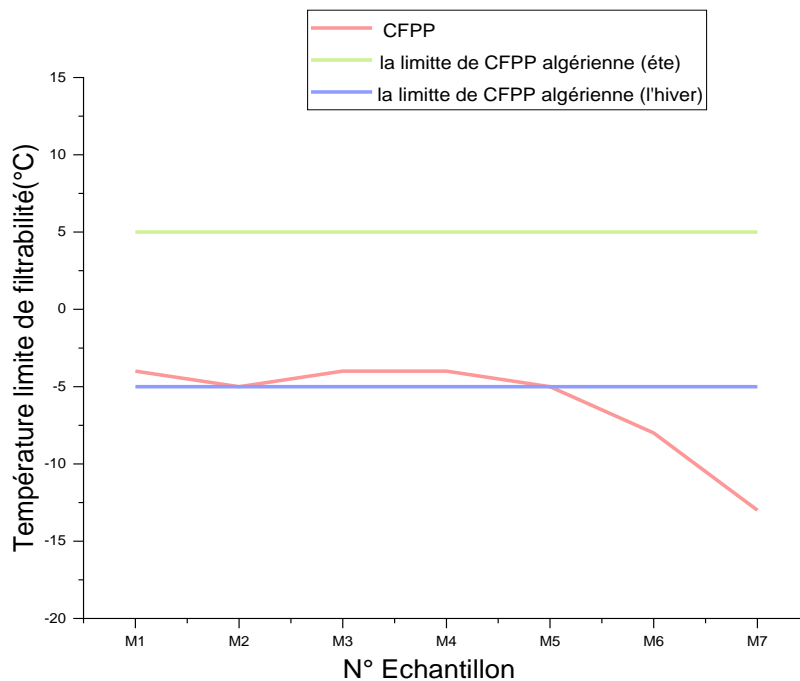
- Les spécifications de la limite de la température de filtrabilité selon la norme algérienne NA2110 est :
  - Été (1/11 au 31/03) = +5 Max ;
  - Hiver (1/04 au 31/10) = -5 Max ;
- Les spécifications de la limite de la température de filtrabilité selon la norme européenne NF EN 590 est :
  - Été (01/04 au 31/09) = 0 maximum ;
  - Hiver (1/10 au 31/03) = -15 maximum ;

Les résultats de CFPP obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

**Tableau III.4** Les valeurs de CFPP (°C).

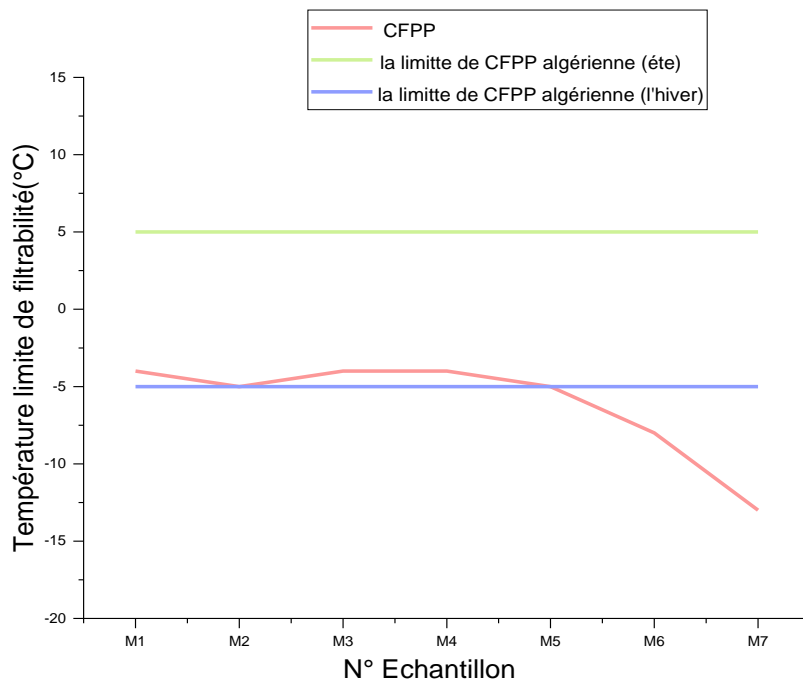
N° Echantillon	CFPP
M1	-4
M2	-5
M3	-4
M4	-4
M5	-5
M6	-8
M7	-13

A partir des résultats dans le tableau ou tracé la courbe qui représente l'évolution de la CFPP des échantillons du gasoil analysé



**Figure III.9** Évolution du CFPP selon la norme algérienne

D'après la courbe (évolution du CFPP selon la norme algérienne), nous remarquons que les valeurs de produit diesel M2, M5, M6, M7 sont conformes aux spécifications algériennes en hiver, par contre le reste des mélanges est conforme dans la période d'été.



**Figure III.10** Évolution du CFPP selon la norme européenne

D'après la courbe (évolution du CFPP selon la norme européenne), nous remarquons que tous les échantillons de gazole sont conformes à la norme européenne pendant la période d'été. On utilise des additifs pour abaisser le point de CFPP en hiver pour empêcher la formation des cristaux et ne pas colmater le filtre des véhicules.

### III.2.5 La masse volumique à 15°C (ASTEM D 1298)

La  $d_4^{15}$  du gazole est une propriété importante, puisque les organes d'injection - pompe et injecteurs - sont réglés pour délivrer un volume déterminé de carburant.

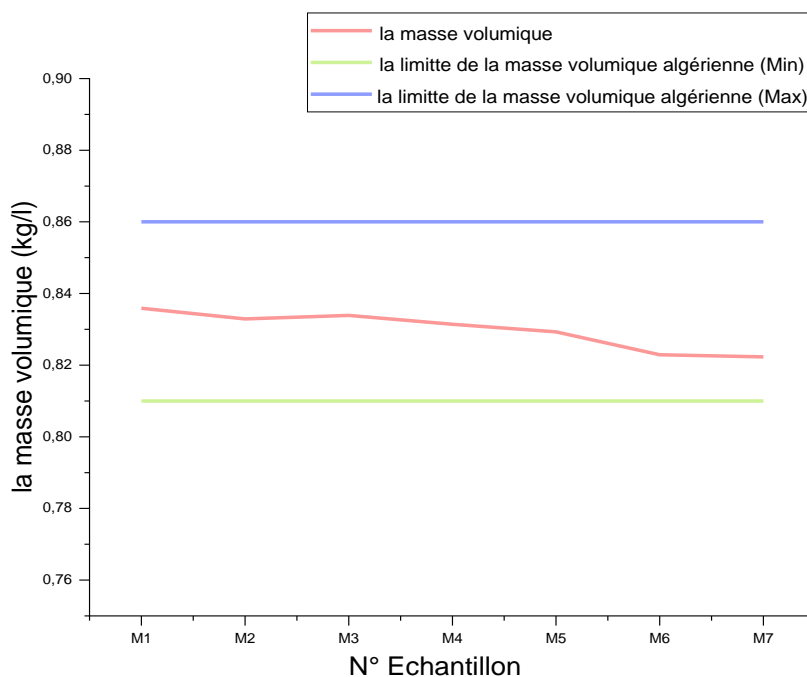
- Les spécifications de la masse volumique conformément à la norme algérienne NA417 sont entre 0.81 et 0.86, l'essai est établi selon la norme manuelle ASTM D1298 ou automatique l'ASTM D 4052.
- Les spécifications de la masse volumique conformément à la norme européenne NF EN 590 sont entre 0.82 et 0,84, L'essai est établi selon la norme manuel NF ISO3675 ou automatique NF ISO 12185.

Les masses volumiques obtenues pour le gasoil sont représentées dans le tableau :

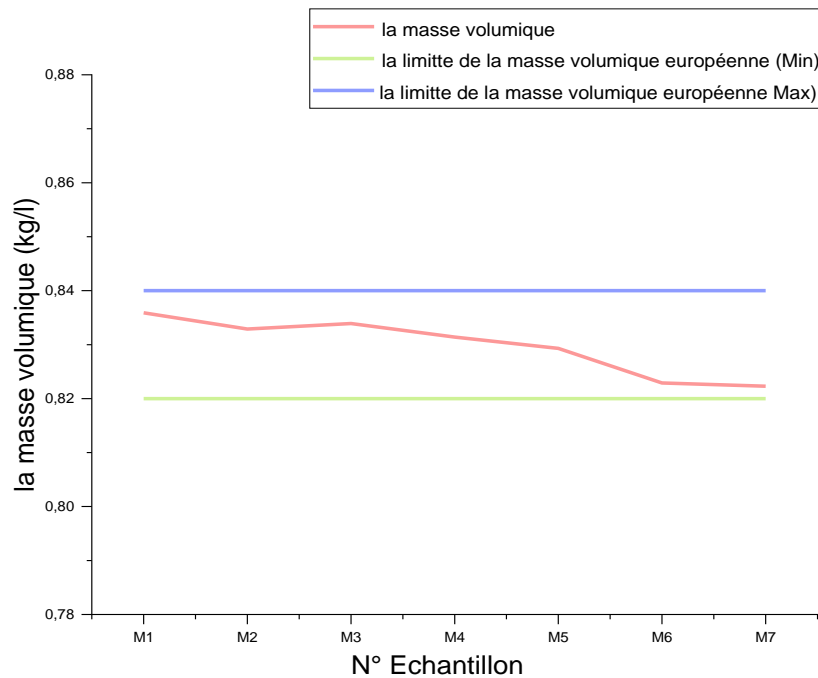
**Tableau III.5** Les valeurs de point de la masse volumique.

N° Echantillon	La masse volumique
M1	0.8359
M2	0.8329
M3	0.8339
M4	0.8314
M5	0.8293
M6	0.8291
M7	0.8223

A partir des résultats illustrés dans le tableau, nous avons tracé la courbe qui représente l'évolution de la masse volumique des échantillons du gasoil :



**Figure III.11** Évolution de la masse volumique à la norme algérienne



**Figure III.12** Évolution de la masse volumique à la norme européenne

En remarque que toutes les valeurs conformes aux normes européenne et algérienne. Mais si la masse volumique du gasoil s'écartent de l'intervalle fixé, on risquerait un mauvais fonctionnement du moteur, soit par manque de calorie, soit par suite d'une combustion incomplète. C'est pour ça qu'on impose la valeur minimale de la masse volumique qui se justifie par le souci d'obtenir une puissance maximale suffisante pour le moteur [39]. Par ailleurs, on assigne la limite maximale de la masse volumique, afin d'éviter la formation de fumées à pleine charge, qui seraient dues à un accroissement de richesse moyenne dans la chambre de combustion [6].

### III.2.6 La viscosité à 40 °C (ASTM D445)

La viscosité est un critère particulièrement important pour apprécier les qualités de pompabilité des produits et définir le type d'écoulement dans les canalisations, ainsi elle doit aussi satisfaire à des normes afin de respecter les conditions d'utilisation.

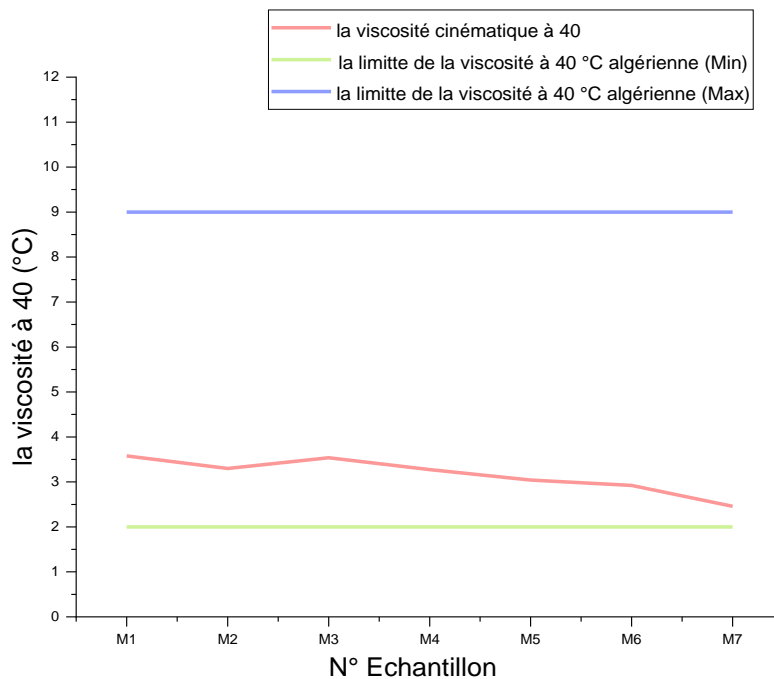
- Les spécifications de la viscosité cinématique à 40°C conformément à la norme algérienne NA1443 sont entre 2 et 9 cSt ;
- Les spécifications de la viscosité cinématique à 40°C conformément à la norme européenne NF EN 590 sont entre 2 et 4.5 cSt ;

Les viscosités cinématiques à 40°C obtenues sont représentées dans le tableau :

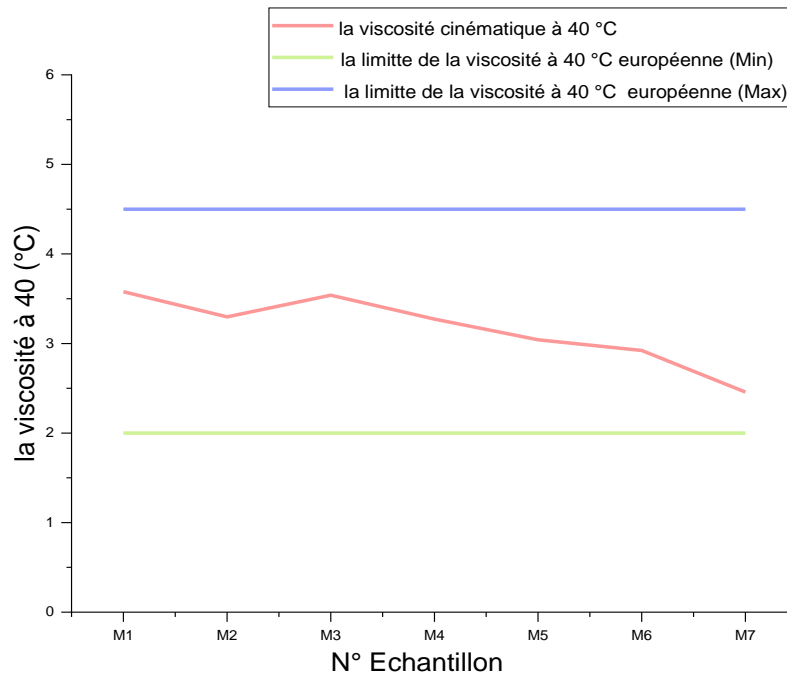
**Tableau III.6** les valeurs de la Viscosité cinématique.

N° Echantillon	Viscosité
M1	3.579
M2	3.298
M3	3.539
M4	3.273
M5	3.041
M6	2.922
M7	2.457

A partir des résultats illustrés dans le tableau, nous avons tracé les courbes présentées sur les Figure (III.13, III.14), qui regroupe l'évolution de la viscosité cinématique des échantillons du gazole analysé.



**Figure III.13** Évolution de la viscosité cinématique à 40 °C selon la norme algérienne



**Figure III.14** Évolution de la viscosité cinématique à 40 °C selon la norme européenne

D’après les résultats regroupés dans le tableau III.6, nous pouvons noter que les viscosité cinématique de différents essais d’échantillons sont supérieurs à la limite minimale 2Cst, et inférieure à la limite maximale 4.5cSt donc les résultats répondent à la norme algérienne et européenne. Bien que nous constatons que les gazoles sont conformes à la norme puisque la viscosité devra être suffisamment faible pour que la pulvérisation dans le cylindre soit très fine. Cependant, une viscosité insuffisante pourrait provoquer le grippage de la pompe d’injection. À l’inverse, un carburant trop visqueux augmenterait les pertes de charge dans la pompe et les injecteurs, ce qui tendrait à réduire la pression d’injection, à détériorer la finesse de pulvérisation et finalement à affecter le processus de combustion. Il y a donc là un juste milieu à observer, mais l’essentiel est tout de même d’avoir un gazole qui se pulvérise bien.

### III.3 Les caractéristiques chimiques du gasoil

#### III.3.1 Point d’éclair PM

Cette propriété n’exerce pas d’influence directe sur le comportement du moteur, mais elle est essentielle en regard de la réglementation relative à la manutention des composés inflammables. [6] Le gazole commercialisé sur le marché interne ou externe doit être un

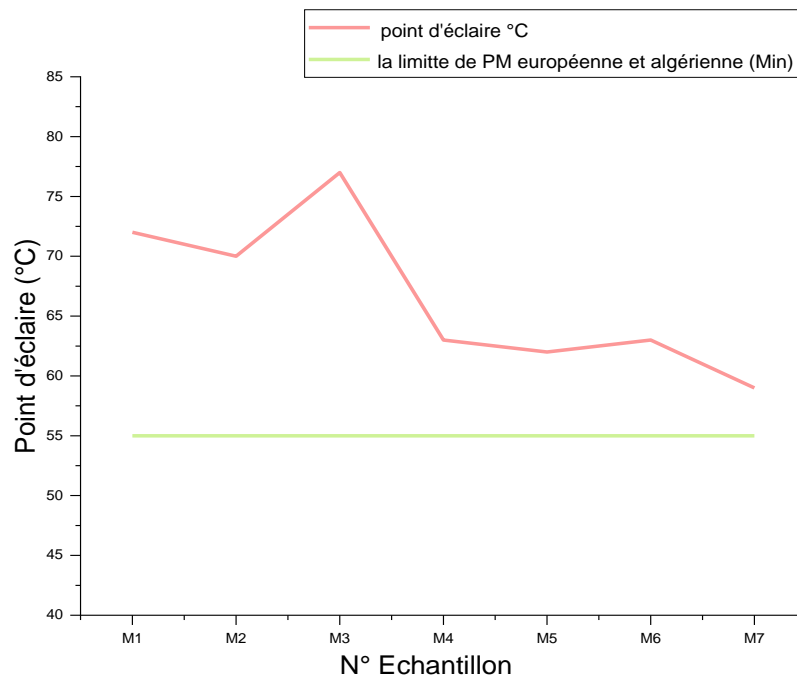
point d'éclair supérieur à 55°C, qui est la valeur minimale fixée par les normes algériennes (NA 2658) ou européennes (NF EN ISO 2719).

Les résultats des points éclairs obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

**Tableau III.7** les valeurs de point d'éclair (°C).

N° Echantillon	Point d'éclair (°C)
M1	72
M2	70
M3	77
M4	63
M5	62
M6	63
M7	59

A partir des résultats présentés dans le tableau (III.10), nous avons tracé la courbe qui représente l'évolution de point d'éclair des échantillons du gazole analysés (figure III.17).



**Figure III.15** Évolution de Point d'éclair

Selon les valeurs de point d'éclair obtenues en testant différents échantillonnages de gasoil (tableau III.7, figure III.15, évolution de la courbe de point d'éclair), il est supérieur à 55, ils nous indiquent que le gasoil est conforme aux normes. et on remarque que chaque fois, nous avons ajouté du kérosène aux mélange, son point d'éclair diminuait.

Nous mesurons PE pour réduire les risques d'inflammations dans les atmosphères et de même pour la sécurité des opérations de transport, de transfert et de stockage [10], et comme le gasoil produit combustible, lorsqu'il est chauffé à température supérieure à sa propre température de PE, libéré des vapeurs susceptibles qui forment avec l'air des mélanges inflammables, il ne faut donc pas confondre entre le point d'auto-inflammation du gazole est bas (210 °C) et le point d'éclair de gasoil.

### III.3.2 Teneur en cendre

Les résultats de la teneur en cendre obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

**Tableau III.8** Teneur en cendre obtenus.

N° Echantillon	Teneur en eau
LGO	TND
HGO	TND
M1	TND
M2	TND
M3	TND
M4	TND
M5	TND
M6	TND
M7	TND

La méthode la plus courante pour mesurer le teneur en cendre du gasoil est la méthode ASTM D482. Pour garantir la qualité du gasoil, des normes strictes ont été mises en place pour limiter la quantité de cendres dans le carburant :

- En Europe, la norme ISO 6245 et limité la teneur en cendres à maximum 0,01 % (m/m) ;
- En Algérie, la norme NA 1660 limité la teneur en cendres à TND.

Nous observons que les teneurs en cendre des différents essais d'échantillonnage du gazole sont égales à la limite fixée TND, ce qui indique que les gazoles sont conformes aux normes. Les cendres sont des résidus solides de la combustion de carburant, le gazole à faible teneur en cendres peut augmenter la durée de vie du moteur et réduire les coûts d'entretien. Parce que les cendres peuvent endommager les composants mobiles et les filtres.

### III.3.3 Teneur en eau

Les résultats de la teneur en eau obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

**Tableau III.9** Teneur en eau obtenus.

N° Echantillon	Teneur en eau
LGO	TND
HGO	TND
M1	TND
M2	TND
M3	TND
M4	TND
M5	TND
M6	TND
M7	TND

On voit que les teneurs en eau des différents essais d'échantillonnage du gazole sont égales à la limite fixée TND, ce qui indique que les gazoles sont conformes aux normes. La présence d'eau peut causer :

- La présence de l'eau peut conduire à la formation d'émulsions souvent suivie de la formation de boues conduisant à des phénomènes de colmatage des filtres. Et augmenter les coûts d'entretien et de réparation.
- L'eau présente peut-être également des risques préjudiciables, notamment pour les réservoirs dans les soutes (pour les métaux en contact). Cela se traduit par une corrosion plus ou moins marquée en fonction de la nature des métaux rencontrés, de la concentration de l'eau et des sels formés (chlorure, sulfures, ...).

C'est pour ces raisons que la teneur en eau dans le gazole est fixée très strictement par la norme. Une teneur en eau faible dans le gasoil permet une combustion plus efficace et une meilleure performance du moteur, cela peut aussi prolonger la durée de vie du moteur en réduisant l'usure des composants internes, et de plus les cuves de distribution ont un piquage situé au-dessus du niveau bas et tous les véhicules sont équipés d'un filtre à gazole faisant office de piège à eau. [56]

### III.3.4 La couleur

La couleur est une caractéristique qui s'applique aux produits dits blancs mais, en réalité plus ou moins colorés depuis le jaune très pale jusqu'au brun foncé. On détermine la couleur des gasoils par comparaison avec une échelle de couleur à l'aide d'un colorimètre.

Les valeurs de couleur obtenues sont encadrées dans le tableau suivant :

**Tableau III.10** les valeurs de la couleur.

N° Echantillon	La couleur
LGO	<0.5
HGO	<0.5
M1	<0.5
M2	<0.5
M3	<0.5
M4	<0.5
M5	<0.5
M6	<0.5
M7	<0.5

A partir des résultats représentés dans le tableau, on remarque que tous les résultats sont inférieurs à la limite fixée 2,5 donc on peut déduire que les gazoles sont satisfaisants à la norme algérienne (NA 1145).

Bien que la couleur soit sans incidence directe sur les qualités d'utilisation des gazoles. Mais l'évolution de cette dernière lors de stockage prolongé et le transport. Et de même à l'intérieur du véhicule le gazole est soumis à la chaleur (circuit de retour des injecteurs, stationnement au soleil), au contact de l'oxygène et l'humidité de l'air (respiration des réservoirs). Ces situations peuvent conduire à une dégradation du carburant, et cette

détérioration s'accompagne souvent par la formation de sédiments et de gommages. Et ces derniers pouvant endommager le système d'injection ou laisser des dépôts dans le moteur. Le gasoil doit donc avoir une composition stable de sa fabrication à son utilisation comme carburant, C'est pourquoi qu'il est préférable d'utiliser des additifs qui permettent d'améliorer la stabilité de la couleur du produit.[3]

### III.3.5 Indice de cétane

Dans le moteur diesel, il est nécessaire que le carburant présente une structure favorable à l'auto-inflammation. Cette qualité s'exprime par l'indice de cétane et ce dernier n'exerce pas d'incidence directe sur le rendement du moteur.

- En Europe, la norme NF EN ISO 4264 limite l'indice de cétane à minimum 46 ;
- En Algérie, la norme NA 8117 limite l'indice de cétane à minimum 48 ;

Les indices de cétane calculés pour les gazoles sont enregistrés dans le tableau :

**Tableau III.11** les valeurs de ICC.

N° Echantillon	ICC
M1	55.33
M2	55.26
M3	55.10
M4	55.59
M5	55.74
M6	54.99
M7	55.51

A partir des résultats illustrés dans le tableau (III.10), nous avons tracé la courbe qui représente l'évolution de l'indice de cétane des échantillons du gazole analysé.

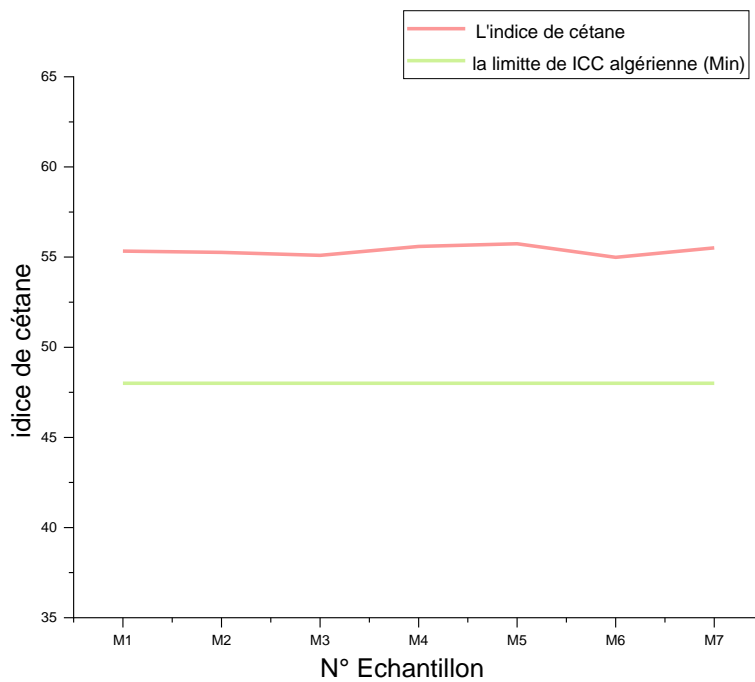


Figure III.16 Évolution de ICC selon la norme algérienne

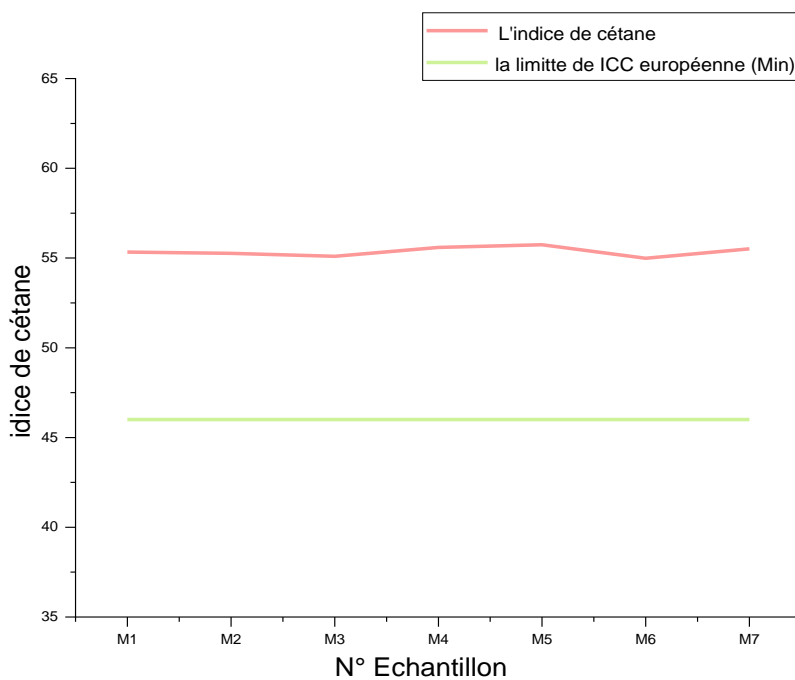


Figure III.17 Évolution de ICC selon la norme européenne

D'après la courbe on remarque que les ICC aux différents essais d'échantillonnages du gasoil sont supérieurs à 48, ce qui indique que les gazoles sont conformes aux normes algérienne et européenne. L'indice de cétane évalue la capacité d'un carburant à

s'enflamme. Il est particulièrement important pour les moteurs Diesel où le carburant doit s'auto-enflammer sous l'effet de la compression. Un carburant à haut indice de cétane est caractérisé par sa facilité à s'auto-allumer. Inversement, les carburants de faible indice de cétane sont plus lents à s'enflammer et brûlent incomplètement. [57]

### III.2.6 Teneur en soufre

Les résultats des teneurs en soufre obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

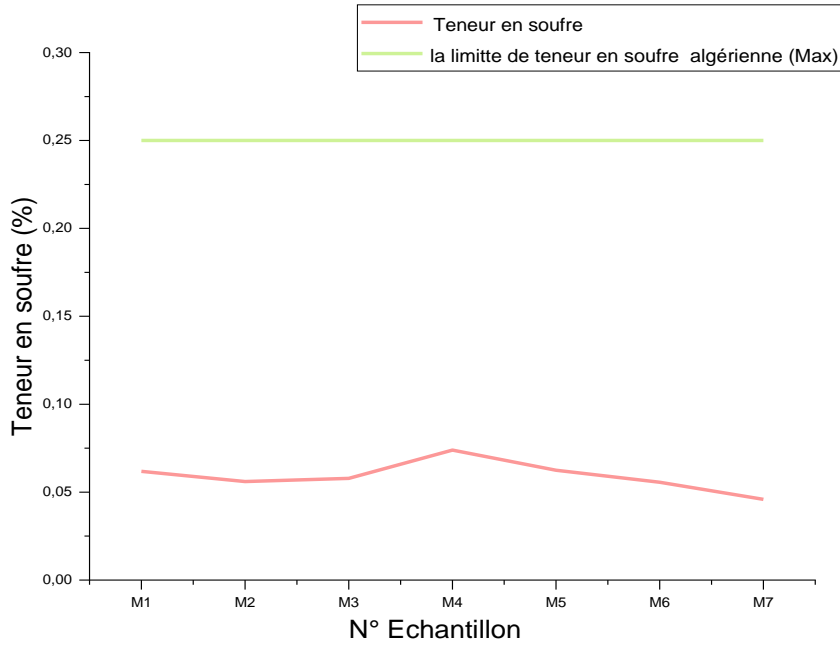
**Tableau III.10** les valeurs de teneur en soufre.

N° Echantillon	Teneur en soufre (%)
M1	0,0618
M2	0,056
M3	0,0578
M4	0,0739
M5	0,0626
M6	0,0556
M7	0.0459

Le soufre est un composé qui se trouve naturellement dans le pétrole brut ; par conséquent, il passe dans les produits raffinés, lorsque le pétrole brut est traité à la raffinerie. Lorsque le soufre est émis dans l'air à la suite de la combustion du carburant, ses composés ont des répercussions négatives sur la santé et l'environnement « polluant-corrosif et poison» [58].

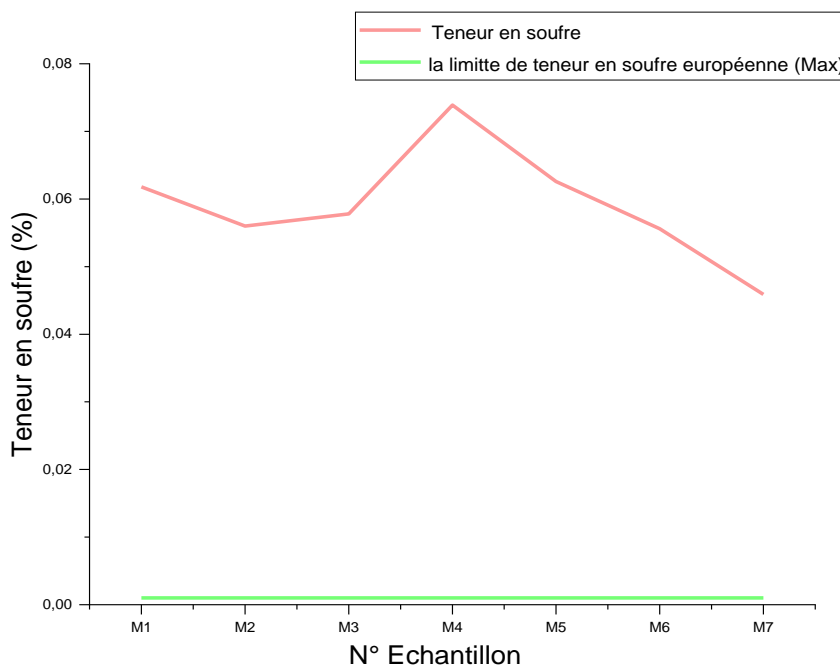
- La limite de la teneur en soufre européenne selon la norme (EN 590) 0.001% (10 ppm) ;
- La limite de la teneur en soufre algérienne selon la norme (NA 8116) 0.25% (2500ppm)

A partir des résultats illustrés dans le tableau, nous avons tracé la courbe qui représente l'évolution de teneur en soufre des échantillons du gazole analysé.



**Figure III.18** Évolution de Teneur en soufre selon la norme algérienne

D’après la courbe (III.18 Évolution de Teneur en soufre selon la norme algérienne) on remarque que les teneur en soufre aux différents essais d’échantillonnages du gasoil sont inférieure à 0.25% , ce qui indique que les gazoles sont conformes aux normes algérienne.



**Figure III.19** Évolution de Teneur en soufre selon la norme européenne

D'après la courbe (III.19 Évolution de Teneur en soufre selon la norme européenne) on remarque que les teneur en soufre aux différents essais d'échantillonnages du gasoil sont supérieur à 10 ppm, ce qui indique que les gazoles sont ne conformes pas aux normes européenne. Et on remarque aussi que le pourcentage de HGO augmente, la teneur en soufre augmente car la teneur en soufre est élevée dans la fraction le plus lourd. L'addition de kérosène diminue la teneur en soufre mais elle provoque aussi la diminution de la densité donc il faut limiter la quantité de kérosène dans le mélange gasoil.

Pour limiter les effets néfastes à l'environnement et la santé humaine causés par des composés soufrés, aujourd'hui la norme de teneur en soufre dans le diesel en plus exigeant. Actuellement, la teneur maximale en soufre dans le diesel , à l'Union Européenne est de 10 ppm pour les véhicules routiers. Depuis des décennies, les industries et les décideurs à l'échelle planétaire ont mis l'accent sur la réduction des limites de la teneur en soufre dans les carburants, mais ces limites présentent toujours des variations. De manière générale, la tendance de la majorité des pays du monde s'oriente vers une réduction de la teneur en soufre. C'est pourquoi il est important de mettre en place des unités de désulfuration pour réduire la teneur en soufre du gasoil algérien et se conformer aux normes les plus strictes en matière de qualité du carburant.

Il existe plusieurs méthodes de désulfuration pour éliminer le soufre du gasoil. La méthode la plus courante est l'hydrodésulfuration qui consiste à traiter le gasoil avec de l'hydrogène sous haute pression et à haute température. Cette méthode permet d'éliminer jusqu'à 99% du soufre présent dans le gasoil. La création d'une unité de hydrodésulfuration de gasoil algérien implique plusieurs étapes clés. Tout d'abord, le gasoil est chauffé à haute température pour le rendre plus réactif. Et on à ajouter de l'hydrogène à des composés soufrés pour les convertir en composés moins nocifs ensuite le processus se déroule dans un réacteur sous haute pression et haute température et nécessite l'utilisation de catalyseurs pour faciliter la réaction chimique. Après , le mélange est envoyé dans une colonne de distillation où les différents composants sont séparés en fonction de leur point d'ébullition. Les composants les plus légers s'évaporent en premier et sont récupérés en haut de la colonne, tandis que les composants les plus lourds restent au fond de la colonne. En conclusion, la hydrodésulfuration de gasoil algérien est un processus important pour améliorer la qualité du carburant et réduire les émissions nocives. La création d'une unité de hydrodésulfuration de gasoil algérien peut sembler coûteuse, mais les avantages l'emportent sur les coûts initiaux.

Le procédé d'hydrosulfuration du gasoil permet l'amélioration des caractéristiques du carburant diesel pour atteindre les spécifications requises et les normes de pollution. La modélisation de ce procédé permettrait, entre autres, de prévoir la qualité des produits en fonction des différentes variables opératoires (température, pression, vitesse spatiale). Dans ce projet on fait la simulation du procédé d'hydrodésulfuration du gasoil algérien pour atteindre les normes européennes en utilisant la simulation par hysis.



*Conclusion  
Générale*

Notre étude est une contribution pour une meilleure connaissance de la qualité des gazoles commerciaux selon le marché national et international aux moyens des différents essais de caractérisation physico-chimiques.

Nous avons réalisé une série d'analyses au sein du laboratoire RA1K, pour les différents échantillons du gazole suivant les normes qui définissent les différentes techniques d'analyses des propriétés physico-chimiques.

A partir des résultats obtenus, on peut conclure que :

- Les résultats obtenus de la caractérisation physico-chimique du mélange M1 et M4 à savoir : couleur, densité, viscosité, indice de cétane, point d'éclair, teneur en eau, teneur en cendre, CFPP sont conformes à la norme Algérienne et européenne sauf le teneur en soufre, et le point 90% de distillation ASTM.
- Les résultats obtenus de la caractérisation physico-chimique du mélange M2 à savoir : couleur, densité, viscosité, indice de cétane, point d'éclair, distillation ASTM, teneur en eau, teneur en cendre, CFPP sont conformes à la norme Algérienne et européenne sauf le teneur en soufre
- Les résultats obtenus de la caractérisation physico-chimique du mélange M3 à savoir : couleur, densité, viscosité, indice de cétane, point d'éclair, distillation ASTM, teneur en eau, teneur en cendre, CFPP sont conformes à la norme Algérienne et européenne sauf le teneur en soufre et le point d'écoulement qui nécessite une amélioration soit par l'ajout du kérosène ou de l'additif chimique.
- Les résultats obtenus de la caractérisation physico-chimique du mélange M5, M6 et M7 à savoir : couleur, densité, viscosité, indice de cétane, point d'éclair, distillation ASTM, teneur en eau, teneur en cendre, CFPP sont conformes à la norme Algérienne et européenne sauf le teneur en soufre.

Il existe plusieurs méthodes de désulfuration pour éliminer le soufre du gasoil. La méthode la plus courante est l'hydrodésulfuration qui consiste à traiter le gasoil avec de l'hydrogène sous haute pression et à haute température. Cette méthode permet d'éliminer jusqu'à 99% du soufre présent dans le gasoil.

Si nous traitons le soufre, nous concluons que le mélange 7 est le mélange conforme aux normes physiques et chimiques selon les marchés algérien et européen.

- [1] charbi fatma zohra, chalabi amel, optimisation des paramètres de fonctionnement de la colonne de distillation atmosphérique 10-c-1 au niveau du complexe ralk pour maximiser le rendement en gasoil, mémoire de fin de formation de professionnalisation en raffinage et pétrochimie, ecole de boumerdes département pédagogique gaz raffinage et pétrochimie, 2019, p 14, p20 – 21.
- [2] site web online : <https://www.connaissancesdesenergies.org/fiche.pedagogique/raffinage-petrolier>, consulté le : 07/06/2023 à 14.23.
- [3] nouh. l, bebboukha.m, « optimisation de la tvr de l'essence par l'etude desparamètres de march du débutaniseur et la vérification du rebouilleur », 2015, p2.
- [4] benchouk. a and chibani.a, petroleum-hydrocarbons bio de gradation by pseudomonas strains isolated from hydrocarbon contaminated soil. journal of fundamentals and applied sciences,2017, p713-726.
- [5] laxalde. j, analyse des produits lourds du pétrole par spectroscopie vibrationnelle. chimie théorique et/ou physique. université des sciences et technologie de lille – lille i. français, 2012. p22.
- [6] adjir mohand said, benkezim rachid, raffinage du pétrole et caractérisation d'un sous-produit « huile moteur commerciale pourvéhicules lourds de type diesel », mémoire de master en génie chimique, université abderrahmane mira bejaia, département génie des procédé ,2018, p5.
- [7] m.t. balba, n. al-awadhi and r. al-daher, bio remediation of oil contaminated soil: microbiological methods for feasibility assessment and field evaluation. journal of methods microbiological, 32 : 155-164, 1998.
- [8] site web online : <https://pastel.archives-ouvertes.fr/pastel-00001352/document> consulté le : 19/05/2023 à 15.33.
- [9] f. djelti, contribution à l'étude des propriétés des asphaltées, mémoire de magister en physique, université abou-bekr belkaid-tlemcen, département de physique ,2012. p 15.
- [10] derghoum nabil, arbaoui mohammed nadir, modélisation par qspr, des températures d'ébullition et de fusion des hydrocarbures issus du raffinage du pétrole dans les coupes de kérosène, mémoire de master en génie du raffinage, 2019, p3.
- [11] site web online : <http://3procede.blogspot.com/p/1-apercuhistorique-le-mot-est-issu-des.html> consulté le : 28/05/2023 à 16.30.

- [12] site web online : <https://www.ilocis.org/fr/documents/ilo078.htm> consulté le : 20/04/2023 à 19.08.
- [13] nouh i. kaoud raffinerie de skikda (chap1 : présentation), hassiba benbouali université of chlef, p4
- [14] fares ali, boudelf chemseddine, caractérisation et analyse du gasoil au niveau de laboratoire ra1k, mémoire de fin d'études en chimie et analyse des hydrocarbures, institut algérien du pétrole, département sécurité industrielle et environnement, 2019, p9 ,24 ,33 ,42.
- [15] manuel de l'opération et l'entretien pour cdu –ii unite n11, p19.
- [16] kacimi khoudir, ait abdelmalek amazigh, etude de l'effet de l'ajout du kérosène et du keroflux®6103 sur le point d'écoulement du gasoil -raffinerie de skikda ra1k-, mémoire de master en génie chimique, université abderrahmane mira bejaia, département de génie des procédés, 2022, p3, 22
- [17] manuel opératoire et l'entretien pour cdu-i unité n°10, p265-267.
- [18] azroug oussama, abderrahim el ouali, simulation des effets de la combustion du kérosène, mémoire de master en génie mécanique, université abdel hamid ben badis – mostaganem, département de génie mécanique , 2019, p5.
- [19] zm. ayissi. essai d'élaboration et analyse chimio-calorifique d'un biocarburant à base de manioc (2007). mémoire de master dipet ii. école normale supérieure d'enseignement technique, cameron (douala), 2007.p74.
- [20] p. dagaut, a. el bakali, a. ristori, the combustion of kérosène : experimental results and kinetic modeling using 1 to 3 component surrogate mode fuels, fuel, 2006, vol. 85, p944-956.
- [21] publications un, "2000 annuaire des statistiques de l'énergie ", nations unies, 2002, p114.
- [22] benndji el moundher, ouaghed anes, chikha brahim, etude de possibilité de substitution d'huile caloporteur (dowther mg) par un autre liquide réchauffer (gasoil) : groupement bir seba, mémoire de master en génie pétrochimie, université echahid hamma lakhdar el –oued, département de génie de procédés et petrovhimie, 2019, p70 – 71.
- [23] lalaoui sonia, caractérisation physico-chimiques des carburants des véhicules cas: essence super et gazole, mémoire de master en analyse chimique, université abderrahmane mira bejaia, département de chimie , 2015, p13,42.

- [24] bettahir. z, cheknane. b et boutemak. k, etude de la trans estérification d'un mélange des huiles usagées pour la production du biodiesel, université de blida,2016, p5,609.
- [25] standard test method for density, relative density, or api gravity of crude petroleum and liquid petroleum products by hydrometer method.
- [26] site web online : [http://staff.univ-batna2.dz/sites/default/files/samer-said/files/tp\\_ndeg\\_2.\\_distillation\\_astm.pdf](http://staff.univ-batna2.dz/sites/default/files/samer-said/files/tp_ndeg_2._distillation_astm.pdf), consulté le : 07/06/2023 à 14.23.
- [27] centre des techniques appliquées de skikda, séminaires naftal, bilan à 15°C.
- [28] standard test method for distillation of petroleum products and liquid fuels at atmospheric pressure.
- [29] connaissance et maîtrise des phénomènes physiques et chimiques, éléments de chimie–produits, les essais normalisés de contrôle et de qualité des produits pétroliers.
- [30] connaissance et maîtrise des phénomènes physiques et chimiques, grandeur physique, viscosité.
- [31] standard test method for kinematic viscosity of transparent and opaque liquids (and calculation of dynamic viscosity).
- [32] younous wakai ibrahim, développement des corrélations pour le calcul des propriétés du pétrole et de ses fractions, mémoire de master en raffinage et technologie des hydrocarbures, université kasdi merbah ouargla, département de génie des procédés ,2012, p7.
- [33] standard test method for pour point of petroleum products.
- [34] benzzoug.said, traitement du kérosène, chapitre 7, sh iap skikda.
- [35] standard test method for cloud point of petroleum products and liquid fuels.
- [36] standard test method for cold filter plugging point of diesel and heating fuels.
- [37] j-c, guibet, « carburants et moteurs », tome 1, édition technip.p373-374.
- [38] pierre. wuithier, "le pétrole-raffinage et génie chimique ", tome 1, deuxième ed. technip, 1972.
- [39] détermination du point d'éclair manuel vase clos selon la norme astm d93-20.
- [40] standard test method for astm color of petroleum products (astm color scale).
- [41] site web online : [https://fr.wikipedia.org/wiki/%c3%89chelle\\_de\\_couleur\\_saybolt](https://fr.wikipedia.org/wiki/%c3%89chelle_de_couleur_saybolt), consulté le : 24/01/2023 à 17.55.
- [42] wauquier jean-pierre, raffinage du pétrole (le). tome 1. pétrole brut. p0roduits pétroliers. schémas de fabrication,1994, p3 ,222.

- [43] franklin djeguelbe. l'impact de la qualité du combustible sur le fonctionnement des moteurs w20v32. a la centrale électrique de farchan/n'djamena. travail de recherche de l'année 2020 dans le domaine ingénierie - génie mécanique, p35.
- [44] standard test method for water in petroleum product and bituminous materials by distillation.
- [45] standard test method for ash from petroleum products.
- [46] zemit hanane, lallam sounya, mise en point de l'oxyde sulfuration extractive du diesel assistée par microonde, mémoire de master en chimie et environnement, université de m'hamed bouguera, département de chimie ,2017, p3 ,50-51.
- [47] standard test method for sulfur in petroleum and petroleum products by energy dispersive x-ray fluorescence spectrometry.
- [48] site web online : [https://fr.wikipedia.org/wiki/gazole#utilisations\\_et\\_consommation](https://fr.wikipedia.org/wiki/gazole#utilisations_et_consommation) consulté le : 25/04/2023 à 20.50.
- [49] site web online : <https://slideplayer.fr/slide/5110257/>, consulté le : 06/06/2023 à 17.30.
- [50] site web online : <https://www.petite-entreprise.net/p-1782-84-g1-les-normes-typologie.html> consulté le : 06/06/2023 à 18.40.
- [51] site web online : <https://www.guichetdusavoir.org/question/voir/53442> consulté le : 06/06/2023 à 18 :52.
- [52] site web online : [https://fr.wikipedia.org/wiki/norme\\_et\\_standard\\_techniques](https://fr.wikipedia.org/wiki/norme_et_standard_techniques) consulté le : 06/06/2023 à 22.41.
- [53] la norme algérienne.
- [54]..site web online : <https://www.fichier-pdf.fr/2011/05/13/norme-en-590-2004/> consulté le : 11/03/2023 à 09.17.
- [55] malainine cheikh malainine, désulfuration du gasoil algérien selon les nouvelles normes européennes, diplôme de magister en génie chimique, université abdelhamid in badais de mostaganem, département de génie des procédés, 2011, p23.
- [56] razanabony arthani, application du contrôle qualité sur les produits pétroliers liquides : cas de la logistique pétrolière s.a, mémoire de fin d'études de master en ingénierie pétrolière, université d'antananarivo école supérieure polytechnique,2019, p27.
- [57] site web online :[https://fr.wikipedia.org/wiki/indice\\_de\\_c%3%a9tane#:~:text=l'indice%20de%20c%3%a9tane%20%3%a9value,%c3%a0%20s'auto%2dallumer.](https://fr.wikipedia.org/wiki/indice_de_c%3%a9tane#:~:text=l'indice%20de%20c%3%a9tane%20%3%a9value,%c3%a0%20s'auto%2dallumer.) consulté le : 22/05/2023 à 00.13.
- [58] site.web.online : <https://www.enerzine.com/teneur-en-soufre-du-diesel-leurope-est-bonne-eleve/5154-2008-05> consulté le : 24/05/2023 à 23.14.



**ANNEXE**

## Présentation du complexe RA1K

### 1. Introduction

Le stage de mise en situation professionnelle a été effectué au niveau de la raffinerie de Skikda. Dans ce qui suit nous allons présenter ainsi que la raffinerie de Skikda communément appelée RA1K. La raffinerie de Skikda est conçue pour raffiner le pétrole brut provenant de Hassi-Messaoud. Le pétrole, tel qu'il a été entreposé à la sortie des pipelines de Hassi-messaoud, est pratiquement inutilisable. Il faut donc traiter le pétrole brut pour obtenir la gamme des produits pétroliers. Dans ce traitement, qu'on appelle le raffinage, on peut distinguer les opérations suivantes : la distillation fractionnelle, Le cracking, le reforming ainsi que d'autres traitement chimiques qui permettent d'améliorer ou de modifier certaines propriétés de ces produits.

### 2. Présentation générale de la raffinerie de Skikda

- **Situation géographique**

Cette raffinerie est située dans la zone industrielle à 7 Km à l'est de Skikda et à 2 Km de la mer, elle est aménagée sur une superficie de 190 hectares avec un effectif à l'heure actuelle de 1280 travailleurs environ. Elle est alimentée en brut algérien par l'unité de transport est ETU de Skikda (c'est une station intermédiaire de Hassi Messaoud). Le transport du pétrole brut est réalisé à l'aide d'un Pipe-line à une distance de champs pétroliers jusqu'à le complexe de 760 Km.

- **Objectifs**

Les objectifs sont au nombre de deux (2) et consistent essentiellement à :

- Continuer à assurer la couverture des besoins du marché national en produits raffinés (sur le plan quantitatif et qualitatif) ;
- Continuer à offrir des produits raffinés destinés à l'exportation et qui répondent aux normes en vigueur sur les marchés ciblés.

- **Construction**

La raffinerie a été construite en janvier 1976 à la suite d'un contrat signé le 30 avril 1974 entre le gouvernement algérien et le constructeur italien SNAM PROGETTI et SAIPEM, il

a été mis en vigueur du contrat une année après (le 11 mars 1975) assisté par la sous irai tance de trois principales sociétés nationales : SONATRO, SONATIBA et SNMETAL.

Le démarrage du chantier a commencé le 02 janvier 1976, et pris la fin de mars 1980, le démarrage progressif des unités de production est comme suivi :

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

L'inauguration officielle du complexe à lieu, environ 03 ans plus tard (27 novembre 1983), le coût total de cette réalisation étant de 3 402 872 000 DA (1 milliard \$).

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

### 3. Présentation des différentes unités

#### • Département production

Il se compose des unités de production suivantes :

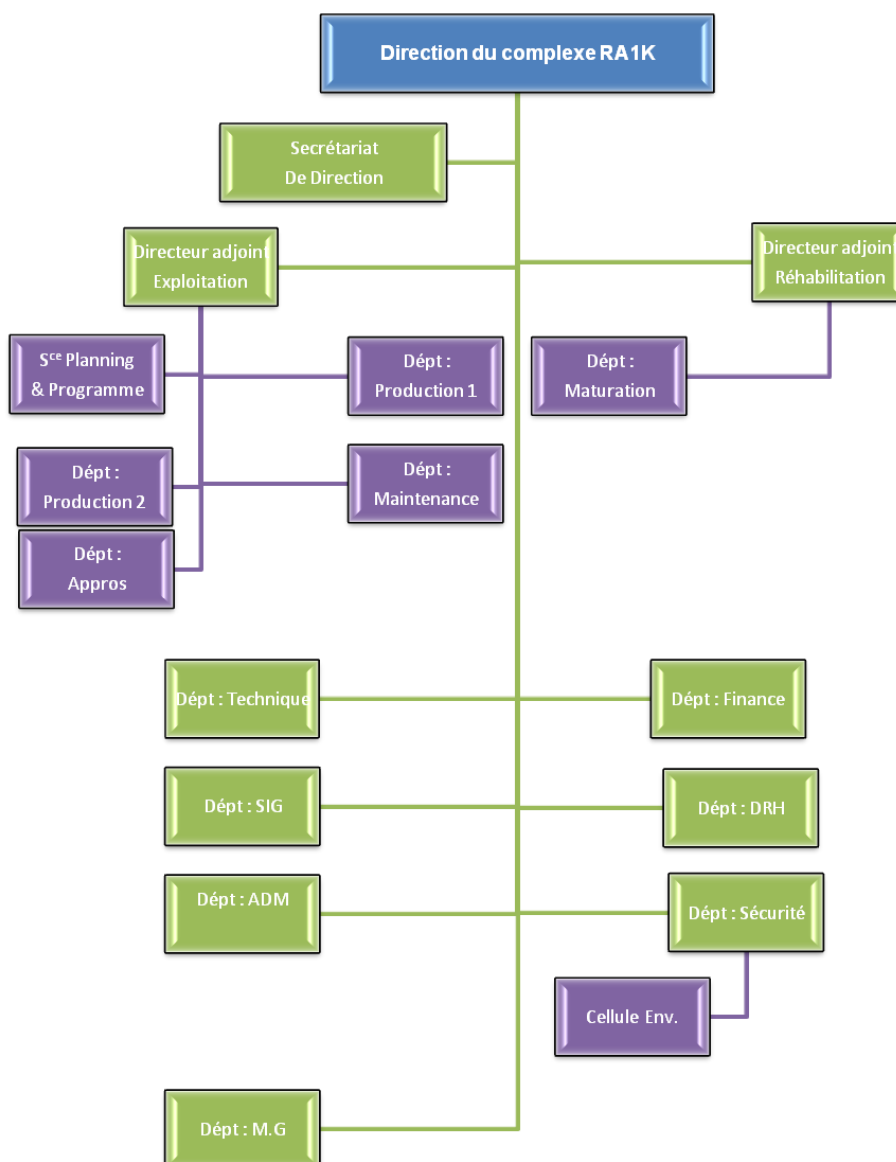
- Unité 10/11 de distillation atmosphérique (TOPPING) ;
- Unité 100 de prétraitement et de reforming catalytique (MAGNAFORMING) ;
- Unité 101/103 de prétraitement : reforming catalytique (PLATFORMING) ;
- Unité 30/31 et 104 de traitement et séparation des gaz (GPL) ;
- Unité 200 d'extraction des aromatiques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

#### • Unités annexes et utilités

- Unité 600 de stockage, mélange et expédition (MELEX) ;
- Unité 62 pour la déminéralisation des eaux ;
- Unité 1050 : centrale thermique électrique et utilités (C. T. E).

- **Structure hiérarchique de la raffinerie**

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



**Figure I** Structure hiérarchique de la raffinerie

## 4. Fonctions des unités

- **Département production**

### a. Les unités 10-11 de Topping

Le Topping ou la distillation atmosphérique a pour but de fractionner le brut en différentes coupes stabilisées pouvant être utilisées pour l'obtention de produits fins (naphta, gas-oil, jet..) ou devant alimenter d'autres unités situées en aval (Magnaforming, Platforming, gaz plant). Elles traitent le brut de Hassi Messaoud avec une capacité annuelle de  $15.10^6$  t/an pour produire les produits suivants :

- G.P.L → unité 30.
- Isopentane → mélange des essences.
- Naphta A → stockage.
- Naphta B ( $65^{\circ}\text{C} \div 150^{\circ}\text{C}$ ) → Reforming catalytique.
- Naphta C ( $150^{\circ}\text{C} \div 180^{\circ}\text{C}$ ) → huiles combustibles.
- Kérosène ( $180^{\circ}\text{C} \div 225^{\circ}\text{C}$ ) → jet fuel, mélange des gasoils.
- Gasoil léger ( $225^{\circ}\text{C} \div 320^{\circ}\text{C}$ ) → mélange des gasoils.
- Gasoil lourd ( $320^{\circ}\text{C} \div 360^{\circ}\text{C}$ ) → mélange des gasoils.
- Résidu ( $>360^{\circ}\text{C}$ ) → huiles combustibles.

### b. Unités 100 et 103 (unité Magnaforming, platforming)

La Magnaforming et le platforming ont pour but de transformer la Naphta moyenne et lourde obtenues du Topping (réformât) utilisé comme charge pour les unités d'aromatiques (unité 200 et 400). Cette transformation a pour conséquence une augmentation de l'indice d'octane de 45 à 99 permet ainsi d'utiliser le réformât obtenu pour la fabrication des essences.

### c. Unité 200 : extraction des aromatiques :

L'installation d'extraction des aromatiques a été projeté pour extraire de l'essence réformée des aromatiques qui seront fractionnées par la suite en benzène et toluène très pures. La charge est constitué par la coupe de réformât léger provenant directement ou à travers un réservoir de la colonne  $\text{C}_5$  splitter du réformât de l'unité 100.

- Dans le premier stade : les aromatiques sont fractionnés à l'aide d'un solvant sélectif qui est le Sulfo.

- Dans le deuxième stade : le raffinat constitué principalement des hydrocarbures paraffinés est envoyé vers stockage. L'extrait alimente la section fractionnement où il est séparé en benzène, toluène et en aromatiques lourds par distillations.

#### **d. Unité 400 : séparation du paraxylène**

Cette unité est conçue à récupérer le paraxylène produit très recherché sur le marché. La charge venant de l'unité de Magnaforming, elle permet par cristallisation de séparer le paraxylène des autres xylènes (metha-ortho) et ethyl-benzène. Le para-xylène est commercialisé comme telle, le reste peut être utilisé comme base pour l'obtention des essences ou commercialisé sous forme de mélange xylène pouvant être utilisé comme solvant pour la fabrication des peintures, etc.

#### **e. Unité 70 : Production de bitume**

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

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

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

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

#### **f. Les unités 30-31-104 : Séparation et traitement des gaz**

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

- **Unité 30** : Traité le gaz liquide qui vient de l'unité 100 en particulier ceux de tête de la colonne C<sub>7</sub> où les GPL sont séparés du pentane.
- **Unité 31** : Reçoit les gaz provenant de la tête des colonnes de stabilisation de l'essence des deux unités de Topping.

- **Unité 104** : Elle a été conçue dernièrement avec la nouvelle unité de Platforming 103 afin de traiter les GPL venant de cette unité.

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

➤ **Dans le premier stade**

On fait subir au gaz un traitement qui consiste à passer la charge qui est le bitume, propane, éthane, H<sub>2</sub>S et l'humidité à travers une colonne contenant des tamis moléculaires qui possèdent la propriété de retenir l'humidité et l'acide H<sub>2</sub>S par le phénomène d'absorption.

➤ **Dans le deuxième stade :**

C'est l'étape de séparation des gaz effectuée par deux colonnes dont le premier. On fait le stripping des gaz incondensables (C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>) qu'on envoi à partir de la tête vers le réseau fuel gaz, le produit de fond (butane, propane) alimente la 2<sup>ème</sup> colonne où le propane est séparé du butane par simple distillation.

## **5. Unités annexes et utilités**

### **a. Unité 600 de stockage, mélange et expédition (MELEX)**

Mélange, chargement et expédition, il s'occupe de :

- Les bacs de stockage des différentes charges et produits des unités.
- Expédition des produits vers les différents dépôts de stockage, exemple: dépôt d'El-Kheroub.
- Mélange des gasoils.
- Contrôle le chargement des produits qui est au niveau du port de Skikda.

### **b. Unité de déminéralisation U62**

L'unité 62 est désignée pour déminéraliser l'eau dessalée provenant des CP1/K ou GNL pour l'alimentation des chaudières et les autres unités.

### **c. Présentation du laboratoire**

Le service laboratoire dépend du département technique, le laboratoire de la raffinerie est un laboratoire de contrôle des unités et d'analyse des produits finis commercialisés soit sur le marché extérieur, soit sur le marché intérieur.

Il comporte cinq sections :

○ **Section des eaux**

C'est la section ou on contrôle l'unité des utilités, qui se présentent sous différentes branches : les chaudières, traitement des eaux résiduaires, eau déminéralisée. La section effectue les analyses par la méthode spectro-photométrique : TA, TAC, TH.

○ **Section routine**

- **Salle de routine** : contrôle du TOPPING (U10/11) les analyses les plus importants sont : Distillation, détermination de la densité, du point d'éclair, de la viscosité et TVR (tension de vapeur réduite).
- **Salle des bitumes** : contrôle de l'unité des bitumes (U70) les analyses sont : La pénétration, le ramollissement, la densité par pycnomètre.

○ **Section des produits finis**

Le contrôle des bacs des produits finis prêtes à être commercialisé soit sur le marché intérieur soit celui de l'extérieur.

Les analyses : densité, distillation, l'acidité, viscosité, point d'écoulement, point de congélation, point d'éclair, point de fumées.

○ **Salle des analyses spéciales** : c'est le contrôle de toutes les unités.

Les analyses : détermination des métaux ( $\text{Na}^+$ ,  $\text{Pd}^{+2}$ ,  $\text{Cl}$ ) et de ( $\text{HCl}$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ).

○ **section motrice CFR : (moteur CFR) :**

Contrôle les unités de magnaforming (U100) et reforming (U101/103) sur les essences ainsi que les essences finis.

L'analyse la plus importante c'est l'indice d'octane suivi de l'indice de cétane.

Cette section procède aussi à l'analyse de l'eau par méthode de water séparomètre (WSIM) sur le JET-A1.

○ **section chromatographie :**

C'est le contrôle des unités extractions des aromatiques (U200), production des xylènes (U400), séparation des gaz (U30/31/104) et des unités telles que le magnaforming et le reforming.

Elle contrôle aussi les bacs intermédiaires et les produits finis comme le benzène, le toluène, le paraxylène et les xylènes.

Pour conclure le laboratoire est doté d'un vestiaire, des douches, d'un secrétariat, d'un bureau des chefs de section, d'un autre de chefs de service ainsi qu'un magasin et d'une salle de lavage.

## **6. Conclusion**

L'ampleur et complexité des installations de la raffinerie de Skikda la plus grande dans le pays et l'une des plus importantes au monde, les énormes investissements qu'elle a exigés, lui dictent un rôle de tout premier plan dans le cadre de l'indépendance économique et de l'élévation du niveau de vie du citoyen