



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 20 août 1955 -SKIKDA
Faculté de Technologie
Département de Pétrochimie



Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Filière: Industries Pétrochimiques

Spécialité: Génie Pétrochimique

Thème:

Étude des propriétés physico-chimiques du gasoil de la raffinerie
de Skikda

Réalisé par:

● Salaa hichem

Encadré par:

Dr. Kherraf Sihem

Année Universitaire 2024/2025

Dédicace

Merci mon Dieu de m'avoir donné la capacité d'écrire et de réfléchir, ainsi que la patience nécessaire pour aller jusqu'au bout de ce rêve.

J'ai l'honneur de dédier ce modeste travail :

À ***ma mère***, celle qui m'a donné la vie, symbole de tendresse et de sacrifice pour mon bonheur et ma réussite.

À ***mon père***, véritable école de mon enfance, qui a été mon ombre durant toutes mes années d'études, et qui, tout au long de ma vie, n'a cessé de m'encourager, de m'aider et de me protéger.

À ***ma femme*** et à ***ma petite fille***, je suis très fier de pouvoir partager ce mémoire avec vous. Vous avez joué un rôle essentiel dans ma vie et dans la réalisation de ce projet. Votre présence a donné un sens particulier à ce travail. Vous êtes un véritable cadeau.

À ***tous les membres de ma famille***, proches et éloignés.

À ***mon encadrante***, Madame ***Kherraf Sihem***, pour son accompagnement et ses précieux conseils.

À ***tous*** ceux qui ont consacré leur temps à la science, et à ceux qui l'utilisent au service du bien et de la prospérité de l'humanité.

Remerciements

Au moment de livrer ce travail, fruit de cinq années d'efforts, je tiens à exprimer ma profonde reconnaissance et ma gratitude à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la conception et à la réalisation de ce mémoire.

En premier lieu, je remercie Dieu, le Tout-Puissant, pour l'aide qu'Il m'a accordée, et plus particulièrement pour la volonté qu'Il m'a donnée afin de mener à bien la rédaction de ce travail.

Je tiens à remercier, avec autant d'émotion que de reconnaissance, ma directrice de mémoire, **Dr. Kherraf Sihem**, pour l'honneur qu'elle m'a fait en acceptant d'encadrer ce travail. Merci pour sa confiance, sa bienveillance, et pour la formation précieuse qu'elle m'a dispensée tout au long de mon parcours universitaire.

Mes vifs remerciements vont également aux **membres du jury** pour leur présence, leur lecture attentive et leur participation à ma soutenance.

Je remercie également **Dr. Saadi Chahrazed**, dont l'aide, le soutien, la compréhension et les conseils ont été d'une valeur inestimable. Je lui adresse mes plus chaleureux remerciements pour sa disponibilité et son appui constant.

Je n'oublie pas l'ensemble de **mes professeurs**, qui ont participé activement à ma formation durant ces années universitaires. Leur enseignement a grandement contribué à mon développement personnel et académique.

Un grand remerciement à **l'équipe de la raffinerie de Skikda (RA1K)** pour leur collaboration et leur disponibilité.

Je rends un hommage sincère à **ma mère**, toujours présente dans les moments de joie et de réussite. Que Dieu lui accorde santé et longévité. À **mon père**, un homme dont l'amour et le soutien ont été une source inépuisable de force : merci du fond du cœur.

Ma gratitude va également à **ma femme Wissam**, dont la présence à mes côtés a été primordiale. Son soutien moral, ses encouragements et sa compréhension m'ont été essentiels pour surmonter les difficultés rencontrées.

Je dédie également ce mémoire à **ma petite fille Ania Aryem**, dont le sourire illumine mes journées et me rappelle pourquoi je travaille si dur. Merci d'être dans ma vie. Leur amour à toutes deux a été ma plus grande source de force.

Enfin, je remercie **toutes les personnes** qui m'ont aidé, de près ou de loin, et qui, à un moment ou un autre, se sont intéressées à mon travail et à ma recherche. Leur soutien a été précieux.

Résumé

L'objectif de ce travail est d'étudier les propriétés physico-chimiques du gasoil produit par la raffinerie de Skikda, afin de vérifier sa conformité aux normes algériennes en vigueur avant sa commercialisation. Les résultats obtenus montrent que l'ensemble des échantillons analysés respecte les exigences en matière de qualité, de sécurité et de performance. Les faibles écarts entre les échantillons traduisent un processus de fabrication homogène et bien maîtrisé, assurant une distribution de gasoil fiable sur le marché intérieur.

Mots-clés : indice de cétane, distillation ASTM, gasoil, raffinage, propriétés physico-chimiques.

ملخص

الهدف من هذا العمل هو دراسة الخصائص الفيزيائية والكيميائية للديزل المنتج في مصفاة سكيكة، وذلك من أجل التحقق من مدى مطابقته للمعايير الجزائرية المعمول بها قبل تسويقه. تُظهر النتائج المتحصل عليها أن جميع العينات المحللة تستوفي متطلبات الجودة والسلامة والأداء. كما أن الفروقات الطفيفة بين العينات تعكس عملية إنتاج متجانسة ومحكمة، مما يضمن توزيعاً موثقاً للديزل في السوق الوطنية.

الكلمات المفتاحية: مؤشر السيتان، التقطير وفق معيار ASTM ، الديزل ، التكرير، الخصائص الفيزيائية والكيميائية.

Abstract

The objective of this study is to examine the physicochemical properties of diesel fuel produced by the Skikda refinery, in order to verify its compliance with current Algerian standards prior to commercialization. The results show that all the analyzed samples meet the requirements in terms of quality, safety, and performance. The minor variations observed between the samples reflect a homogeneous and well-controlled production process, ensuring a reliable distribution of diesel fuel on the domestic market.

Keywords: cetane index, ASTM distillation, diesel fuel, refining, physicochemical properties.

Liste des symboles et abréviation

API : American Petroleum Institute

ASTMD: American Society for Testing and Materials-Designation

AWS: acid water stripper

BD : système torche(blow down)

BFW : boiling feed water (l'eau alimentation chaudière)

BPA: pump around inferieur(reflux bas de colone)

C : colon

CCI: indice de cétane calculé

CDU: colon distillation unite

d: Densité

DHDS : diesel hydrodésulfuration

DME : diméthyle éther

E : échangeur

F : four

FO: fuel oil(fioul)

FOD: fuel oil domestic

FP: flash point(point d'éclaire)

GO: gasoil

GOM : gasoil moteur

HDS: hydrodésulfuration

HGO: hight gasoil

HMN: heptaméthylnonane

IC: indice de cetane

ID : indice diesel

KTU : unité traitement de kérosène

LCO: light cycle oil

LGO: light gasoil

LP : light pressure

MN: marché national

NA : norme algérien

P: pression

PA : point d'aniline

PMH : point mort haute

PP : point d'écoulement(pour point)

RCO: residu column oil

RFCC : Résidu fluidisé du craquage catalytique

TBN: total basic number

TBP : point d'ébullition réel(true boiling point)

Liste des figures

Figure I.1: Procédé de Distillation atmosphérique.....	5
Figure I. 2: Procédé de Distillation sous vide.....	6
Figure I.3: Procédé de Viscoréduction.....	7
Figure I.4: Procédé de cokéfaction.....	9
Figure I.5: Procédé de la famille de la cokéfaction retardée	9
Figure I.6: Unité de craquage catalytique.....	11
Figure I.7: Type d'une unité d'hydrocraquage en une étape	12
Figure I.8: Unité d'hydrocraquage en deux étapes avec circuit de recyclage commun.....	13
Figure I.9: Courbes de distillation ASTM de la fraction gasoil	15
Figure II.1: Schéma général du procédé Claus et deux réacteurs catalytique	29
Figure II.2: Diagramme typique d'une unité d' HDS.....	33
Figure II.3: Processus simple de la désulfuration par adsorption	37
Figure III.1: Représentation schématique des unités de complexe sonatrach.....	41
Figure III.2: Schéma des principaux procédés et installations dans l a R A 1 K	43
Figure III.3: Schéma de Flux Simplifié du CDU.....	56
Figure III.4: Schéma de production de gazole commercialisé au niveau de RA1/K.....	58
Figure VI.1: Représentation des courbes de distillation ASTM.....	67
Figure IV.2: Viscosité cinématique des échantillons de gasoil à 20 °C.....	69
Figure IV.3: Densité des échantillons de gasoil à 15 °C.....	71
Figure IV.4: Point d'écoulement des échantillons de gasoil analysés.....	73
Figure IV.5: Points d'éclair des différents échantillons de gasoil.....	74
Figure IV.6: Point d'aniline des échantillons de gasoil analysés.....	76
Figure IV.7: Indice de cétane des différents échantillons de gasoils.....	78

Liste des tableaux

Tableau I.1: Spécifications du gasoil	19
Tableau I.2: Exemple de bases utilisées pour la formulation du gasoil	21
Tableau II.1: Influence de la pression partielle d'hydrogène sur l'hydrotraitement d'un gasoil de distillation primaire contenant 26,7% masse d'aromatiques et 1,3% masse de soufre.....	28
Tableau III.1: les caractéristiques de l'alimentation (le pétrole brut).....	47
Tableau III.2: Les TBP des produits pétroliers.....	48
Tableau III.3: Production Gasoil « Topping à 95%, Rendements actualisés ».....	58
Tableau IV.1: Valeurs des points de la distillation ASTM 86 (°C).....	66
Tableau VI.2: Valeurs de la viscosité cinématique à 20°C.....	69
Tableau VI.3: Valeurs des densités d_4^{15} des échantillons de gasoil.....	70
Tableau VI.4: Valeurs du point d'écoulement des dix échantillons (mois de mai 2025).....	72
Tableau VI.5: Valeurs des points d'éclair des échantillons de gasoil (C°).....	74
Tableau IV.6: Points d'aniline des échantillons de gasoil analysés.....	76
Tableau VI.7: Les indices de cétane calculés pour les échantillons de gasoil analysés..	77
Tableau VI.8: Valeurs de la couleur des échantillons de gasoil analysés.....	79

Sommaire

Introduction générale.....	01
----------------------------	----

Chapitre I : Généralités sur le gasoil

I.1 Introduction.....	03
I.2 Définition de gasoil	03
I.3 procédés de fabrication.....	03
I.3.1 Distillation atmosphérique.....	03
I.3.2 Distillation sous vide	05
I.3.3 Viscoréduction	06
I.3.4 Cokéfaction.....	08
I.3.4.1 La cokéfaction retardée.....	08
I.3.5 Craquage catalytique en lit fluidisé (FCC - Fluid Catalytic Cracking)	10
I.3.4.2 La cokéfaction fluide (ou fluid coking).....	10
I.3.6 Hydrocraquage (hydrocracking).....	11
I.3.7 L'oligomérisation des d'oléfines légères comme source de carburants Diesel.....	13
I.4 Spécification du gas-oil	14
I.4.1 Densité	14
I.4.2 coupe du Distillation	15
I.4.3 Viscosité	15
I.4.4 Inflammabilité (<500°C).....	16
I.4.5 Indice de cétane	16
I.4.6 Point d'écoulement et test de friabilité	17
I.4.7 Teneur en cendres	17
I.4.8 Teneur en eau.....	17
I.4.9 Teneur en soufre.....	18
I.4.10 Point d'aniline.....	18

I.5 Production du gasoil	18
I.6 Caractéristiques des différentes bases de raffinage utilisées pour la formulation du gasoil	19
I.7 Consommation de gasoil	21
I.8 Pollution par les gasoils	21
I.8.1 Type de polluants émis par le gasoil.....	22
I.8.1.1 Polluants classiques	22
I.8.1.2 Polluants spécifiques.....	22
I.9 Moteurs diesel.....	22
I.9.1.1 Moteurs à basse vitesse.....	23
I.9.1.3 Moteurs à grande vitesse.....	23
I.9.1.2 Moteurs à moyenne vitesse.....	23
I.10 Conclusion.....	23

Chapitre II : Désulfuration du gasoil

II.1 Introduction.....	24
II.2 Impact de soufre	24
II.2.1 Effet sur les catalyseurs.....	24
II.2.2 Effet sur les moteurs.....	24
II.2.3 Effet sur l'environnement	25
II.3 La Désulfuration.....	25
II.3.1 Traitement a la soude (NaOH).....	26
II.3.2 Procédés d'adoucissement.....	26
II.3.3 L'hydrotraitement	27
II.3.3.1 La pression partielle d'hydrogène	27
II.3.3.2 Pourquoi utiliser l'hydrotraitement	28

II.3.3.3 Récupération du soufre (Procédés de Claus).....	29
II.3.3.4 Catalyseurs d'hydrotraitement (HDT).....	29
II.3.4 Unité de désulfuration.....	30
II.3.4.1 Intérêt de l'utilisation de l'unité de désulfuration.....	30
II.4 L'hydrodésulfuration (HDS).....	31
II.4.1 Processus.....	32
II.4.1.1 L'Hydrodésulfuration Conventiennelle (HDS).....	33
II.4.1.2 L'hydrodésulfuration Avancée (HDSA).....	33
II.4.1.3 Catalyseurs d'hydrodésulfuration (HDS).....	34
II.4.2 Procédés de désulfurations basées sur (non-HDS).....	35
II.4.2.1 Désulfuration par précipitation.....	35
II.4.2.2 Désulfuration par Alkylation.....	36
II.4.2.3 sulfuration par Adsorption (DSA).....	36
II.4.2.4 Désulfuration par oxydation (DSO).....	37
II.4.2.4.1 Catalyseurs d'oxydation sélective.....	38
II.4.2.5 Avantages et Inconvénients de ces procédés.....	38
II. 5 Conclusion.....	40

Chapitre III: Présentation de la raffinerie de Skikda et conditions opératoires

III.1 Historique de la raffinerie de Skikda.....	41
III.2 Présentation de la raffinerie de Skikda.....	41
III.2.1 Objectifs	42
III.2.3 Capacité de production.....	43
III.3 Les différentes unités existantes	44
III.3.1 Unités 10 et 11 (Topping).....	44

III.3.2 Unité 100 (Magnaforming).....	44
III.3.3 Unités 30, 31 (Traitement des gaz).....	45
III.3.4 Unité 200 (Extraction du benzène et du toluène).....	45
III.3.5 Unité 400 (Cristallisation du para-xylène).....	45
III.3.6 Unité 70 (Bitume).....	45
III.3.7 Central thermique (CTE 1050)	46
III.3.7.1 Unité 1020 (Tour de refroidissement).....	46
III.3.7.2 Unité d'azote.....	46
III.3.7.3 Unité 1060 (Circuit vapeur HP, MP, BP).....	46
III.3.7.4 Unité 1080 (Air comprimé).....	46
III.4 Fabrication du gasoil commercial.....	47
III.4.1 Caractéristiques des unités 10 et 11 du Topping.....	47
III.4.1.1 Les caractéristiques de l'alimentation.....	47
III.4.2 Description de procédure de distillation atmosphérique (Unité 10 et 11).....	48
III.4.3 Section de Préchauffement de Brut.....	49
III.4.3.1 Charge de Brut/ Train-I de Préchauffage.....	49
III.4.3.2 Dessaleur de Brut/Injection de l'Eau.....	50
III.4.3.3 Ballon de Pré-flash/ train I de préchauffage.....	50
III.4.3.4 Section de Four Atmosphérique -A/B.....	51
III.4.3.5 La Colonne de distillation C-1.....	52
III.4.3.6Section traitement de kérosène KTU (20 /21).....	56
III.4.4 Mélangeur de HGO et LGO (blendage).....	57
III.5 Conditions opératoires.....	59
III.5.1 La distillation ASTM D86.....	59
III.5.2 Ladensité ASTM D1298.....	59

III.5.3 Viscosité à 20 °C (ASTM D445).....	60
III.5.4 Point d'écoulement du gasoil – ASTM D97.....	61
III.5.5 Point d'éclair du gasoil – ASTM D93.....	62
III.5.6 Point d'aniline – ASTM D611.....	62
III.5.7 Indice de cétane (ASTM D976).....	63
III.5.8 Couleur – ASTM D1500.....	63

Chapitre IV: Résultats et discussion

IV.1 Introduction.....	65
IV.2 Les caractéristiques physiques et chimiques du gasoil.....	65
IV.2.1 Distillation ASTM D 86.....	65
IV.2.2 La viscosité à 20 °C (ASTM D445)	68
IV.2.3 Densité à 15°C (ASTM D 1298) (NA417) du gasoil.....	70
IV.2.4 Le point d'écoulement du gasoil ASTM D 97.....	71
IV.2.5 Le point d'éclair du gasoil PE ASTM-D 93.....	73
IV.2.6 Le point d'aniline du gasoil ASTM D611.....	75
IV.2.7 Indice de cétane (ASTM D976).....	77
IV.2.8 La couleur ASTM D1500.....	78
IV.3 Conclusion	80
Conclusion générale	81

Introduction générale

Introduction générale

Le pétrole brut est un mélange complexe composé principalement d'hydrocarbures, accompagnés de composés organiques contenant de l'azote, de l'oxygène, du soufre, ainsi que de traces de métaux. Pour répondre aux besoins du marché, ce brut doit être transformé en produits finis respectant des spécifications précises. Cela nécessite une séparation préalable en différentes fractions, appelées "coupes pétrolières", suivie de procédés de purification ou de conversion, notamment en vue d'applications dans la pétrochimie.

Le raffinage a ainsi pour mission de transformer les pétroles bruts, provenant de différentes régions du monde, en une variété de produits finis (essence, gasoil, kérosène, bitumes, etc.) en proportions qui s'alignent au mieux avec la demande du marché. Ces transformations s'effectuent dans des installations industrielles appelées raffineries, par le biais de procédés thermiques, catalytiques ou chimiques.

Parmi les principales coupes issues de la distillation atmosphérique du pétrole brut figurent les naphthas (utilisés dans la production d'essence), le kérosène, les gasoils (légers et lourds), ainsi que les résidus plus lourds. Le gasoil, en particulier, est une coupe d'hydrocarbures allant approximativement de C14 à C20, extraite entre 225°C et 370°C, juste après la coupe du kérosène. Il s'agit d'une huile lourde constituée de divers types d'hydrocarbures : paraffiniques, naphéniques, aromatiques et oléfiniques.

Le gazole est principalement utilisé comme carburant dans les moteurs diesel, notamment dans les secteurs du transport routier, ferroviaire et agricole. Sa qualité est déterminée par un ensemble de caractéristiques physico-chimiques telles que la densité, la viscosité, le point d'éclair, le point d'écoulement, l'indice de cétane, la couleur, la distillation selon la norme ASTM, ou encore le point d'aniline.

La raffinerie de Skikda, l'une des plus grandes installations de raffinage en Afrique, joue un rôle clé dans la production de ces coupes. Elle est équipée de deux unités de distillation atmosphérique, également appelées "topping" (unités 10 et 11), qui permettent l'extraction de différentes coupes, notamment les gasoils légers et lourds.

L'objectif principal de ce travail est de caractériser les gazoles commerciaux produits par la raffinerie de Skikda, à travers une série d'analyses physico-chimiques. Ces analyses visent à évaluer les propriétés fondamentales des échantillons de gazole, en lien avec leur qualité et leurs performances, notamment en ce qui concerne l'indice de cétane.

Introduction générale

Ce travail est structuré en quatre chapitres :

Le premier chapitre présente des généralités sur le gasoil : définition, origine, composition, propriétés et utilisations.

Le deuxième chapitre est consacré au principe du procédé de désulfuration.

Le troisième chapitre décrit la raffinerie de Skikda (RA1K) ainsi que les modes opératoires utilisés pour la caractérisation des échantillons de gasoil.

Le quatrième chapitre expose les résultats des analyses physico-chimiques des échantillons de gasoil, accompagnés d'une discussion.

Chapitre I

Généralités sur le gasoil

I.1 Introduction

Avec l'évolution du moteur diesel, ce dernier est devenu l'une des machines thermiques les plus utilisées, car il consomme moins de carburant, présente un meilleur rendement que les moteurs à carburateur, et pollue moins l'environnement. Le moteur diesel équipe aujourd'hui la quasi-totalité des engins industriels, des camions routiers, des véhicules utilitaires, ainsi qu'une part importante du parc automobile particulier. Le gasoil est, dès lors, devenu le carburant numéro un de l'industrie.

L'Algérie a enregistré une forte croissance de sa consommation en gasoil. En raison du développement rapide du parc automobile et de l'augmentation du nombre de moteurs diesel, la consommation de gasoil atteint actuellement des niveaux qui dépassent les capacités de production nationale. Cela posera, sans aucun doute, un problème majeur pour l'offre, compte tenu des volumes à mobiliser et de la structure de la demande, qui sera difficile à satisfaire [1].

I.2 Définition de gasoil

Le gasoil est un produit jaune clair, légèrement visqueux, dont la distillation s'effectue généralement entre 190 °C et 300 °C. Utilisé principalement comme combustible dans les moteurs diesel rapides, il est soumis à des contraintes de fabrication qui lui sont spécifiques. Sa densité ne doit pas trop s'écarter d'une valeur moyenne fixée à 0,850. Parmi les critères de qualité figurent également le point final d'ébullition, la viscosité cinématique et la limitation de la teneur en soufre. Enfin, un critère essentiel de qualité du gasoil est son indice de cétane : les spécifications exigent un indice supérieur à 50 [1].

I.3 procédés de fabrication

I.3.1 Distillation atmosphérique

La distillation sous pression atmosphérique permet d'obtenir des fractions d'hydrocarbures qui devront ensuite subir des traitements complémentaires pour produire, notamment, de l'essence, du gasoil, du kérosène, ainsi que des fiouls légers et lourds. Cette opération s'effectue dans une colonne de distillation cylindrique, munie d'un certain nombre de plateaux perforés équipés de clapets (entre 30 et 50)

Le pétrole brut, préalablement chauffé dans un four jusqu'à évaporation, est injecté à mi-hauteur de la colonne. Celle-ci comporte différentes sorties (ou points de soutirage) permettant d'extraire les divers produits au cours du processus de distillation [2–6].

La distillation s'effectue selon le principe suivant : les composés gazeux montent, tandis que les composés liquides condensés descendent au fond de la colonne. Le prélèvement et la réinjection appropriés des composants gazeux et liquides donnent lieu, dans la colonne de distillation, à un contre-courant continu entre le flux ascendant des composés plus volatils (ayant des points d'ébullition plus faibles) et le flux descendant des composés moins volatils (à points d'ébullition plus élevés).

Au fond de la colonne, la fraction liquide du pétrole brut est, en outre, débarrassée de ses constituants les moins volatils par injection de vapeur d'eau.

Grâce à des soutirages latéraux, placés à des hauteurs précises tout au long de la colonne, on recueille, en tête de colonne, la fraction la plus légère, contenant des gaz liquéfiés et du naphta. Un peu plus bas, on obtient successivement du kérosène, du gazole léger, des gazoles moyen et lourd, puis enfin le résidu atmosphérique.

Les fractions soutirées latéralement subissent en outre un fractionnement complémentaire, appelé « stripping », dans des colonnes annexes appelées « strippers », afin d'éliminer les fractions légères dissoutes. Ce processus s'effectue par injection de vapeur d'eau en contre-courant.

Le résidu peut être utilisé directement pour la fabrication de fiouls lourds commerciaux, ou subir une nouvelle distillation, appelée distillation sous vide [3,4].

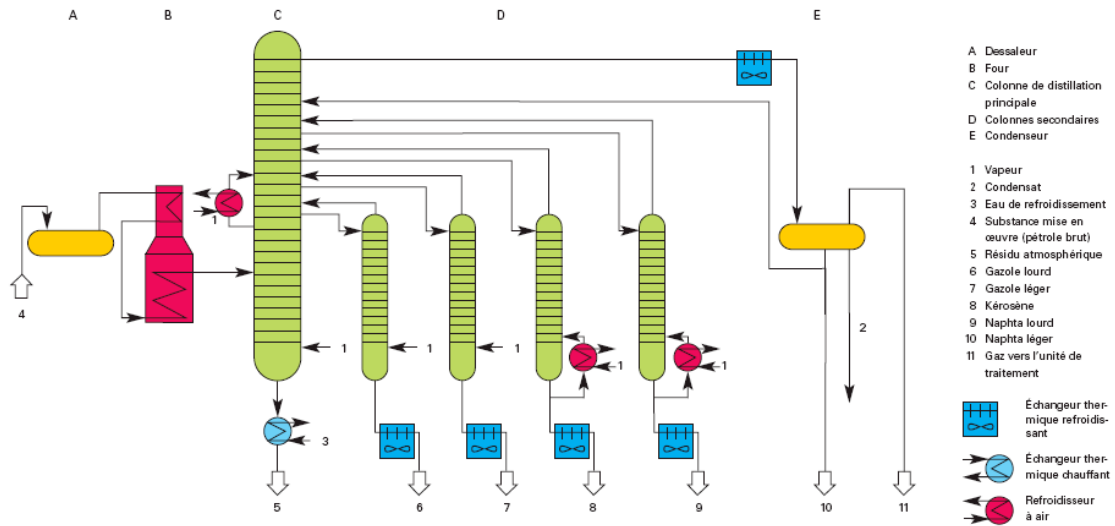


Figure. I.1: Procédé de Distillation atmosphérique [3,4,5].

I.3.2 Distillation sous vide

Le résidu atmosphérique est envoyé comme charge à l'entrée de la colonne de distillation sous vide. En effet, tous les composants hydrocarbonés qui ne peuvent être extraits dans la colonne atmosphérique sans subir un phénomène de craquage thermique, en raison de leur point d'ébullition trop élevé à pression atmosphérique, sont distillés sous vide relatif.

La colonne sous vide est généralement composée de 8 à 20 plateaux, de garnissage, ou d'une alternance des deux. Elle fonctionne sous une pression d'environ 40 mm de mercure (Hg) [5,6,9].

La vaporisation de la charge est facilitée par l'injection de vapeur d'eau, et le vide est créé à l'aide d'une série d'éjecteurs à vapeur.

Ainsi, on peut soutirer à la sortie de la colonne sous vide les produits suivants :

- Gazole sous vide
- Distillat léger sous vide
- Distillat lourd sous vide
- Résidu sous vide

Les deux premières fractions peuvent être utilisées comme compléments dans les différents mélanges de produits finis, mais aussi comme charges pour une unité de craquage catalytique. Le résidu sous vide sert de charge au viscoréducteur [3,4,5].

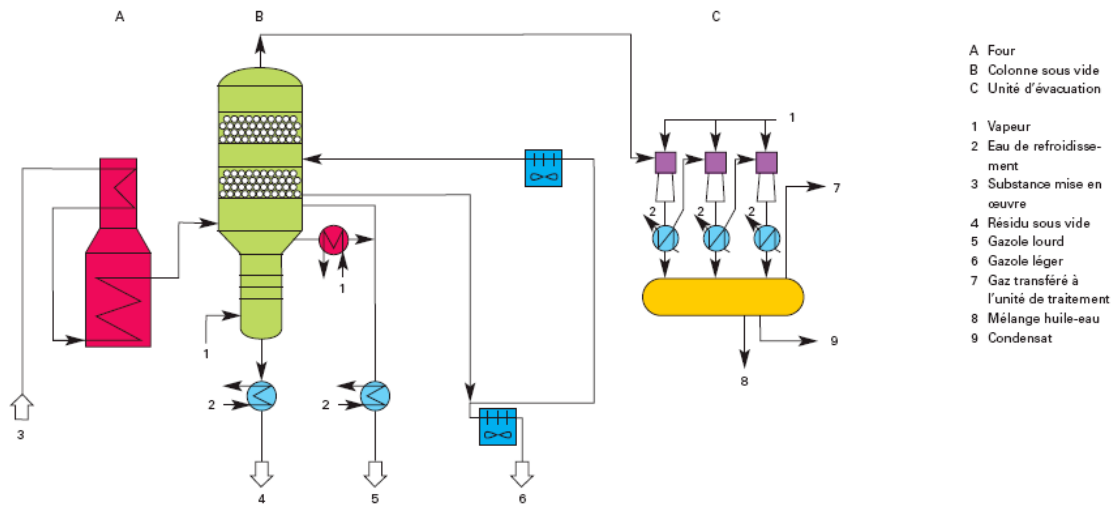


Figure I. 2 : Procédé de Distillation sous vide [3,7,8].

I.3.3 Viscoréduction

Le procédé de viscoréduction (visbreaking)

Le visbreaking est un procédé de craquage thermique destiné à convertir partiellement les fractions lourdes du pétrole en produits plus légers, tout en réduisant la viscosité du résidu. Ce procédé est principalement appliqué aux résidus atmosphériques ou sous vide et s'effectue généralement à une sévérité modérée, afin d'éviter une conversion excessive qui entraînerait la formation de cokéfaction indésirable.

Les procédés de visbreaking opèrent en phase liquide, à des températures comprises entre 450 °C et 500 °C, sous une pression généralement située entre 5 et 20 bars [4,5,7].

Le procédés de visbreaking a pour objectif de :

- Réduire la viscosité des fiouls lourds afin de faciliter leur transport et leur utilisation.
- Récupérer une certaine quantité de produits légers tels que l'essence et le gasoil.

Les charges qui alimentent cette unité de raffinage viennent des distillations atmosphérique et sous vide et du craquage catalytique ce sont :

- Le résidu atmosphérique
- Le résidu sous vide
- Le gazole lourd issu du craquage catalytique fluide (FCC)

Le visbreaking génère une gamme de produits, chacun étant dirigé vers une unité de traitement spécifique :

- le fuel gaz (est envoyé au réseau fuel gaz)
- la coupe C3/C4 (est dirigée vers le gas plant)
- l'essence de visbreaking (est dirigée vers l'hydrotraitement)
- le distillat léger de visbreaking : gasoil (est envoyé à l'hydrodésulfuration)
- le distillat lourd de visbreaking : fioul (est envoyé comme charge vers l'hydrocraqueur)
- le résidu de visbreaking (est envoyé au pool de fioul ou de bitume)

Actuellement le procédé de viscoreduction est remplacé par le craquage catalytique et l'hydrocraquage [6,7].

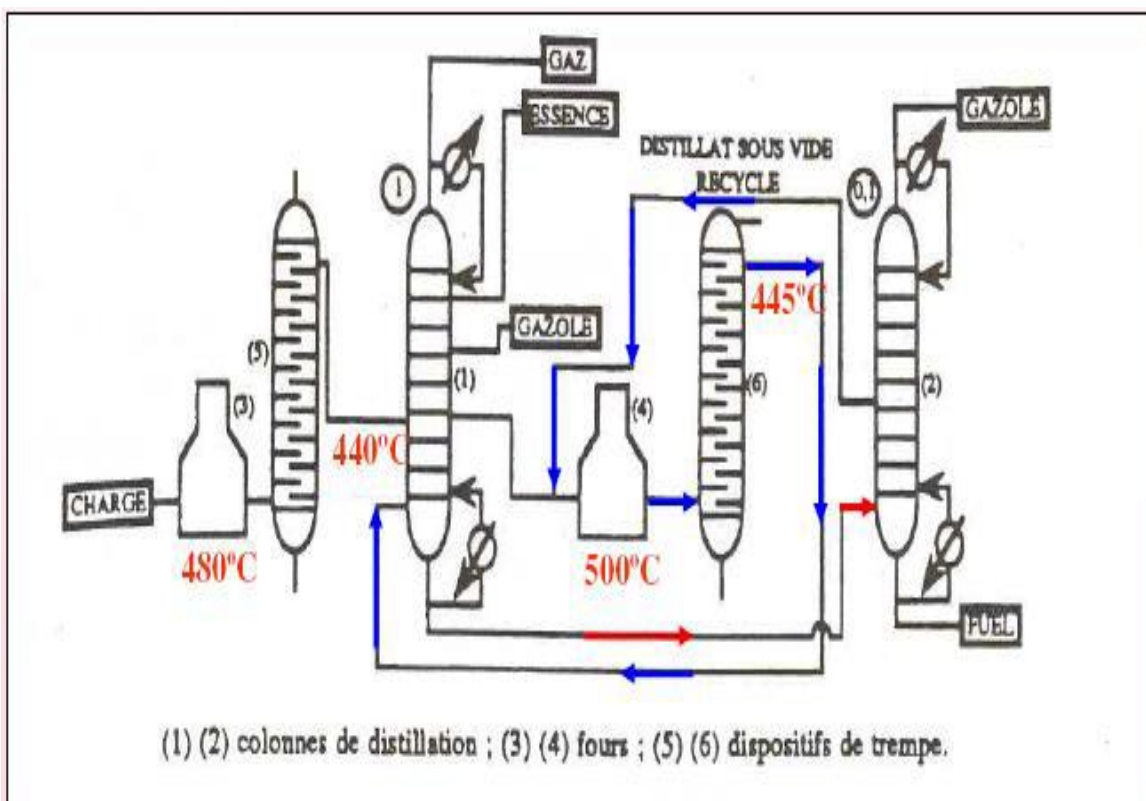


Figure. I.3 : Procédé de Viscoreduction [4,5,7].

I.3.4 Cokéfaction

Le processus de cokéfaction est un procédé thermique de conversion qui transforme complètement les fractions lourdes du pétrole. Ce procédé est mis en œuvre pour valoriser les résidus lourds. Il existe deux types de cokéfaction [3,5,6,7]

1.3.4.1 La cokéfaction retardée

La cokéfaction retardée est la technologie la plus couramment utilisée dans l'industrie du raffinage. C'est un procédé très flexible, capable de s'adapter à une grande variété de charges et de produire différentes qualités de coke, en fonction des besoins du marché.

a) Types de charges

Les unités de cokéfaction retardée sont généralement alimentées par des résidus lourds tels que :

- Résidus sous vide
- Résidus issus du craquage catalytique
- Résidus de viscoréduction (ou goudron de craquage thermique)
- Asphalte ou extraits d'huiles lubrifiantes

b). Facteurs influençant les rendements et la qualité des produits

Les rendements et la qualité des produits dépendent de plusieurs caractéristiques, notamment :

- La teneur en carbone résiduel
- La teneur en soufre
- La teneur en métaux
- Le point de coupe TBP (*True Boiling Point*)

c). Produits de cokéfaction

- Coke
- Gaz de craquage
- Essence riche en oléfines

- Gasoil
- Fraction lourde [3,5,6,7]

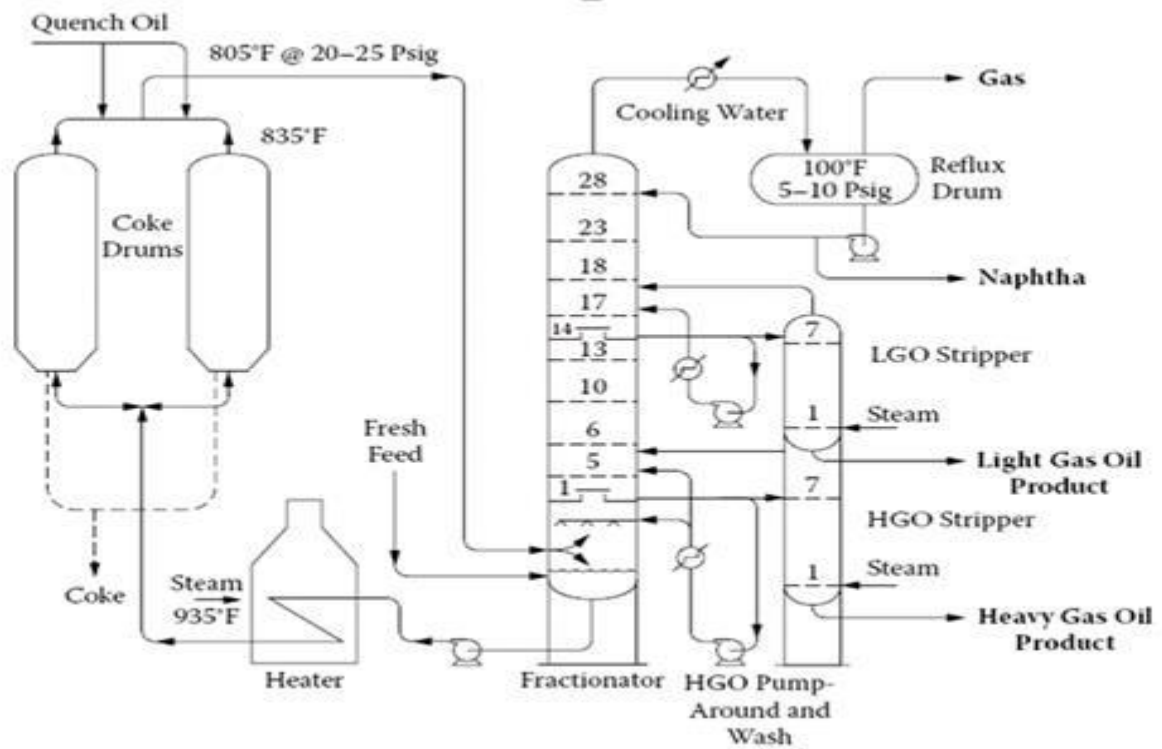


Figure I.4 : Procédé de cokéfaction [3,5,6,8].

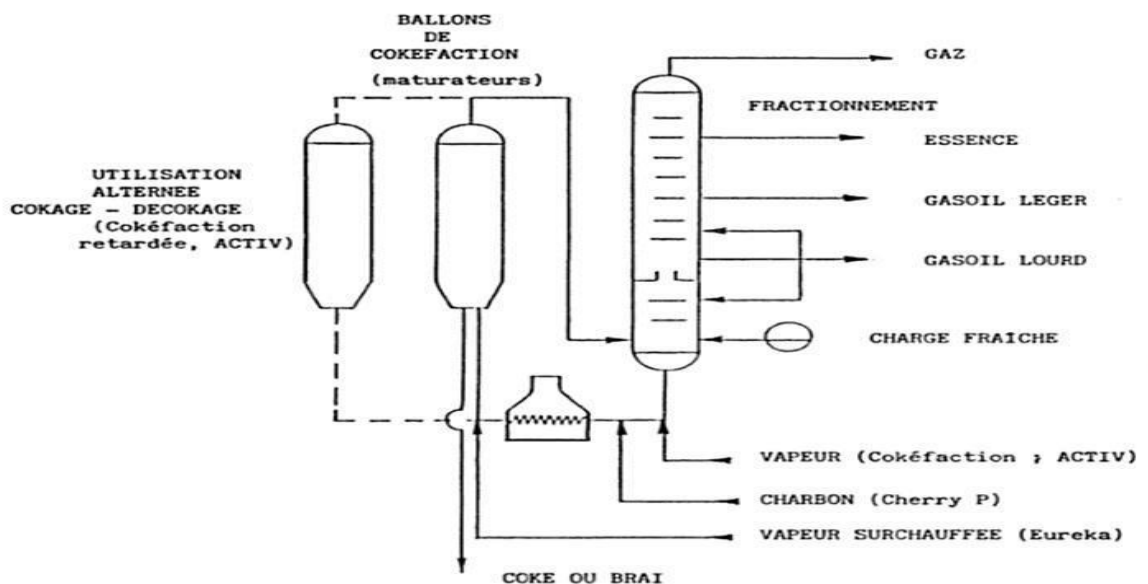


Figure. I.5 : Procédé de la famille de la cokéfaction retardée [3,5,6,7].

I.3.4.2 La cokéfaction fluide (ou fluid coking)

Fonctionnant en lit fluidisé, la cokéfaction retardée peut, si on le souhaite, produire du coke dit “ vert”, très pur, utilisé pour la fabrication d'électrodes. Les procédés de cokéfaction fournissent des quantités importantes de gaz et de fractions légères ou moyennes. Tous les effluents sont instables en raison de la présence de constituants oléfiniques, dioléfiniques, de composés soufrés et azotés. Ils doivent donc subir des traitements à l'hydrogène avant d'être intégrés aux pools essence ou gazole [3,5,6,7].

I.3.5 Craquage catalytique en lit fluidisé (FCC - Fluid Catalytic Cracking)

Le craquage catalytique en lit fluidisé est un procédé de raffinage qui permet, en présence d'un catalyseur, de convertir les coupes lourdes à longues chaînes d'hydrocarbures en coupes plus légères, principalement destinées à la production de carburants. Ce processus se déroule à des températures élevées, comprises entre 450 et 550 °C, et sous pression atmosphérique. Il génère principalement des essences ainsi que des oléfines, telles que le propylène et le butylène.

Les premiers catalyseurs utilisés étaient des aluminosilicates, dont le caractère acide favorisait la rupture des liaisons entre les atomes de carbone. Ces catalyseurs ont été améliorés par l'incorporation de tamis moléculaires, permettant ainsi de conduire les opérations de craquage à des températures moins élevées, tout en maintenant une pression normale [3,5,7,10].

Le craquage catalytique en lit fluidisé repose sur l'utilisation d'un lit de catalyseur fluide. Le catalyseur, d'une taille d'environ 50 micromètres, est en suspension dans la charge, laquelle, après préchauffage, est injectée dans le réacteur sous forme gazeuse. Dans ce procédé, le catalyseur s'écoule de manière continue vers le régénérateur, où de l'air de combustion est insufflé, avant de retourner au réacteur. C'est pour cette raison que ce procédé est appelé **Fluid Catalytic Cracking (FCC)**.

Les charges d'alimentant du procédé de craquage catalytique proviennent essentiellement de la distillation sous vide, à savoir les distillats léger et lourd. Après leur passage dans les réacteurs, l'ensemble des produits résultants est dirigé vers une colonne de fractionnement. À la sortie de cette colonne, les produits suivants peuvent être recueillis :

- **Le fuel gaz**, qui est dirigé vers le réseau de gaz fuel
- **La coupe C3/C4**, qui sera traitée au *gas plant* ; cette coupe contient une forte proportion d'oléfines, telles que les butènes
- **L'essence totale de FCC**, qui, après désulfuration, sera utilisée dans la fabrication des carburants
- **Le gazole léger de FCC**, qui sera utilisé pour fabriquer du gazole moteur ou du gazole de chauffage
- **Le gazole lourd de FCC**, qui sera utilisé dans la fabrication de fioul.

À partir des gaz de craquage, qui contiennent une grande quantité d'oléfines, on peut, par **alkylation (polymérisation)**, réaliser la synthèse d'essences à haut indice d'octane [3,5,7,10].

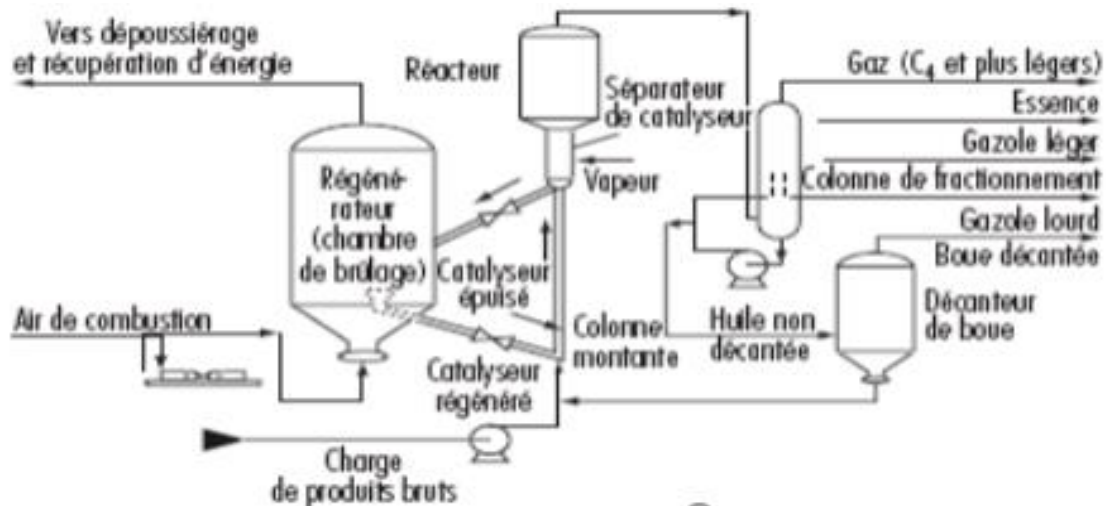


Figure. I.6 : Unité de craquage catalytique [3,5,7].

I.3.6 Hydrocraquage (hydrocracking)

L'hydrocraquage est un procédé qui permet de convertir des distillats lourds de pétrole en coupes légères à haute valeur économique. Ce procédé s'effectue sous une température élevée, généralement entre 250 et 450 °C, et une pression d'hydrogène élevée (entre 50 et 150 bars), en présence d'un catalyseur en lit fixe. À ces températures, les molécules longues subissent un craquage, ce qui permet la formation de molécules oléfiniques.

Cependant, en présence d'hydrogène à haute pression, il se produit une hydrogénation partielle des oléfines et les aromatiques formés. Des intermédiaires lourds peuvent également être responsables de la formation de coke. Il est à noter que ce procédé consomme une quantité importante d'hydrogène, de l'ordre de 200 à 700 m³ d'H₂ par m³ de charge [3,5,8,10]. Les charges utilisées dans ce procédé comprennent des distillats légers et lourds sous vide, ainsi que du distillat lourd provenant du viscoréducteur. Les produits issus de l'unité, après fractionnement, sont les suivants :

- **Le fuel gaz**, dirigé vers le réseau de gaz combustible
- **La coupe C3/C4**, contenant une quantité importante d'oléfines (butadiène et butènes)
- **Le naphta léger**, utilisé pour les mélanges de carburants
- **Le naphta lourd**, qui sert de charge pour le reformeur
- **Le kérosène**, destiné au pool kérosène
- **Le gazole**, destiné au pool gazole
- **Le résidu**, destiné au pool fioul [3,5,8,10].

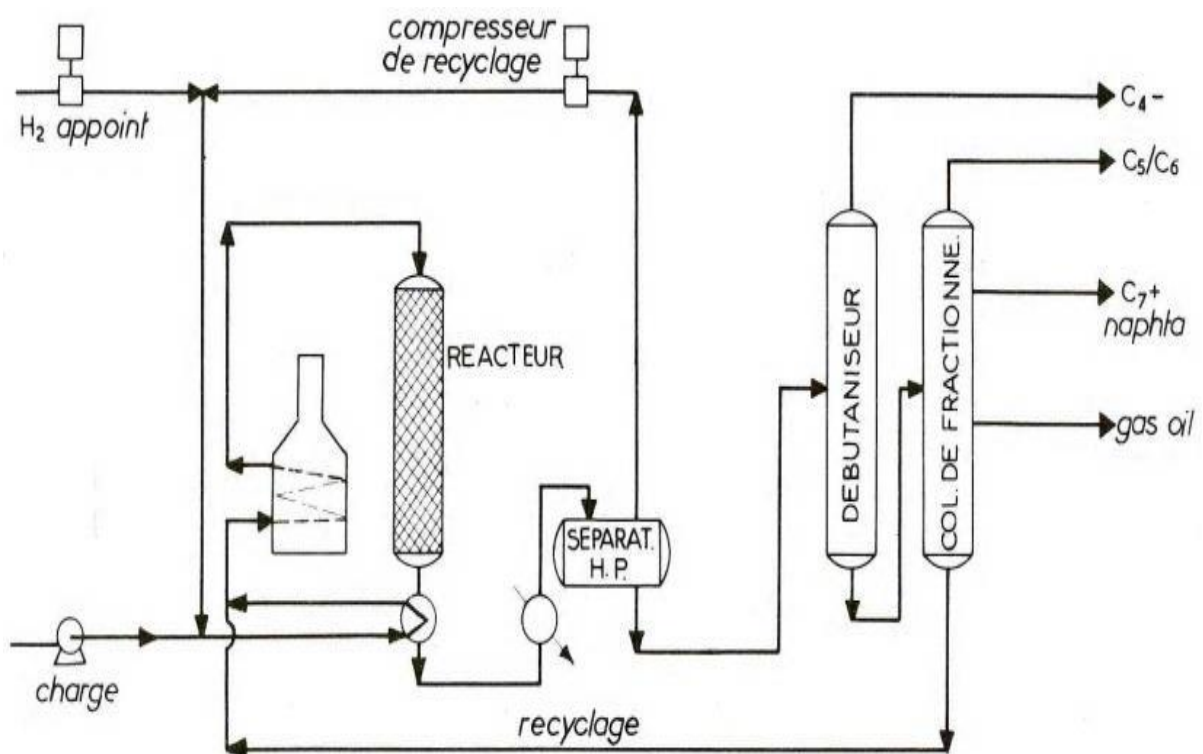


Figure.I.7 : Type d'une unité d'hydrocraquage en une étape [3,5,7].

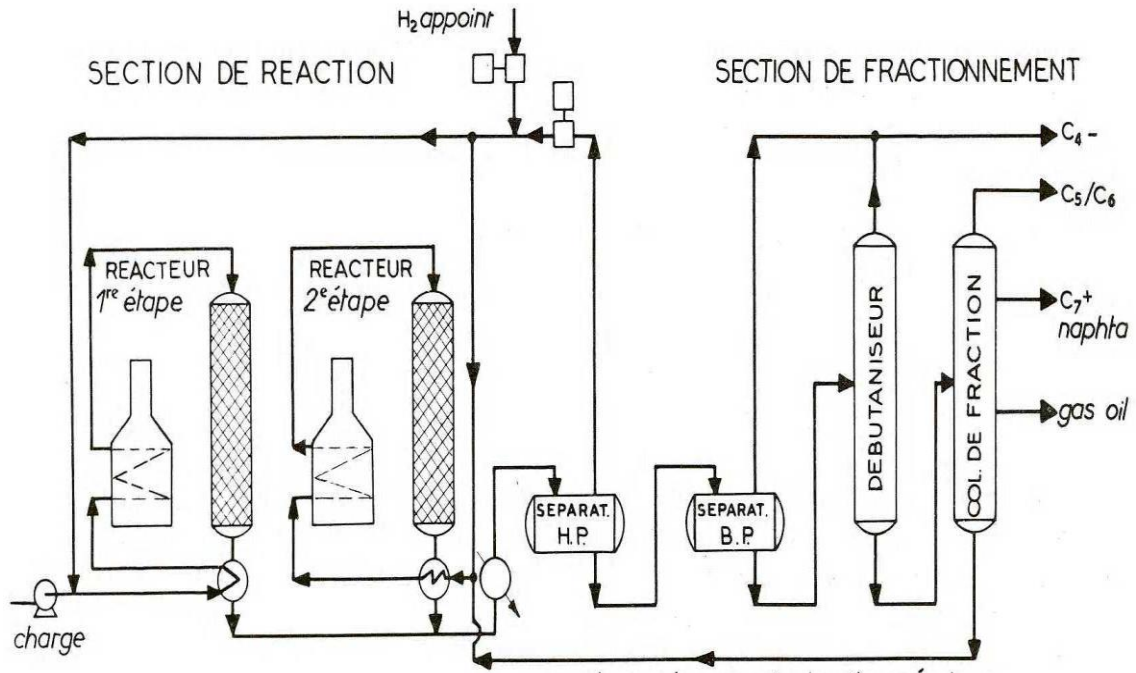


Figure.I.8 : Unité d'hydrocraquage en deux étapes avec circuit de recyclage commun

[3,5,7].

I.3.7 L'oligomérisation des oléfines légères comme source de carburants Diesel

L'oligomérisation est un procédé chimique intéressant dans le domaine de la production de carburants alternatifs. Ce processus permet de convertir des molécules d'oléfines légères, comme l'éthylène, le propylène ou le butylène, en hydrocarbures plus lourds qui peuvent être utilisés dans des applications telles que le carburant Diesel.

L'oligomérisation des oléfines légères se fait en présence de catalyseurs acides ou de catalyseurs à base de silice-alumine. Ces catalyseurs permettent de favoriser la formation de liaisons entre les molécules d'oléfines et d'initier des réactions qui génèrent des oligomères plus lourds. Les catalyseurs de type silice-alumine amorphe sont les plus couramment utilisés, mais les recherches récentes ont montré que l'incorporation de tamis moléculaires ou de complexes métalliques permettrait d'améliorer la sélectivité du produit et de contrôler la distribution des tailles des oligomères [2,11].

I.4 Spécification du gas-oil

Le gas-oil est généralement composé de distillats moyens de pétrole, bouillant entre 180°C et 350°C, ainsi que de gas-oils légers provenant de processus tels que le craquage catalytique ou thermique, la cokéfaction ou l'hydrocraquage. Il est principalement utilisé dans les moteurs à allumage par compression. Le gas-oil peut appartenir à l'un des trois groupes suivants :

- Combustibles pour diesels rapides
- Combustibles pour diesels utilisés dans les automobiles, les tracteurs, les locomotives et les navires
- Combustibles pour diesels à régime moyen

Les caractéristiques suivantes sont requises pour un gas-oil de qualité, classées par ordre d'importance :

- **Propreté** : cela inclut le carbone Conradson, les sédiments, l'eau et le soufre.
- **Combustion** : un indice de cétane élevé est essentiel pour une combustion optimale.
- **Fluidité** : la viscosité et le point de congélation doivent être adaptés pour garantir une bonne fluidité, notamment à basses températures.
- **Volatilité** : la distillation et le point d'éclair doivent répondre aux spécifications pour garantir un bon fonctionnement.

Les moteurs diesel sont une variante des moteurs à explosion. Dans la chambre de combustion, le combustible s'enflamme spontanément dès qu'il est injecté dans l'air comprimé par un piston, lequel atteint une température élevée. Les moteurs diesel sont les machines thermiques les plus économiques : ils consomment moins de carburant et offrent un meilleur rendement que les moteurs à carburateur. Ces moteurs équipent notamment des tracteurs, des locomotives, des navires, des camions lourds, des groupes électrogènes mobiles, etc [1].

I.4.1 Densité

La densité des Gas-oils commerciaux se situe entre 0,825 et 0,850.

I.4.2 coupe du Distillation

Les spécifications ne concernent que les fractions lourdes du gas-oil : moins de 65 % sont distillées à 250°C et plus de 85 % à 350°C. Faisant suite au kérosène, le gas-oil a un point initial qui se situe aux alentours de 220°C, et contient donc approximativement des hydrocarbures compris entre C14 et C20. Le point à 50 % de la courbe de distillation A.S.T.M. est représentatif des propriétés moyennes telles que la viscosité, la volatilité et le point de congélation.

Le point à 85 %, inférieur à 350°C, limite la teneur en produits lourds et s'obtient facilement dans l'unité de distillation. Le dépassement de cette norme indique une mauvaise sélectivité dans la séparation entre le gas-oil et le résidu, ce qui entraîne généralement une couleur non conforme. Enfin, le point d'éclair doit être compris entre 55°C et 120°C [15].

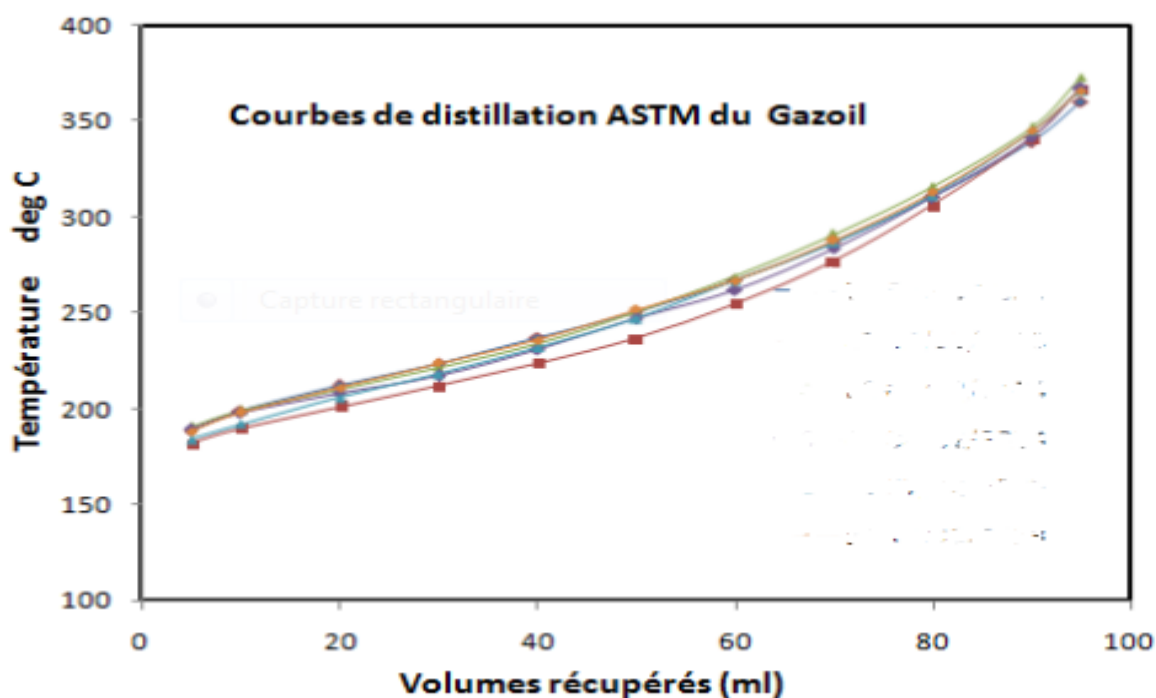


Figure I.9: Courbes de distillation ASTM de la fraction gasoil [17].

I.4.3 Viscosité

Inférieure à 9 cSt à 20°C, la viscosité conditionne l'écoulement du fuel et la qualité de la pulvérisation, qui influence directement la qualité de la combustion. En règle générale, la viscosité doit être inférieure à 2 cSt et ne doit en aucun cas dépasser 40 cSt en amont des injecteurs, afin de garantir une atomisation optimale [2,3,4].

I.4.4 Inflammabilité (<500°C)

Pour que le gas-oil s'enflamme sans intervention d'une source d'allumage extérieure, sa température d'auto-inflammation doit être inférieure à la température de l'air comprimé dans les cylindres (500-550°C). Les arènes à courtes chaînes latérales ont la température d'auto-inflammation la plus élevée ($\approx 600^\circ\text{C}$), tandis que celle des alcanes est la plus basse. Il est donc évident que l'aptitude à l'inflammation est meilleure pour un gas-oil riche en alcanes et pauvre en arènes. Ces combustibles possèdent un délai d'inflammation plus court et une température d'auto-inflammation plus faible. L'aptitude à l'inflammation des huiles diesel est généralement caractérisée en les comparant à des combustibles de référence ou en analysant leur composition chimique. Le plus souvent, on recourt à l'indice de cétane [2,3,4].

I.4.5 Indice de cétane

On appelle indice de cétane le pourcentage volumique de cétane (hexadécane ou $\text{C}_{16}\text{H}_{34}$) dans un mélange avec l'alphaméthylnaphtalène, dont l'aptitude à l'auto-inflammation est équivalente à celle du combustible testé dans les conditions définies par la norme. L'indice de cétane de l'hexadécane est fixé à 100, tandis que celui de l'alphaméthylnaphtalène est égal à 0. Une huile diesel a un indice de cétane égal à x si, dans un moteur standard, son délai d'allumage est équivalent à celui d'un mélange composé de x parties en volume de cétane et de $(100-x)$ parties d'alphaméthylnaphtalène.

Les spécifications imposent un indice de cétane supérieur à 50. Pour les moteurs de faible cylindrée, des valeurs élevées de l'indice de cétane favorisent les démarrages à froid, car elles réduisent la température d'auto-inflammation du gas-oil. Elles rendent également le fonctionnement du moteur diesel plus souple et moins bruyant, ce qui peut être optimisé par l'adoption d'une préchambre de combustion. Cependant, il ne faut pas que l'indice de cétane soit trop élevé, car une réduction excessive du délai d'allumage peut entraîner la cokéfaction au niveau de l'injecteur [3,4,5].

Il existe plusieurs corrélations non linéaire pour le calcul de l'indice de cétane, la formule utilisée pour calculer l'indice de cétane développée selon la norme (ASTM D976) est [6] :

$$CCI = 454.74 - 1641.416\rho + 774.74\rho^2 - 0.554(T_{50}) + 97.803(\log T_{50})^2$$

(I.1)

Avec

CCI : indice de cétane calculé.

ρ : masse volumique à 15 °C en kg/l selon ASTM D1296.

T_{50} : Température en °C correspondant à 50 % de volume distillé selon la méthode ASTM D86.

I.4.6 Point d'écoulement et test de friabilité

Le point d'écoulement du gas-oil est fixé à -12°C en hiver et à -7°C en été. Cette valeur détermine les conditions de réchauffage à envisager par temps froid et peut être abaissée par l'ajout d'additifs appropriés [3,4,5].

I.4.7 Teneur en cendres

Ce sont les sels et oxydes minéraux qui demeurent à l'état solide après combustion complète du gas-oil ; 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 gas-oil pour éviter les dépôts solides sur les parties froides, en outre, la teneur en sédiments doit être nulle [3,4,5].

I.4.8 Teneur en eau

En soi, l'eau n'est pas gênante, mais elle contient généralement des sels, soit dissoutes soit en suspension, susceptibles de former des cendres, notamment des chlorures de sodium et de magnésium. La teneur en eau est donc limitée à des traces non mesurables. D'ailleurs, la purification des combustibles lourds peut être réalisée par agitation avec de l'eau, qui dissout les matières organiques solubles, puis par centrifugation, permettant d'éliminer l'eau chargée ainsi que les matières en suspension [3,4,5].

I.4.9 Teneur en soufre

La teneur en soufre est généralement comprise entre 0,45 et 0,55 % en poids. Quelle que soit la nature des composés sulfurés, ces derniers provoquent une corrosion des chemises à froid, par l'acide sulfurique dilué qui se dépose. Ils agissent également sur la formation et la dureté des dépôts, formant de véritables vernis qui gommement les segments [4,5,7].

I.4.10 Point d'aniline

Le point d'aniline est défini comme étant la température à laquelle un mélange en volumes égaux d'aniline et du carburant à analyser devient homogène, la rupture de la miscibilité se manifeste par l'apparition d'un trouble net. Le point d'aniline est une indication sur la nature chimique d'un carburant et plus particulièrement de sa teneur en composés aromatiques. L'essai du point d'aniline est surtout utilisé pour le gasoil est fait l'objet de plusieurs normes d'essai comme ASTM D-56, ASTM-D93, etc, dans ce travail l'essai de sa détermination est régi par la norme ASTM D611 [10].

I.5 Production du gasoil

L'Algérie produit du gasoil en quantité suffisante pour répondre à sa demande nationale. En 2022, la production de diesel en Algérie a atteint 9 millions de tonnes par an, avec des projections visant à augmenter cette production à 12,5 millions de tonnes d'ici 2030. Actuellement, la production devrait atteindre près de 4 millions de tonnes supplémentaires. Ces chiffres indiquent que l'Algérie dispose des capacités opérationnelles nécessaires pour répondre efficacement à la demande nationale de diesel, démontrant ainsi sa capacité à produire du gasoil en quantité suffisante pour ses besoins internes [1].

Les spécification du Gas-oil selon les normes algériennes sont données dan le tableau (I.1).

Tableau I.1 : Spécifications du gasoil [13]

Spécifications Produit		Gas-oil	
Densité		-	0.810 à 0.860
Couleur		-	2.5 max
Point d'éclair		°C	55 min
Point de congélation	En hiver du 01/04 au 30/03	°C	-12
	En été du 01/04 au 30/10	°C	-7
Distillation ASTM		°C	250 min
		°C	30 max
		°C	390 max
Viscosité à 20 °C		Cst	2 – 9
Teneur en soufre		% poids	0.25 max
Teneur en cendres		% poids	TND
Teneur en eau		% poids	TND
Indice de cétane		-	48 min
Charbon Conradson		% poids	0.3 Max

I.6 Caractéristiques des différentes bases de raffinage utilisées pour la formulation du gasoil

Le tableau I.2 montre quelques caractéristiques physico-chimiques des principaux effluents de raffinerie susceptibles d'intervenir dans les constituants du pool gazole. On y a également indiqué le rendement massique correspondant à chaque base, c'est-à-dire la quantité de produit obtenue par rapport à la charge [13].

Les propriétés des gazoles de distillation directe (straight run) dépendent à la fois de la nature du pétrole brut et de l'intervalle de distillation choisi. Ainsi, les bruts paraffiniques fournissent des coupes avec un indice de cétane satisfaisant, mais de caractéristiques à froid médiocres. L'inverse est observé avec des bruts naphténiques ou aromatiques. La

demande croissante en gazole pourrait inciter le raffineur à augmenter le point final de distillation, mais cela entraînerait une détérioration du point de trouble. En effet, on admet généralement qu'un gain de rendement de 0,5 % en masse sur le brut peut entraîner une élévation du point de trouble de 1°C. Le compromis entre quantité et qualité apparaît donc ici particulièrement difficile à établir [11,13].

La coupe gazole provenant du craquage catalytique, appelée Light Cycle Oil (LCO), se caractérise par un indice de cétane très faible (de l'ordre de 20), de fortes teneurs en aromatiques, en soufre et en azote, ce qui limite très fortement son introduction dans le pool gazole (5 à 10 % maximum).

L'hydrotraitement du LCO permet d'élever son indice de cétane jusqu'à un niveau proche de 40 (voir tableau ci-dessous), mais cette technique est très consommatrice d'hydrogène, pour un résultat somme toute médiocre, les aromatiques étant transformés en naphènes encore difficilement auto-inflammables. C'est pourquoi le LCO est dirigé préférentiellement vers le pool fuel domestique (FOD).

Les gazoles issus de viscoréduction et de cokéfaction présentent de meilleurs indices de cétane que le LCO, mais ils sont très instables et doivent subir un traitement à l'hydrogène avant leur utilisation. L'hydrocraquage fournit une coupe gazole de très bonne qualité, tant en termes d'indice de cétane, de comportement à froid, de stabilité que de teneur en soufre. Cependant, ce type de base n'est disponible qu'en quantités limitées, car le procédé reste encore peu développé en raison essentiellement de son coût élevé.

Enfin, d'autres procédés récents peuvent fournir des bases utilisables pour le pool gazole. L'oligomérisation des oléfines légères, suivie d'une hydrogénation, donne des produits d'indice de cétane compris entre 40 et 50, sans soufre ni aromatiques [13,14,15].

Tableau I.2. Exemple de bases utilisées pour la formulation du gasoil [13].

CHARGE	BRUT PARAFFINIQUE			BRUT NAPHTÉNIQUE		DISTILLATS SOUS VIDE		RÉSIDUS SOUS VIDE		RÉSIDU ATMOSPHÉRIQUE DÉSASPHALTÉ
	Distillation atmosphérique			Distillation atmosphérique		FCC	Hydrocraquage	Visco-réduction	Coké-faction	Hydrocraquage
Rendement (% masse)	30,3	32,8	36,7	29,2	47,2	10-15	30-40	5-15	35	20
Masse volumique à 15 °C (kg/l)	0,835	0,825	0,843	0,827	0,856	0,930	0,814	0,845	0,900	0,807
Distillation (°C)										
PI	170	180	170	180	170	170	220	170	170	260
PF	370	375	400	350	370	370	370	370	370	380
Point trouble* (°C)	- 5	- 2	+ 1	- 10	- 20	- 5	- 17	- 4	- 8	- 13
Point d'écoulement (°C)	- 12	- 9	- 6	- 18	- 33	- 14	- 20	- 18	- 20	- 18
Indice de cétane	50	51	54	54	43	24	64	40	28	70
Teneur en soufre (% masse)	0,12	0,04	0,83	0,80	0,09	2,8	0,001	2,33	2,10	0,0005

I.7 Consommation de gasoil

Avec la croissance importante du secteur de l'énergie, le volume de carburant consommé en Algérie a légèrement augmenté, atteignant 17,7 millions de tonnes en 2022, soit une hausse de 3 % par rapport à 2021. Cette augmentation s'explique en partie par la croissance économique du pays et la demande croissante dans divers secteurs tels que l'industrie, les transports et l'agriculture. Le gasoil reste un carburant essentiel en Algérie, représentant une part importante de la consommation nationale de carburant, et sa demande devrait continuer à augmenter en raison de la croissance économique.

L'activité économique devrait continuer d'impacter la consommation de carburant en Algérie. Cette consommation devrait croître au rythme de 3 millions de tonnes par an, pour atteindre, à l'horizon 2050, 41 millions de tonnes [1].

I.8 Pollution par les gasoils

La pollution due aux gaz d'échappement des moteurs thermiques dans divers équipements industriels peut varier en fonction du site et du trafic. Ces moteurs sont largement utilisés pour leur efficacité dans l'industrie et les travaux publics, malgré leur impact environnemental. Les gaz d'échappement contiennent des substances nocives telles que le monoxyde de carbone, les oxydes d'azote, les particules fines et des composés organiques volatils. Ces polluants affectent les personnes travaillant à proximité, notamment les conducteurs et les ouvriers exposés à l'air pollué. La

pollution par le monoxyde de carbone (CO), les oxydes d'azote (NO_x), les particules et certains composés organiques affecte les personnes exposées au trafic des engins à moteur sur les lieux de travail, qu'il s'agisse des conducteurs situés à proximité des échappements ou des travailleurs appelés à séjourner ou circuler dans l'atmosphère polluée [1].

I.8.1 Type de polluants émis par le gasoil

I.8.1.1 Polluants classiques

Les polluants les plus importants émis par un moteur Diesel sont : les hydrocarbures imbrûlés, les particules de suie, le monoxyde de carbone et les oxydes d'azote.

I.8.1.2 Polluants spécifiques

a) **Aldéhydes** : Les aldéhydes sont les plus abondants et probablement les plus gênants. Ils se forment par oxydation lente.

b) **Hydrocarbures aromatiques polynucléaires (HAP)** : Les HAP sont des composés aromatiques constitués de deux à six noyaux benzéniques condensés. Ils sont présents en faibles concentrations dans les gaz d'échappement des moteurs. Ils se forment au sein de la flamme à partir de radicaux vinyles ($\text{CH}_2=\text{CH}\cdot$), qui se transforment en $\text{CH}\equiv\text{CH} + \text{H}\cdot$.

c) **Polluants apportés par les impuretés (anhydrides sulfureux et sulfuriques)** : La totalité du soufre présent dans les carburants est transformée en SO_2 lors de la combustion. L'oxydation en SO_2 , puis éventuellement en acide sulfurique, se produit au cours des phases d'échappement, lors du passage éventuel sur un catalyseur d'oxydation, ou lors du séjour dans l'atmosphère. Le niveau de pollution sulfurique attribuable au moteur est donc directement proportionnel à la teneur en soufre du gasoil [16].

I.9 Moteurs diesel

Les moteurs diesel ont été historiquement préférés dans de nombreuses applications en raison de leur simplicité de conception, de leur puissance, de leur durabilité et de leur efficacité énergétique accrue. Les moteurs diesel se répartissent en trois catégories :

- Moteurs à basse vitesse

- Moteurs à moyenne vitesse
- Moteurs à grande vitesse

I.9.1.1 Moteurs à basse vitesse

Les moteurs à basse vitesse fonctionnent à moins de 300 tours par minute (rpm) et sont utilisés pour des applications nécessitant des charges lourdes soutenues à une vitesse constante du moteur. Des exemples incluent les moteurs principaux de propulsion dans les navires et ceux utilisés dans la production d'énergie électrique.

I.9.1.2 Moteurs à moyenne vitesse

Ces moteurs fonctionnent à une vitesse comprise entre 300 et 1000 tr/min et sont utilisés pour des applications avec des charges assez élevées et des vitesses relativement constantes. Les moteurs utilisés dans les centrales auxiliaires des navires et dans les petites centrales électriques sont des exemples de ce type de moteur diesel.

I.9.1.3 Moteurs à grande vitesse

Les moteurs à grande vitesse fonctionnent à des vitesses supérieures à 1 000 tr/min et sont conçus pour des variations fréquentes et larges de la charge et de la vitesse. Ce type de moteur est couramment utilisé pour le transport routier et les locomotives diesel [17].

I.10 Conclusion

Le gasoil est un carburant issu du raffinage du pétrole, utilisé principalement dans les moteurs diesel. Sa qualité dépend de plusieurs paramètres comme la densité, l'indice de cétane ou encore la teneur en soufre. Il joue un rôle stratégique dans de nombreux secteurs (transport, industrie, agriculture), avec une demande appelée à augmenter. Cependant, son utilisation soulève d'importants défis environnementaux en raison des polluants émis, poussant à des réglementations plus strictes et à une évolution des technologies.

Chapitre II

Désulfuration du gasoil

II.1 Introduction

Le soufre est un élément chimique qui peut être naturellement présent dans le pétrole brut ou ajouté au cours du processus de raffinage. Sa présence dans le gasoil peut avoir des conséquences environnementales et réglementaires, car les émissions de dioxyde de soufre (SO_2) issues de la combustion du diesel contribuent à la pollution de l'air et peuvent nuire à la santé humaine ainsi qu'à l'environnement.

Les normes environnementales imposent souvent des limites strictes à la teneur en soufre afin de réduire les émissions de SO_2 . Le gasoil à très faible teneur en soufre (ULSD – Ultra Low Sulfur Diesel) contient généralement moins de 15 ppm (parties par million) de soufre, tandis que le gasoil à teneur normale peut en contenir jusqu'à plusieurs milliers de ppm.

Le traitement du gasoil constitue donc une étape essentielle du processus de raffinage pour produire un carburant diesel plus propre et conforme aux normes environnementales en vigueur [18].

II.2 Impact de soufre

II.2.1 Effet sur les catalyseurs

Le soufre peut empoisonner les catalyseurs utilisés dans les systèmes de contrôle des émissions. Les catalyseurs d'hydrotraitement (HDT) et d'hydrodésulfuration (HDS), employés pour éliminer le soufre du diesel, peuvent également être affectés par la présence de soufre résiduel dans le carburant. Celui-ci peut s'adsorber sur les sites actifs des catalyseurs et les bloquer, réduisant ainsi leur efficacité et leur durée de vie [18].

II.2.2 Effet sur les moteurs

La combustion du diesel contenant du soufre produit des émissions de dioxyde de soufre (SO_2) et de particules fines, qui sont des polluants atmosphériques nocifs. Le SO_2 peut également réagir avec d'autres composés dans l'atmosphère pour former des aérosols acides, contribuant ainsi à la pollution de l'air et à l'acidification de l'environnement.

De plus, les particules de suie issues de la combustion du diesel peuvent encrasser les moteurs et les systèmes d'échappement, réduisant ainsi leur efficacité et augmentant les émissions polluantes.

II.2.3 Effet sur l'environnement

Les émissions de SO_2 issues de la combustion du diesel contenant du soufre contribuent à la formation de pluies acides, qui peuvent avoir des effets néfastes sur les sols, les cours d'eau et la végétation. Par ailleurs, les particules fines émises par les moteurs diesel, en particulier ceux des véhicules lourds, peuvent engendrer des problèmes de qualité de l'air, affecter la santé publique et contribuer aux changements climatiques [18].

Afin de réduire ces impacts, de nombreuses réglementations environnementales imposent des limites strictes à la teneur en soufre des carburants diesel, encourageant ainsi l'utilisation de carburants à faible teneur en soufre (ULSD) et le développement de technologies de contrôle des émissions plus performantes.

II.3 La Désulfuration

La désulfuration est une opération qui consiste à éliminer la majeure partie du soufre présent dans un produit, qu'il s'agisse de fumées de combustion, de gaz naturel acide ou de produits pétroliers. Cette opération s'effectue généralement à haute pression et à haute température, en présence d'hydrogène. Les atomes d'hydrogène réagissent avec les composés soufrés, remplaçant le soufre dans les molécules d'hydrocarbures.

Le soufre est naturellement présent, en quantités variables, dans tous les combustibles fossiles.

Les composés soufrés, tels que les mercaptans (H_2S , R-S-S-H , etc), présentent plusieurs inconvénients :

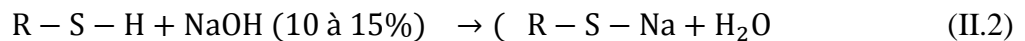
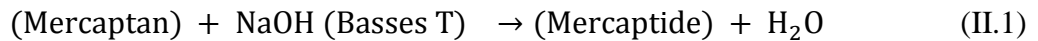
- Ils sont corrosifs
- Ils empoisonnent les catalyseurs
- Ils polluent l'environnement.

La désulfuration est principalement réalisée par un procédé appelé hydrodésulfuration, qui consiste à traiter le carburant avec de l'hydrogène chaud (environ 350 °C) sous pression (entre 50 et 100 bars). Cette réaction transforme les composés soufrés en hydrocarbures et en hydrogène sulfuré (H₂S) et un gaz corrosif [19].

Il existe plusieurs procédés de traitement :

II.3.1 Traitement a la soude (NaOH)

Le traitement s'effectue avec une solution de **NaOH**, mais il est **limité aux fractions légères** (GPL, naphtha, gasoil...).



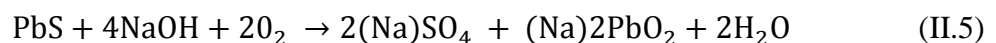
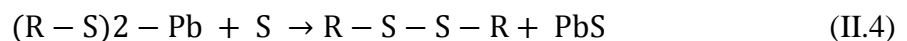
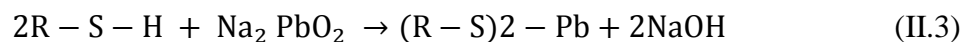
Cette réaction est limitée pour R < 4, Si R > 4 la réaction devient difficile

II.3.2 Procédés d'adoucissement

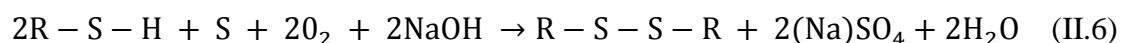
Il existe deux procédés principaux : le procédé Docteur et le procédé au chlorure de cuivre.

• Le procédé Docteur

Il s'agit d'un procédé semi-régénératif, dans lequel on ajoute de l'hydroxyde de sodium (NaOH) et du soufre (S). De l'air (O₂) est insufflé, puis le mélange est purgé pour éliminer le sulfate de sodium (Na₂SO₄) et l'eau (H₂O).

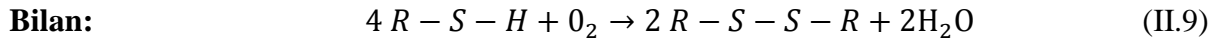
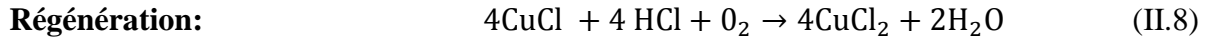
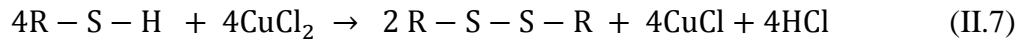


Bilan:



- **Procédés de chlorure de cuivre**

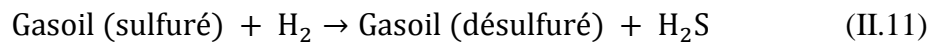
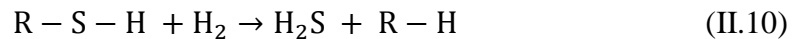
C'est un procédé régénératif qui utilise le soufflage d'air.



En résumé, pour transformer les mercaptans en disulfures inertes, on les fait passer à travers un lit fixe de chlorure de cuivre ($CuCl_2$), puis on souffle de l'air enrichi en oxygène.

II.3.3 L'hydrotraitement

L'hydrotraitement est un procédé catalytique qui utilise la désulfuration en présence d'hydrogène (H_2), à haute température et haute pression, afin d'éliminer les impuretés telles que le soufre (S), l'oxygène (O) et l'azote (N) contenues dans les coupes pétrolières, sous forme de NH_3 , H_2S et H_2O .



L'élimination du soufre s'effectue principalement par le procédé d'hydrodésulfuration (HDS). Pour le traitement des essences, les raffineurs doivent développer des techniques de désulfuration aussi sélectives que possible afin d'éliminer efficacement les composés soufrés [20].

II.3.3.1 La pression partielle d'hydrogène

L'hydrogène étant l'un des réactifs principaux, le choix de son niveau de pression est crucial pour le bon fonctionnement du procédé. La pression d'hydrogène nécessaire augmente avec la lourdeur de la charge. Pour un gasoil donné, par exemple issu d'une distillation directe, elle varie en fonction des performances requises :

- Hydrodésulfuration : 15-25 bar.

- Hydrostabilisation (hydrogénation modérée) : 25-35 bar.
- Hydrodéaromatisation (hydrogénation profonde) : 35-60 bar.

Pour augmenter l'indice de cétane et réduire la teneur en aromatiques, il est nécessaire d'utiliser des pressions partielles d'hydrogène élevées. La quantité d'hydrogène consommée chimiquement dépend des performances exigées, comme illustré dans le tableau (II.1).

La pression d'hydrogène a pour but de déplacer les réactions dans le sens favorable et de minimiser les réactions parasites, telles que la production de gaz et la formation de dépôts de coke. Cela permet d'améliorer le rendement du procédé et d'augmenter la durée de vie du catalyseur.

Tableau II.1 : Influence de la pression partielle d'hydrogène sur l'hydrotraitement d'un gasoil de distillation primaire contenant 26,7% masse d'aromatiques et 1,3% masse de soufre[20].

Pression partielle d'hydrogène (bar)	Teneur en aromatique dans l'effluent (%masse)	Consommation chimique d'hydrogène (%masse)
30	25.7	0.4
40	20.0	0.6
65	10.0	0.9
85	5.0	1.1

II.3.3.2 Pourquoi utiliser l'hydrotraitement

- Améliorer les caractéristiques des produits finis afin de répondre aux spécifications requises.
- Atteindre la qualité des produits et respecter les normes environnementales.
- Préparer les charges pour d'autres unités de transformation ou de conversion de la raffinerie.

II.3.3.3 Récupération du soufre (Procédés de Claus)

Le sulfure d'hydrogène (H₂S) issu des réactions de désulfuration est traité selon le **procédé Claus**, afin de protéger l'environnement de l'impact du H₂S d'une part, et de **récupérer le soufre (S)** d'autre part (Figure II.1) [21].

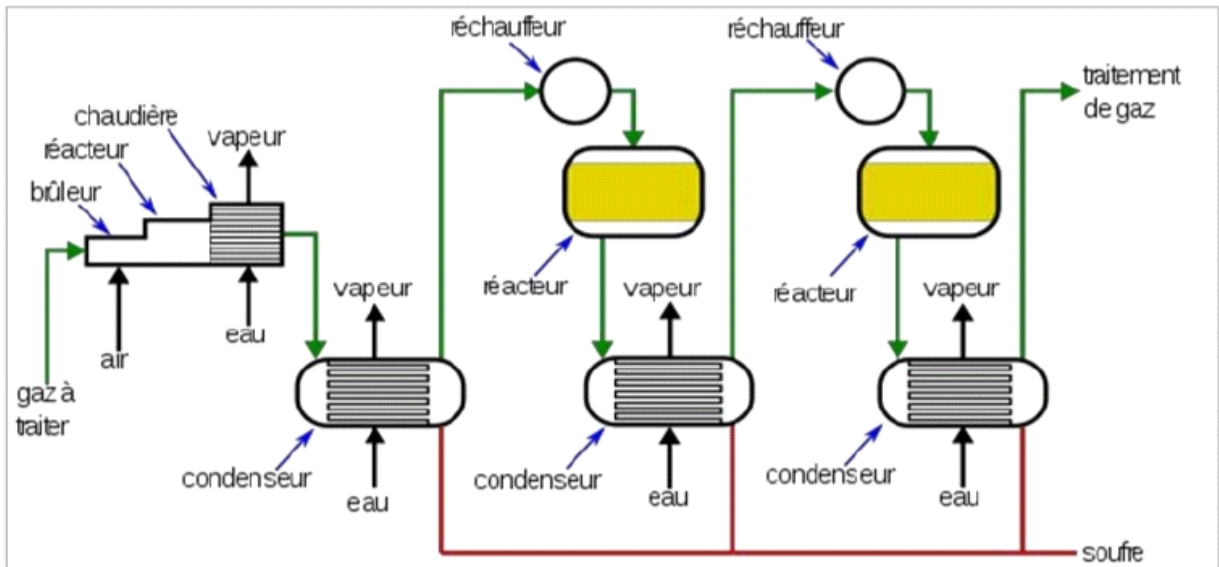
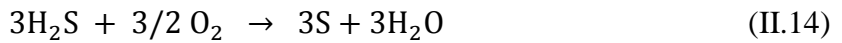
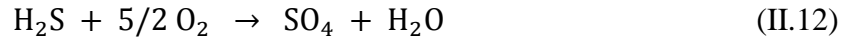


Figure II.1: Schéma général du procédé Claus et deux réacteurs catalytique [21].

II.3.3.4 Catalyseurs d'hydrotraitement (HDT)

Les catalyseurs d'hydrotraitement sont constitués d'un support oxydique et d'une phase active généralement composée de sulfures de molybdène ou de tungstène, promus par du cobalt ou du nickel. Les formulations les plus courantes sont les associations CoMo, NiMo et NiW pour la phase active, déposées sur un support d'alumine à grande surface spécifique [22].

Ces catalyseurs se présentent sous différentes formes : billes, extrudés cylindriques, extrudés polylobés, anneaux, etc. La forme la plus utilisée est celle des extrudés cylindriques ou polylobés de petit diamètre, généralement compris entre 1,2 et 1,6 mm.

Il existe plusieurs méthodes de préparation de ces catalyseurs. Les plus répandues sont : l'imprégnation du support oxydique avec des solutions contenant les métaux actifs, ou le malaxage suivi de l'extrusion d'un gel d'oxyde contenant les éléments actifs [2,3].

II.3.4 Unité de désulfuration

L'unité de désulfuration est un équipement essentiel dans les raffineries de pétrole, destiné à réduire la teneur en soufre des produits pétroliers. Elle permet notamment d'éliminer le soufre contenu dans les hydrocarbures ou dans les gaz de combustion (fumées), en le transformant en soufre élémentaire.

Les unités de désulfuration utilisent généralement des procédés chimiques tels que l'hydrodésulfuration (HDS) ou la désulfuration par voie humide. Ces procédés font appel à de l'hydrogène et à un catalyseur pour convertir les composés soufrés en sulfure d'hydrogène (H_2S), qui est ensuite traité, par exemple via le procédé Claus, pour en récupérer le soufre.

Ces traitements sont indispensables pour répondre aux normes environnementales en vigueur, qui exigent une réduction significative des émissions de dioxyde de soufre (SO_2) dans l'atmosphère [21].

II.3.4.1 Intérêt de l'utilisation de l'unité de désulfuration

L'utilisation d'une unité de désulfuration présente plusieurs avantages, notamment :

- **Réduction des émissions de soufre** : diminution des émissions de dioxyde de soufre (SO_2).
- **Protection de la santé publique** : en réduisant les émissions de SO_2 et d'autres composés soufrés.

- **Conformité réglementaire** : respect des normes et spécifications relatives à la teneur en soufre, permettant d'éviter les amendes et autres sanctions.
- **Amélioration de l'image et de la responsabilité sociétale** : en investissant dans des technologies de désulfuration favorisant la durabilité environnementale et la protection de l'environnement.
- **Préservation des équipements et des infrastructures** : la désulfuration permet de prévenir la corrosion, prolongeant ainsi la durée de vie des installations industrielles [21].

II.4 L'hydrodésulfuration (HDS)

L'hydrodésulfuration est un procédé catalytique qui implique l'utilisation de gaz d'hydrogène et de catalyseurs très réactifs, qu'ils soient supportés ou massifs, contenant des métaux de transition, ainsi que divers adsorbants. Son objectif est d'éliminer le soufre présent dans le gasoil et d'améliorer les taux de conversion des réactions principales.

Le soufre est l'un des polluants majeurs présents dans les combustibles fossiles. Sa teneur dans le pétrole brut permet de classer ce dernier en plusieurs types de composés soufrés, parmi lesquels :

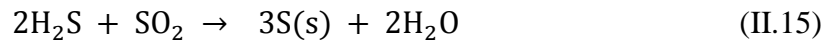
- Soufre élémentaire libre
- Mercaptans et thiols ($R-SH$)
- Sulfures / sulfure d'hydrogène (H_2S)
- Disulfures ($R-S-S-R'$)
- Polysulfures ($R-S_n-R'$)
- Thiophènes et leurs dérivés

La réduction de la teneur en soufre permet de limiter la corrosion dans les installations de raffinage, d'améliorer l'odeur des produits finis et de prévenir l'empoisonnement du catalyseur dans les systèmes de post-traitement automobile, comme les convertisseurs catalytiques [15,22].

II.4.1 Processus

Le processus d'hydrodésulfuration consiste en un traitement catalytique en présence d'hydrogène, permettant de convertir les différents composés soufrés présents dans les hydrocarbures en sulfure d'hydrogène (H_2S).

Le H_2S ainsi formé est ensuite séparé puis converti en soufre élémentaire par le biais du procédé Claus. Dans ce procédé, une partie du sulfure d'hydrogène est oxydée en anhydride sulfureux (SO_2), puis réagit avec le H_2S résiduel pour former du soufre selon la réaction globale suivante :



À l'origine, l'intérêt pour l'hydrodésulfuration a été stimulé par la disponibilité de l'hydrogène provenant des unités de reformage catalytique. Cependant, la demande actuelle en hydrogène pour l'hydrodésulfuration et l'hydrotraitement dépasse souvent la capacité de production interne des raffineries.

Pour cette raison, la plupart des raffineries réutilisent l'hydrogène produit lors des réactions secondaires, telles que la déshydrogénation, en le recyclant à l'entrée des unités de traitement.

Étant donné que la production d'hydrogène est coûteuse, il est essentiel d'optimiser le fonctionnement des unités d'hydrodésulfuration et d'hydrotraitement afin de réduire les coûts d'exploitation [2].

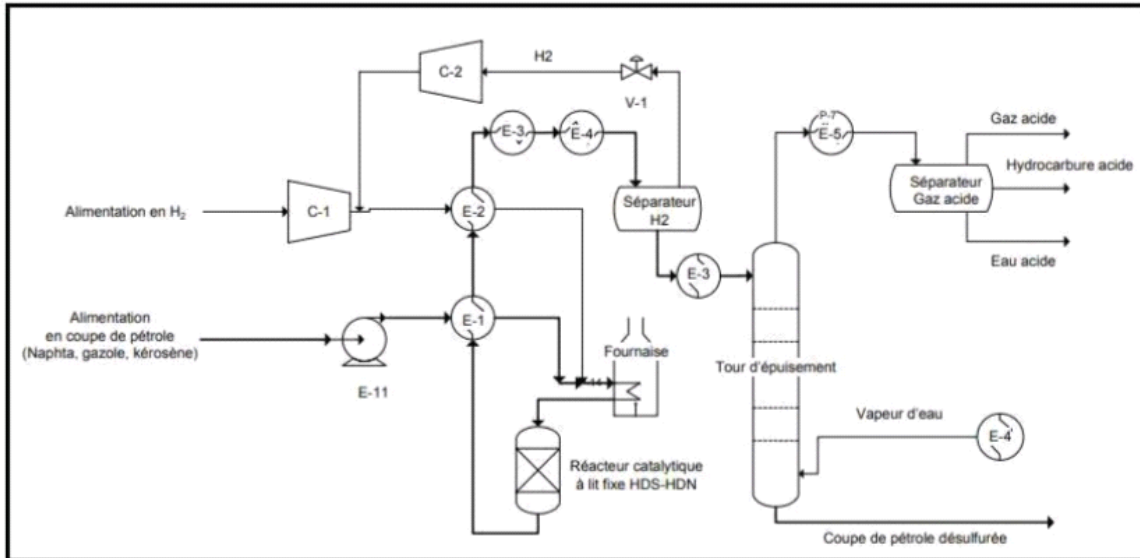


Figure II.2: Diagramme typique d'une unité d' HDS.

II.4.1.1 L'Hydrodésulfuration Conventionnelle (HDS)

L'une des méthodes de désulfuration les plus couramment utilisées dans les raffineries est l'hydrodésulfuration catalytique. Ce procédé est généralement réalisé en présence de catalyseurs à base de CoMo (cobalt-molybdène) ou NiMo (nickel-molybdène), et permet d'éliminer les composés soufrés aliphatiques et acycliques présents dans le carburant diesel.

L'élimination du soufre se fait par conversion des composés organo-soufrés en sulfure d'hydrogène (H_2S). Ces procédés nécessitent des températures élevées, pouvant atteindre $400\text{ }^\circ\text{C}$, ainsi que des pressions d'hydrogène élevées, allant jusqu'à 100 atmosphères, et l'utilisation de catalyseurs métalliques dans de grands réacteurs [24].

II.4.1.2 L'hydrodésulfuration Avancée (HDSA)

Cette version améliorée de l'hydrodésulfuration (HDS) traditionnelle permet d'atteindre des teneurs en soufre encore plus faibles dans les produits pétroliers, grâce à l'utilisation de catalyseurs plus performants pour une désulfuration renforcée. La réalisation d'une HDS

profonde dans les raffineries modernes est désormais possible grâce à une augmentation de la sévérité du procédé.

Cependant, plutôt que d'appliquer uniquement des conditions plus sévères, l'introduction de nouveaux catalyseurs, dotés d'une activité et d'une sélectivité améliorées, peut également être envisagée. L'efficacité de l'hydrotraitement peut aussi être optimisée par l'adoption de nouveaux designs de réacteurs, tels que les systèmes à lits multiples dans un même réacteur, l'emploi de nouveaux types de catalyseurs, ou encore l'utilisation de supports catalytiques innovants.

Les meilleurs résultats sont généralement obtenus par la combinaison de ces deux approches : amélioration des catalyseurs et optimisation du design des réacteurs [25].

II.4.1.3 Catalyseurs d'hydrodésulfuration (HDS)

Les catalyseurs utilisés dans l'industrie sont dérivés des oxydes des éléments du groupe 6, tels que le molybdène (Mo) ou le tungstène (W), du groupe 9, comme le cobalt (Co), et du groupe 10, comme le nickel (Ni), supportés sur différents matériaux, bien que l'alumine soit généralement le support le plus utilisé.

L'activité catalytique est principalement liée à la présence des sulfures des éléments des groupes 6 et 9-10. Cependant, le rôle principal des éléments du groupe 9-10 est d'agir en tant que promoteurs. Le catalyseur le plus couramment utilisé dans l'hydrodésulfuration (HDS) est le $\text{CoMo}/\text{Al}_3\text{O}_2$, parfois remplacé par $\text{NiMo}/\text{Al}_3\text{O}_2$. Le rapport molybdène/cobalt est toujours nettement supérieur à 1 [26].

Le catalyseur à base de sulfure de molybdène est préparé par imprégnation de $\gamma\text{-Al}_3\text{O}_2$ avec une solution de molybdate d'ammonium et de nitrate de cobalt. Ce précurseur est ensuite séché et calciné, ce qui transforme le molybdène en MoO_2 . Il est ensuite traité avec un mélange de H_2S et de H_2 , ou avec un gaz contenant des composés soufrés et de l'hydrogène. Le catalyseur résultant contient du molybdène quasiment totalement sulfuré. Si le catalyseur n'est pas complètement sulfuré, il risque de ne pas être pleinement actif.

Le catalyseur $\text{CoMo}/\text{Al}_3\text{O}_2$ peut être empoisonné par le H_2S , et il n'existe généralement pas de méthode de régénération autre que le passage direct d'hydrogène à travers le réacteur.

Puisque le mécanisme d'hydrodésulfuration des thiophènes n'est pas encore complètement élucidé, des travaux importants ont été menés pour mieux comprendre ce mécanisme et la cinétique des réactions, dans le but de développer des catalyseurs plus performants [27].

D'autres types de catalyseurs ont également été étudiés pour leur capacité à éliminer le soufre des composés thiophéniques avec un certain succès. Les catalyseurs à base de nickel ont montré une certaine efficacité, et bien que ces catalyseurs nickelés soient généralement meilleurs pour l'élimination du soufre, les catalyseurs contenant du cobalt offrent souvent un rendement légèrement supérieur.

II.4.2 Procédés de désulfurations basées sur (non-HDS)

Pour faire face au coût élevé des équipements environnementaux, de nombreuses nouvelles technologies n'utilisant pas d'hydrogène pour la décomposition catalytique des composés organosulfurés ont été inventées [28].

II.4.2.1 Désulfuration par précipitation

La désulfuration par précipitation repose sur la formation d'un complexe insoluble de transfert de charge, suivi de son élimination par filtration. Une méthode utilisant le 2,4,5,7-tétranitrofluorène comme p-accepteur a été étudiée pour traiter le 4,6-diméthylthiophène dans l'hexane et le gazole. Cette technique implique la formation d'un complexe insoluble entre le p-accepteur et le 4,6-diméthylthiophène, suivi de la filtration pour retirer ce complexe du gazole.

Bien que moins coûteuse que l'hydrodésulfuration (HDS), cette méthode est moins efficace pour atteindre de très faibles teneurs en soufre et présente une faible sélectivité en raison de la compétition avec d'autres composés aromatiques ou azotés. De plus, un excès de p-accepteur

est souvent nécessaire, ce qui implique une étape supplémentaire pour son élimination du diesel [28].

II.4.2.2 Désulfuration par Alkylation

La réaction d'alkylation des composés aromatiques est une réaction de substitution électrophile impliquant un agent alkylant fortement électrophile, activé par un catalyseur acide. L'objectif de cette réaction est de transformer les composés soufrés en produits plus facilement séparables. British Petroleum (BP) a développé un procédé de désulfuration par alkylation appelé OATS (Olefinic Alkylation of Thiophenic Sulfur).

Ce procédé, suivi d'une distillation pour éliminer les produits transformés, constitue une approche innovante et suscite un intérêt croissant pour la désulfuration des essences issues du FCC et du gasoil léger. Il complète l'HDS en permettant de respecter des spécifications très strictes en matière de teneur en soufre.

Selon la littérature, ce procédé permet l'élimination de plus de 99,5 % des composés sulfurés, avec un taux final de soufre inférieur à 20 ppm. Il repose sur le principe d'augmenter la masse molaire des composés sulfurés par alkylation avec les oléfines présentes dans la charge, en présence de catalyseurs acides. Il est connu que, sur ces catalyseurs, les oléfines peuvent réagir entre elles pour former des oligomères ; cette réaction doit être limitée, notamment grâce à l'utilisation de conditions opératoires appropriées. Généralement, les réactions d'alkylation des composés thiophéniques sont étudiées entre 50 et 150 °C [2].

II.4.2.3 sulfuration par Adsorption (DSA)

La désulfuration par adsorption (DSA) est une méthode qui utilise des adsorbants solides pour retenir sélectivement les composés organo-soufrés présents dans les carburants. Cette méthode est prometteuse et économique pour éliminer les composés soufrés les moins réactifs.

Des chercheurs ont identifié certains matériaux présentant une forte capacité d'adsorption, puis ont proposé un nouveau processus de désulfuration combinant trois étapes : l'adsorption sélective pour l'élimination du soufre, la récupération des composés sulfurés, et l'hydrodésulfuration de la fraction récupérée, riche en soufre.

Un procédé de désulfuration en deux étapes d'adsorption sur des fibres de carbone activées a également été proposé pour la désulfuration poussée des fractions gasoil issues de la distillation directe [2]. Le soufre et l'azote présents dans la charge sont partiellement éliminés lors d'une première étape d'adsorption. La charge prétraitée est ensuite soumise à une hydrodésulfuration en présence d'un catalyseur conventionnel, sous des conditions opératoires modérées. Les composés sulfurés et azotés non hydrogénés sont éliminés lors d'une seconde étape d'adsorption, permettant d'obtenir un carburant diesel à très faible teneur en soufre (<10 ppm) et en azote (0 ppm).

La régénération de l'adsorbant à l'aide d'un solvant conventionnel, tel que le toluène, s'est révélée très efficace pour restaurer sa capacité d'adsorption. Certains auteurs ont proposé de combiner le procédé d'hydrodésulfuration catalytique des fractions pétrolières avec l'adsorption ; ce processus est appelé désulfuration par adsorption réactive (Figure II.3).

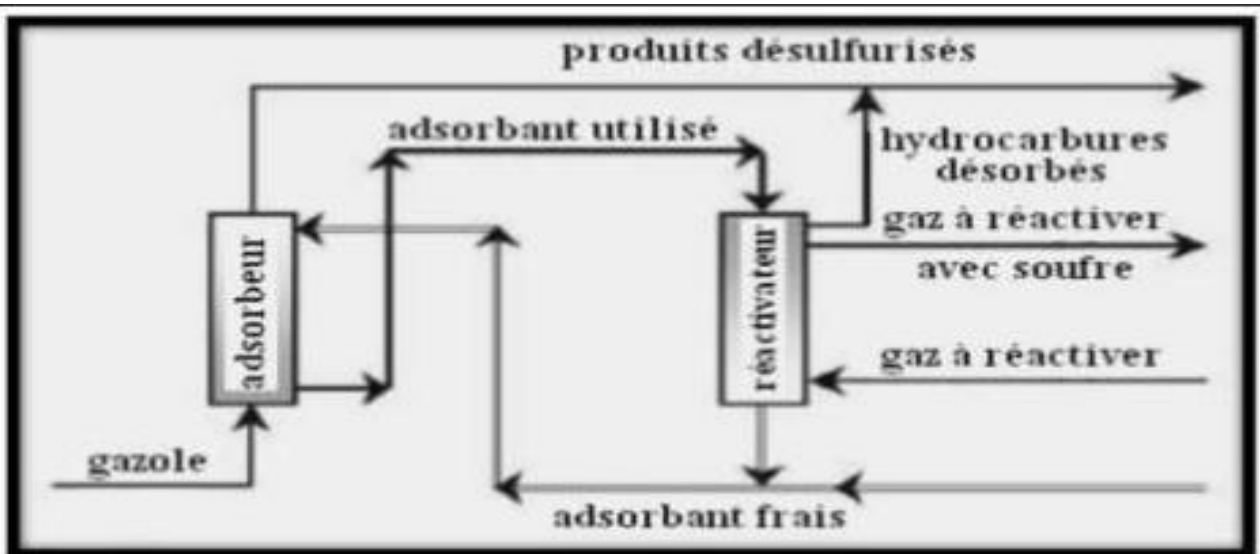


Figure II.3: Processus simple de la désulfuration par adsorption [23].

II.4.2.4 Désulfuration par oxydation (DSO)

La désulfuration par oxydation sélective se déroule en deux étapes principales : l'oxydation des composés soufrés, suivie de leur séparation. Cette méthode présente un grand intérêt, car elle permet d'augmenter la réactivité de certains composés soufrés réfractaires à

l'hydrodésulfuration (HDS), en raison de leur encombrement stérique. Après oxydation, une distillation peut être utilisée pour éliminer les composés soufrés oxydés, dont la température d'ébullition est augmentée.

La photo-oxydation s'est révélée particulièrement sélective pour extraire les composés soufrés, notamment lorsqu'elle est réalisée en présence d'acétonitrile, un solvant efficace. Par ailleurs, l'utilisation d'ultrasons pour favoriser l'oxydation du soufre a également été rapportée, cette étape étant généralement suivie de l'élimination des sulfoxydes et des sulfones par adsorption ou extraction au solvant.

L'optimisation des combinaisons solvant–photosensibilisateur ainsi que l'identification de conditions de réaction améliorées contribuent à faire de ce procédé une alternative techniquement et économiquement viable [28].

II.4.2.4.1 Catalyseurs d'oxydation sélective

Ces catalyseurs sont utilisés pour oxyder sélectivement les composés soufrés, tels que les sulfures organiques, en produits moins nocifs comme le dioxyde de soufre (SO_2) ou les sulfates. Ils peuvent être mis en œuvre dans des procédés de traitement des eaux usées ou des gaz d'échappement contenant du soufre [2].

II.4.2.5 Avantages et Inconvénients de ces procédés

- **Avantages:**

1. Hydrodesulfuration (HDS) conventionnelle et avancée

- Très efficace pour atteindre de très faibles teneurs en soufre dans les produits pétroliers.
- Procédé bien maîtrisé et largement utilisé dans l'industrie pétrolière.

2. Désulfuration par précipitation

- Procédé moins coûteux que l'HDS.
- Ne nécessite pas l'utilisation d'hydrogène sous haute pression.

3. Désulfuration par adsorption (DSA)

- Moins énergivore que l'HDS.
- Peut traiter des coupes pétrolières difficiles à désulfurer par HDS.

4. Désulfuration par oxydation

- Permet de traiter des coupes pétrolières difficiles à désulfurer par HDS.
- Peut-être complémentaire à l'HDS pour atteindre des spécifications très sévères.

- **Inconvénients:**

1. Hydrodesulfuration (HDS) conventionnelle et avancée

- Procédé coûteux en investissement et en fonctionnement.
- Nécessite l'utilisation d'hydrogène sous haute pression et température.

2. Désulfuration par précipitation :

- Moins efficace que l'HDS pour atteindre de très faibles teneurs en soufre.

3. Désulfuration par adsorption (DSA):

- Capacité de traitement plus limitée que l'HDS.

4. Désulfuration par oxydation:

- Procédé plus complexe à mettre en œuvre que l'HDS.

La teneur en soufre est strictement limitée dans tous les produits pétroliers en raison de la corrosivité des composés soufrés, de leur mauvaise odeur et de leur effet néfaste sur les catalyseurs. Ces composés se concentrent généralement dans les fractions lourdes, mais on les retrouve également dans les fractions légères, notamment sous forme de sulfure d'hydrogène (H_2S) et de mercaptans. À haute température, les composés soufrés peuvent se décomposer en produisant de l'hydrogène sulfuré et des mercaptans, ce qui accélère la corrosion des équipements métalliques. Par ailleurs, ces composés diminuent l'indice d'octane des essences et favorisent la formation de gommages.

II. 5 Conclusion

Le soufre, présent dans les combustibles fossiles, engendre des effets néfastes sur les catalyseurs, les moteurs et l'environnement, notamment par la formation de SO_2 et de particules fines. Pour réduire ces impacts, des normes strictes imposent une faible teneur en soufre dans les carburants, rendant la désulfuration indispensable pour préserver les équipements, améliorer la qualité des produits et respecter les exigences environnementales.

Chapitre III

Présentation de la raffinerie de Skikda et conditions opératoires

III.1. Historique de la raffinerie de Skikda

À l'origine, le raffinage était une activité intégrée à la société SONATRACH. En 1982, le raffinage et la distribution des produits pétroliers sont séparés et érigés en une entreprise nationale de raffinage et de distribution des produits pétroliers (ERDP-NAFTAL). En 1988, le raffinage est à son tour séparé de l'activité de distribution et est érigé en entreprise nationale de raffinage de pétrole (NAFTEC).

Depuis le 18 avril 1998, l'entreprise NAFTEC devient une filiale dont les actions sont détenues à 100 % par SONATRACH, avec un capital social de 12 milliards de dinars, et prend la dénomination de "Société nationale de raffinage de pétrole (NAFTEC.SPA)".

III.2. Présentation de la raffinerie de Skikda

La raffinerie de Skikda est implantée en zone industrielle, à 7 km à l'est de la ville de Skikda, sur une superficie de 190 hectares. Les travaux de construction ont commencé le 2 janvier 1976, réalisés par le constructeur "SNAMPROGETTI", et la mise en service de la production a eu lieu en mars 1980.

La raffinerie de Skikda est conçue pour :

- Raffiner le pétrole brut de Hassi Messaoud.
- Traiter du naphta pour produire des essences et des composés aromatiques.
- Traiter du brut réduit importé pour produire des bitumes routiers et oxydés.

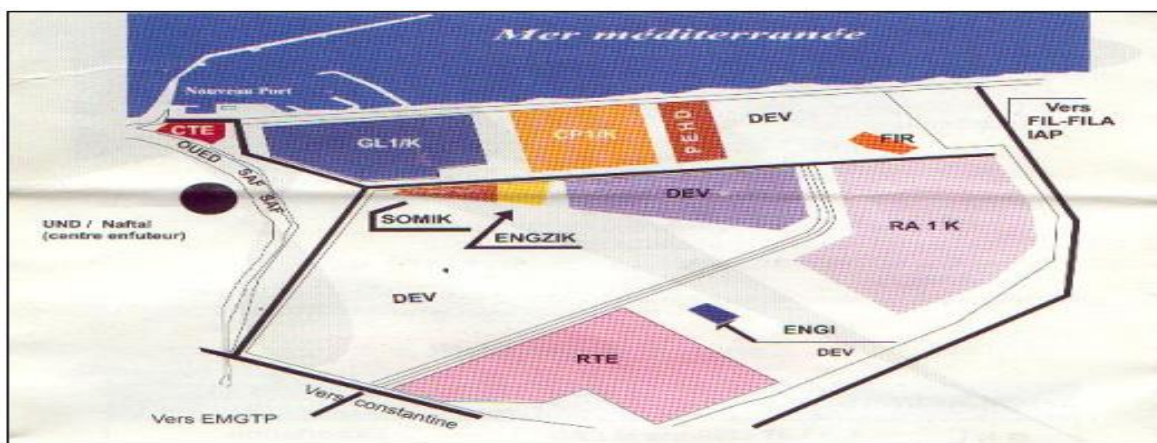


Figure III.1 : Représentation schématique des unités de complexe SONATRACH.

Chapitre III Présentation de la raffinerie de Skikda et conditions opératoires

III.2.1 Objectifs

Les objectifs de l'entreprise sont :

- Continuer à assurer la couverture des besoins du marché national en produits raffinés, tant sur le plan quantitatif que qualitatif.
- Continuer à offrir des produits raffinés destinés à l'exportation répondant aux normes en vigueur sur les marchés ciblés.

La raffinerie de Skikda a été projetée pour traiter les bruts suivants :

- Brut Hassi Messaoud.
- Brut mélange d'Arzew.
- Brut réduit Tai Juana medium.

Le brut Hassi-Messaoud arrive à la raffinerie au moyen d'un pipeline de 700 km de longueur, provenant des champs de production.

Le brut d'Arzew arrive à la raffinerie par mer, au moyen de bateaux-citernes. Ce brut provient du port d'embarquement d'Arzew où il arrive depuis les autres champs de production.

Pour ces deux bruts, une capacité maximale de traitement de 15 millions de tonnes par an est prévue dans les deux unités de distillation atmosphérique.

Le brut réduit Tai Juana medium arrive à la raffinerie à l'aide de bateaux-citernes, pontons de déchargement et oléoducs, comme le brut d'Arzew. Il provient du Venezuela et est importé pour la production des bitumes, avec une capacité de 165 000 tonnes par an dans l'unité de distillation sous vide.

III.2.3. Capacité de production

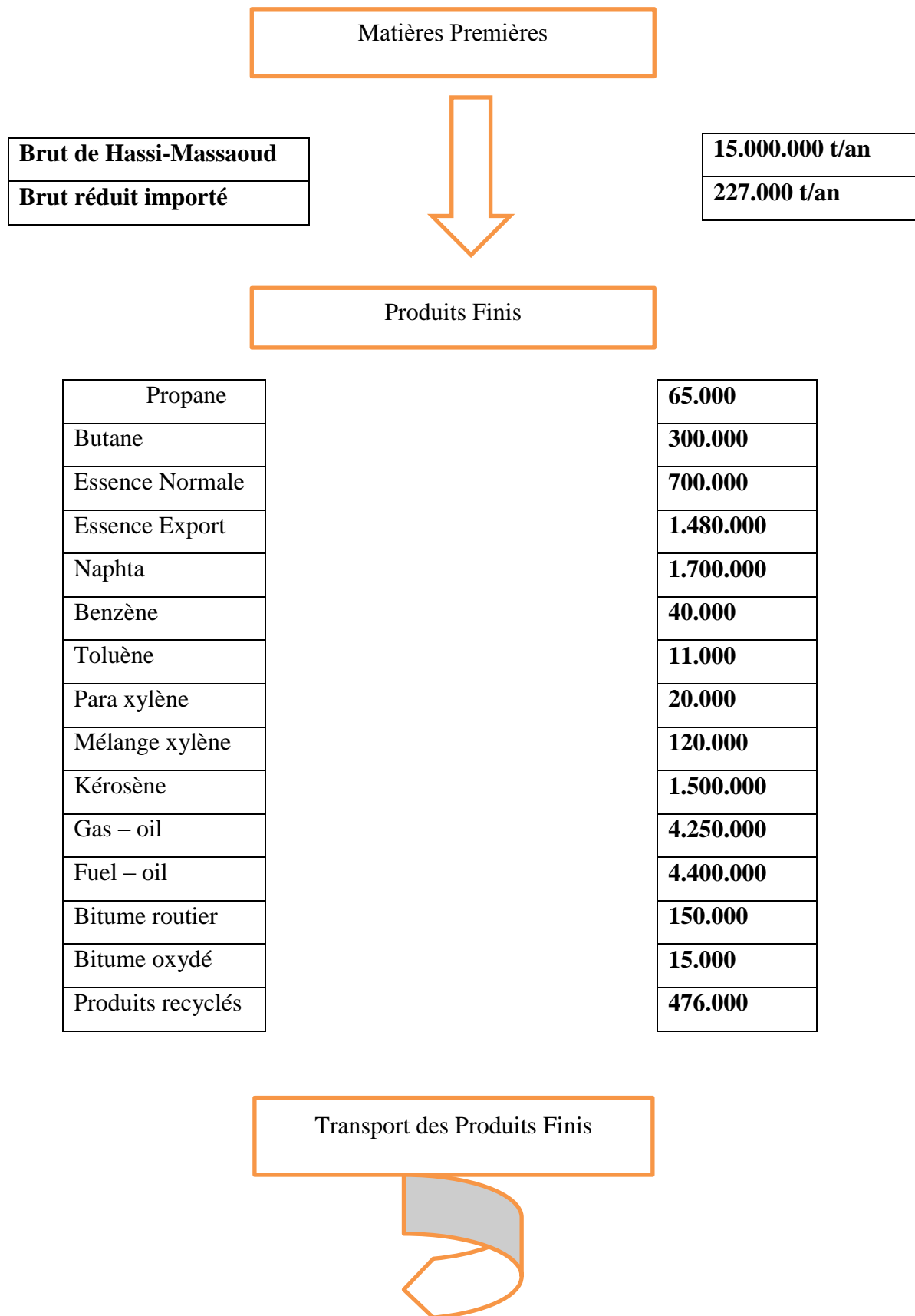




Figure III.2 : Schéma des principaux procédés et installations dans l'ARA 1 K .

III.3 Les différentes unités existantes

La raffinerie comprend les unités de production suivantes :

- Deux unités de distillation atmosphérique **U10, 11.**
- Unité d'hydrotraitement et de reformage catalytique **U 100.**
- Deux unités de séparation et de traitement de gaz **U 30,31.**
- Unité de l'extraction des aromatiques **U 200.**
- Unité de production des bitumes **U 70.**
- Centrale thermique.

III.3.1 Unités 10 et 11 (Topping)

Le topping, ou distillation atmosphérique, a pour but de fractionner le brut en différentes coupes stabilisées pouvant être utilisées pour l'obtention de produits finis (fuel, gaz, gasoil, naphta) ou pour alimenter d'autres unités.

III.3.2 Unité 100 (Magnaforming)

L'unité Magnaforming a pour but de transformer le naphta moyen obtenu à partir du topping en un produit (réformât) utilisé comme charge pour les unités aromatiques U 200 et U 400.

Les essences provenant du topping sont considérées comme semi-finies. Pour rendre leur utilisation avantageuse, il est nécessaire d'éliminer les sulfures et d'autres éléments nocifs.

Chapitre III Présentation de la raffinerie de Skikda et conditions opératoires

Le procédé utilisé est l'hydrotraitement, tandis que le reformage est employé principalement pour augmenter l'indice d'octane et maximiser la production d'hydrocarbures aromatiques.

III.3.3 Unités 30, 31 (Traitement des gaz)

Les gaz liquides provenant directement des unités 10, 11 et 100 ne sont pas indiqués pour la commercialisation, car ils contiennent des produits dangereux (notamment les composés soufrés) ainsi que des gaz incondensables (hydrogène, méthane, éthane) qui altèrent la tension de vapeur.

Les unités 30 et 31 ont pour but de séparer, à partir du gaz pétrolier liquifié (GPL) obtenu, le butane et le propane commercialisables.

III.3.4 Unité 200 (Extraction du benzène et du toluène)

L'unité d'extraction des aromatiques a été conçue pour extraire, à partir de l'essence réformée, les composés aromatiques, lesquels sont ensuite fractionnés en benzène et toluène très purs.

Les hydrocarbures constituant la charge sont essentiellement de type C6 et C7, d'origine paraffinique ou aromatique. Leur point d'ébullition étant très proche, la séparation par simple fractionnement est difficile; on procède donc à une extraction par solvant (sulfolane).

III.3.5 Unité 400 (Cristallisation du para-xylène)

Cette unité reçoit la charge de l'unité Magnaforming. Elle permet, par un procédé de cristallisation, de séparer le para-xylène des autres xylènes (méta- et ortho-xylène) ainsi que de l'éthylbenzène.

III.3.6 Unité 70 (Bitume)

Pour éviter le cracking des hydrocarbures à longues chaînes moléculaires, on utilise distillation sous vide du brut pour la production des bitumes routiers et le fond de colonne sera oxydé à l'air pour avoir du bitume oxydé.

Chapitre III Présentation de la raffinerie de Skikda et conditions opératoires

III.3.7 Central thermique (CTE 1050)

C'est le système nerveux de la raffinerie. Elle assure les utilités indispensables au fonctionnement de toutes les unités. Elle comprend notamment les installations suivantes :

III.3.7.1 Unité 1020 (Tour de refroidissement)

Elle satisfait de manière continue les besoins de la raffinerie en eau de refroidissement, en fonctionnant en circuit fermé.

Les eaux polluées et chaudes, provenant des unités de production, sont traitées chimiquement afin d'éliminer les acides entraînés dans le circuit, puis refroidies à l'aide d'une batterie d'aéroréfrigérants, et enfin renvoyées vers les différentes unités au moyen de pompes.

III.3.7.2 Unité d'azote

L'azote est produit à partir de l'air atmosphérique. Ce dernier est aspiré, puis compressé à 7,7 bars par des compresseurs.

III.3.7.3 Unité 1060 (Circuit vapeur HP, MP, BP)

Cette unité assure les besoins de la raffinerie en vapeur selon trois niveaux de pression :

- Vapeur haute pression (HP)
- Vapeur moyenne pression (MP)
- Vapeur basse pression (BP)

La vapeur est produite dans de grandes chaudières à partir des condensats provenant des circuits vapeur des unités de production.

III.3.7.4 Unité 1080 (Air comprimé)

L'air atmosphérique est aspiré à travers deux filtres, puis compressé par deux compresseurs.

Une partie de cet air filtré et comprimé est envoyée vers les différentes unités de production.

Chapitre III Présentation de la raffinerie de Skikda et conditions opératoires

L'autre partie subit un séchage sur lit d'alumine pour être utilisée dans le système de régulation pneumatique des unités de production.

III.4 Fabrication du gasoil commercial

Le gasoil est une coupe obtenue lors de la distillation atmosphérique du pétrole brut, apparaissant après le kérosène dans l'ordre de volatilité. Il peut également être issu de la distillation sous vide, qui permet de fractionner les résidus lourds restants après la distillation atmosphérique. Par ailleurs, le gasoil peut être produit dans les unités de conversion telles que le craquage catalytique et le viscoréducteur, à partir des résidus sous vide.

III.4.1 Caractéristiques des unités 10 et 11 du Topping

Le Topping, ou distillation atmosphérique, a pour objectif de séparer le pétrole brut en différentes coupes stabilisées. Ces coupes peuvent être utilisées directement comme produits semi-finis (naphta, gasoil, kérosène, etc.), ou bien servir d'alimentation pour d'autres unités de traitement en aval (Magnaforming, Platforming, unité de traitement du gaz, etc.).

Les unités 10 et 11 de la raffinerie de Skikda traitent principalement le brut de Hassi Messaoud et permettent la production des fractions suivantes : gaz combustible, GPL, coupe C6, naphta A, naphta B, naphta C, kérosène, gasoil léger (LGO), gasoil lourd (HGO) et résidu atmosphérique (RCO).

III.4.1.1 Les caractéristiques de l'alimentation

Le tableau(III.1) présente les caractéristiques du l'alimentation (le pétrole brut)

Tableau III.1 : les caractéristiques de l'alimentation (le pétrole brut).

Paramètres	Valeurs
Gravité, API	44.7
Densité at 15 °C	0.8025
Facteur de caractérisation	12
Viscosité cinématique @ 37.8 °C , cst	1.989
RVP, livres	10.4
Pour point, °C	(-) 52
Flash point, °C	< 20
Total soufre, %wt	0.13
Teneur en Sulfure d'Hydrogène, ppmw	0
Teneur en Cendres, %wt	< 0.005
Teneur en Sel tel que NaCl, %wt	< 0.001 (*)
Teneur en cire, %wt	2.4
Teneur en Asphalte, %wt	0.06
Teneur en CCR, %wt	0.83
BS&W, vol%	Traces

Chapitre III Présentation de la raffinerie de Skikda et conditions opératoires

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

Tableau III.2 : Les TBP des produits pétroliers.

Articles	Pétrole brut de Hassi Messaoud
Naphta 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

III.4.2 Description de procédure de distillation atmosphérique (Unité 10 et 11)

Le brut introduit dans l'unité est fractionné par un procédé de distillation, tel que décrit précédemment. Les produits obtenus peuvent soit alimenter d'autres unités de traitement, soit être envoyés directement vers les réservoirs de stockage en tant que produits finis. L'installation est subdivisée en plusieurs sections principales, comme suit :

a) Section de préchauffage du brut

- Circuit de charge du brut / Train I de préchauffage
- Dessaleur de brut / Injection d'eau
- Ballon de préflash

b) Section du four atmosphérique A/B

- Deuxième phase de préchauffage du brut

c) Section de la colonne de distillation atmosphérique

- Tête de la colonne atmosphérique
- Kérosène stripper
- Prélèvement de gasoil lourd (HGO)
- Prélèvement de gasoil léger (LGO)
- Résidu de fond (RCO)

d) Section de stabilisation

- Préchauffage de l'alimentation du stabilisateur
- Stabilisateur A
- Stabilisateur B

e) Section de fractionnement de la coupe C6

- Splitter I
- Splitter II

III.4.3 Section de Préchauffement de Brut

III.4.3.1 Charge de Brut/ Train-I de Préchauffage

Le brut, provenant des réservoirs de stockage situés dans la zone limite batterie, s'écoule par gravité jusqu'à la limite de batterie de l'unité CDU, à une pression de 0,3 kg/cm² et une température variant entre 15 °C et 36 °C.

Il est ensuite pompé dans l'unité à l'aide de la pompe de charge de brut. La pression d'admission au niveau du ballon de préflash est réglée en fonction de la pression de vapeur du brut, afin d'éviter toute vaporisation prématurée à l'entrée de la vanne de contrôle sur la ligne d'alimentation du ballon.

Une solution de soude caustique (NaOH) est injectée dans la ligne de refoulement afin de neutraliser les chlorures facilement dissociables contenus dans le brut, et de prévenir l'encrassement des tubes des échangeurs.

Le flux est dirigé vers le côté tube de l'échangeur I (brut/LGO) pour un premier préchauffage, où la température du brut est portée de 20 °C à 33 °C. Ensuite, le brut passe dans le côté tube de l'échangeur II (brut/LGO) pour atteindre une température d'environ 55 °C.

Après ce préchauffage initial, le brut est envoyé vers le dessaleur (V-51), destiné à éliminer les sels présents dans le brut.

III.4.3.2 Dessaleur de Brut/Injection de l'Eau

L'eau de dessalement est mélangée au brut avant son entrée dans le dessaleur V51. Elle est constituée d'eau acide stripée provenant de l'unité AWS existante, ainsi que de PG issu de la station de traitement des effluents (ETP). Le mélange brut/eau est effectué à l'aide d'une vanne de mélange installée sur la ligne d'alimentation du dessaleur.

Ce mélange est ensuite introduit dans le dessaleur par deux buses situées au fond de l'équipement. Grâce à ce procédé, la concentration en eau augmente, favorisant la coalescence des gouttelettes d'eau salée émulsionnée. Cette coalescence permet l'agrégation des fines gouttelettes en gouttes plus grosses, facilitée par l'application d'un champ électrique. Ces gouttelettes se séparent alors du brut et se déposent au fond du ballon de dessalage.

En fonctionnement normal, l'effluent aqueux du dessaleur est dirigé vers l'ETP. Dans certains cas spécifiques, cet effluent peut être recyclé dans le processus. Le dessaleur V-51 permet d'éliminer environ 90 % des sels contenus dans le brut.

III.4.3.3 Ballon de Pré-flash/ train I de préchauffage

Le brut dessalé est envoyé à l'échangeur de tête de la colonne atmosphérique pour un chauffage complémentaire, avant d'être dirigé vers le ballon de pré-flash. Ce dernier fonctionne à une température de 140 °C et une pression de 3,0 kg/cm².

Dans le ballon de pré-flash, le brut subit une séparation en deux phases :

- La phase vapeur, représentant environ 7,1 % en masse du brut, est récupérée en tête du ballon. Elle est ensuite dirigée vers la colonne atmosphérique (C1) via le côté calandre de l'échangeur à huile chaude, où elle subit un réchauffement supplémentaire jusqu'à 226 °C.
- La phase liquide, quant à elle, est pompée vers le train II de préchauffage du brut, composé de plusieurs échangeurs montés en série, selon l'enchaînement suivant :
 - Échangeur Brut/HGO : la température du brut passe de 140 °C à 151 °C.
 - Échangeur I Brut/Pump-Around Supérieur : montée en température à 174 °C.
 - Échangeur I Brut/RCO : la température atteint 186 °C.

Chapitre III Présentation de la raffinerie de Skikda et conditions opératoires

- Échangeur II Brut/Pump-Around Supérieur : la température s'élève à 195 °C.
- Échangeur I Brut/Pump-Around Inférieur : réchauffement à 226 °C.
- Échangeur II Brut/Pump-Around Inférieur : élévation de la température à 233 °C.
- Échangeur II Brut/RCO : la température finale atteint 260 °C.

III.4.3.4 Section de Four Atmosphérique -A/B

• Préchauffage -II de Brut

Le brut préchauffé est partiellement vaporisé dans deux fours de charge parallèles (F-A et F-B), où il absorbe la chaleur nécessaire à sa distillation, principalement dans la zone de rayonnement.

Le fluide ainsi vaporisé sort des fours et entre dans la ligne de transfert de charge menant à la zone de flash de la colonne C1.

Chaque four est équipé de huit serpentins (ou passages) avec un contrôle de débit individuel et une réduction de débit minimale. Un équilibreur de passage a été installé sur chaque four afin d'assurer une température de sortie uniforme du serpent. La température de sortie des fours est strictement contrôlée et maintenue à 356 °C.

Chaque serpent est équipé de deux thermocouples, soit 16 thermocouples par four. Chaque four comprend 32 brûleurs, capables de fonctionner au gaz naturel ou au gaz combustible de raffinerie. De plus, chaque brûleur est équipé d'une veilleuse, également alimentée en gaz.

Un serpent de surchauffe pour la vapeur basse pression (LP) est installé dans la zone de convection (partie haute du four), ce qui permet une meilleure récupération de chaleur. La vapeur LP y est surchauffée à une température de 505 °C, avant d'être utilisée comme vapeur de stripping injectée au fond de la colonne de distillation C1.

À la sortie de la ligne de vapeur, un désurchauffeur atmosphérique est installé pour réduire partiellement la température de la vapeur surchauffée par injection d'eau MP-BFW, ramenant ainsi sa température à 330 °C. Le même système est mis en place sur le four F-B, avec un désurchauffeur identique.

Les gaz acides provenant de l'eau acide du stripper de l'accumulateur de tête (V-17) sont également brûlés dans les fours F-A et F-B grâce à des brûleurs spéciaux adaptés.

Chapitre III Présentation de la raffinerie de Skikda et conditions opératoires

Un analyseur d'oxygène (O₂) est installé sur chaque cheminée de four pour mesurer la teneur en air excédentaire, garantissant un contrôle optimal du processus de combustion.

III.4.3.5 La Colonne de distillation C-1

Le brut chauffé dans les fours F-A et F-B entre dans la zone de flash de la colonne C-1, au niveau des 5^e et 6^e plateaux. À ce même point, les hydrocarbures légers et la vapeur d'eau provenant du ballon de pré-flash V-1 y sont également introduits.

La colonne mesure 50,55 m de hauteur, avec un diamètre de tête de 8,1 m et un diamètre de fond de 3,8 m. La colonne C-1 comporte 52 plateaux, divisés en deux sections :

- La section d'enrichissement, entre le 6^e et le 52^e plateau.
- La section de stripping, entre le 1^{er} et le 5^e plateau.

Le fractionnement et la condensation s'effectuent dans la colonne par le contact étroit entre la vapeur montante et le liquide descendant sur chaque plateau. L'enrichissement de la vapeur en fractions lourdes est provoqué par un effet successif de condensation et vaporisation. La condensation résulte du retrait de chaleur assuré par le reflux condensé et refroidi dans les échangeurs et refroidisseurs. Pour améliorer le fractionnement, de la vapeur surchauffée est injectée au fond de la colonne C-1.

La colonne est équipée de trois prélèvements latéraux : kérosène (KERO), gasoil léger (LGO) et gasoil lourd (HGO), qui sont traités par des strippers latéraux. Elle dispose également de deux circuits de pump-around, supérieur et inférieur, optimisant la récupération de chaleur.

La colonne se divise en plusieurs circuits :

- Circuit de tête
- Circuit de pump-around supérieur
- Circuit de kérosène
- Circuit de LGO
- Circuit de HGO
- Circuit de pump-around inférieur

• Tête de la colonne Atmosphérique

Les vapeurs en tête de colonne contiennent un effluent gazeux, du GPL et du naphta dont le point d'ébullition est inférieur à 180 °C. La colonne C-1 fonctionne à une pression de 1,8 kg/cm² et une température de 172 °C.

Les vapeurs en tête passent par une série d'échangeurs pour refroidissement. Le circuit de tête comprend un reflux chaud. Deux accumulateurs en tête sont installés : le premier fonctionne à 135,4 °C, le second à 40 °C. Ce reflux chaud évite la condensation d'eau, source potentielle de corrosion accélérée due au HCl.

Après passage dans les échangeurs, la température des vapeurs est abaissée de 172 °C à 135 °C. Ces vapeurs partiellement condensées entrent dans le ballon de reflux V-2 (dimensions 4,7 m × 11,4 m), qui fonctionne à 1,3 kg/cm² et 135 °C.

Dans V-2, le fluide se sépare en deux phases :

- Le liquide condensé, composé d'eau et d'huile, l'huile étant pompée en reflux vers la colonne.
- La phase vapeur est envoyée pour un refroidissement supplémentaire par des refroidisseurs à air, réduisant la température de 135 °C à 48 °C, condensant partiellement la vapeur.

Le fluide passe ensuite dans le condenseur de réglage du produit en tête, où la température descend à 40 °C avant d'être recueilli dans le ballon de produit V-3 pour séparation supplémentaire.

Le produit condensé se divise en trois phases : gaz combustible, naphta instabilisé et eau acide. L'eau acide est collectée puis envoyée à l'unité AWS. Le naphta instabilisé alimente les stabilisateurs A et B. Une coupe latérale du naphta instabilisé est envoyée à la section de récupération de gaz combustible/compresseur pour l'absorption des composants GPL.

• Kero Stripper

La coupe TBP (180 à 235 °C) est prélevée au 46^e plateau de la colonne C-1 et envoyée au kérosène stripper C-2, une colonne à 8 plateaux. L'alimentation entre au sommet de la

Chapitre III Présentation de la raffinerie de Skikda et conditions opératoires

colonne (8^e plateau) et échange la chaleur avec la vapeur basse pression montant vers le sommet.

Le stripping de la fraction légère est réalisé par chauffage du produit au fond du stripper via un rebouilleur situé côté tube du pump-around inférieur.

Après stripping, les fractions légères (essence mi-lourde) retournent à la colonne C-1 au niveau du 47^e plateau. Le produit de fond du stripper ($T = 230,5 \text{ }^\circ\text{C}$) est pompé vers l'échangeur Kero / alimentation stabilisateur A/B (côté tube) où il échange sa chaleur avec le naphta, puis refroidi dans un refroidisseur à air et un condenseur de réglage de kérosène. Après ces refroidisseurs, le produit est à $40 \text{ }^\circ\text{C}$ et peut être envoyé au stockage, à la section de traitement kérosène KTU, à la fabrication de white spirit, ou au slop léger selon les besoins. En cas d'excédent, une partie du kérosène est envoyée au stockage LGO.

• Le Reflux supérieur TPA

La pump-around supérieure est prélevée au 33^e plateau de la colonne C-1, puis pompée vers le plateau 34 après refroidissement dans plusieurs échangeurs (Brut/TPA). La température est ainsi abaissée de $219 \text{ }^\circ\text{C}$ à $163 \text{ }^\circ\text{C}$.

• Prélèvement de LGO

Le LGO, avec un intervalle d'ébullition TBP de 235 à $311 \text{ }^\circ\text{C}$, est prélevé au plateau n° 20 de C-1 puis envoyé à la colonne de stripping C-3. Cette colonne à stripping (T en haut/bas : $248 \text{ }^\circ\text{C} / 241 \text{ }^\circ\text{C}$) reçoit de la vapeur MP et LP sous son premier plateau pour l'opération de stripping.

Les fractions légères issues du stripping retournent au 21^e (ou 36^e en cas spécial) plateau de C-1. Le produit de fond passe côté tube dans les échangeurs E-II (Brut/LGO) et E-I (Brut/LGO), où sa température est réduite successivement à $153 \text{ }^\circ\text{C}$ puis $97 \text{ }^\circ\text{C}$.

À la sortie de l'échangeur, le LGO est pompé vers le refroidisseur de la ligne de base, puis vers le condenseur de réglage produit LGO. Un mélangeur est installé avant le refroidisseur pour éliminer les gouttelettes d'eau. L'eau huileuse est évacuée vers l'OWS.

Chapitre III Présentation de la raffinerie de Skikda et conditions opératoires

L'excédent de kérosène peut être envoyé au stockage LGO, où il est mélangé avec le HGO dans une canalisation de 24 pouces pour obtenir un gazole conforme aux spécifications. Le système permet aussi d'envoyer le LGO vers le slop léger ou lourd selon les besoins.

• Prélèvement de HGO

Le HGO, après stripping dans la colonne C-4 (5 plateaux, stripping par vapeur MP injectée sous le 1er plateau), voit les fractions légères pompées vers le plateau n°16 de C-1.

Le fond de C-4 est envoyé aux tubes de l'échangeur Brut/HGO, puis pompé vers le refroidisseur HGO et le condenseur de réglage produit HGO. Le produit est refroidi à 40 °C, puis passe dans un mélangeur pour éliminer les gouttelettes d'eau, évacuées vers l'OWS.

Le HGO est envoyé au stockage via une canalisation de 24 pouces, où il est mélangé avec le LGO pour obtenir un gazole conforme aux spécifications du marché, ou envoyé au slop.

• Le Reflux inférieur BPA

La pump-around inférieure (BPA) et le HGO sont prélevés au plateau n°15. La BPA est envoyée au rebouilleur du kérosène stripper C-2, puis côté tube des échangeurs E-II (Brut/BPA) et E-I (Brut/BPA) où sa température est abaissée à 275 °C, avant de retourner au 16^e plateau de C-1.

• Produit de fond (RCO)

Le fond de colonne concerne les 5 premiers plateaux. L'hydrocarbure liquide provenant de la zone de flash descend du 5^e plateau vers le fond de la colonne.

Sous le 1er plateau, de la vapeur surchauffée (LP) est injectée pour le stripping du produit de fond. Le résidu est pompé vers les tubes des échangeurs E-II (Brut/RCO) et E-I (Brut/RCO), où sa température est progressivement réduite de 338 °C à 200 °C.

Ensuite, il passe côté calandre de l'échangeur alimentation stabilisateur A/B / RCO, où la température est abaissée à 119 °C.

Chapitre III Présentation de la raffinerie de Skikda et conditions opératoires

Le kérosène, aspiré par des pompes, est acheminé à débit contrôlé vers le précipitateur électrostatique V2. En amont du V2, une solution sodique est injectée afin d'éliminer l'acide naphthénique présent dans le produit.

L'homogénéité du mélange (kérosène/solution caustique) est assurée par une vanne mélangeuse. Ce mélange entre ensuite dans la partie basse du précipitateur électrostatique V2, où il est réparti de façon homogène et radiale sur toute la section du réservoir au moyen d'un distributeur.

La solution de NaOH épuisée s'accumule au fond du V2 et est évacuée vers l'égout.

Le kérosène sortant du V2 est filtré dans un coalesceur afin de réduire, dans les limites des normes, les teneurs en eau et en sodium.

Le kérosène filtré passe ensuite à travers un sécheur à sel, remplacé tous les deux ans. La pression du système est maintenue par un régulateur de pression, et le produit est envoyé au stockage sous forme de Jet-A1.

L'installation est reliée au système de « close-drain », qui permet, en cas de besoin, de décharger le kérosène des différents équipements vers le réservoir V16.

Le kérosène sortant de l'installation est à la température d'exploitation.
[29]

III.4.4 Mélangeur de HGO et LGO (blendage)

Bilan gasoil

e gasoil RA1K est un mélange de trois produits intermédiaires :

- Kérosène (KERO)
- Gasoil léger (LGO)
- Gasoil lourd (HGO)

Le mélangeur (blender) de gasoil peut fonctionner soit en utilisant les bacs intermédiaires (selon le schéma de conception), soit directement à partir des bacs des produits finis issus des unités de Topping.

Chapitre III Présentation de la raffinerie de Skikda et conditions opératoires

On distingue deux lignes de mélangeurs de gasoil, la ligne 12" et la ligne 8".
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"}

Tableau.III.3 : Production Gasoil « Topping à 95%, Rendements actualisés ».

Designation	Topping10			Topping 11		
	M3/H	Tm/J	% mass	M3/H	Tm/J	% mass
KERO	135	3240	10,07%	130	3120	9,69%
LGO	278	6672	20,75%	289	6936	21,55%
HGO	71	1836	5,30%	75	1800	5,59%

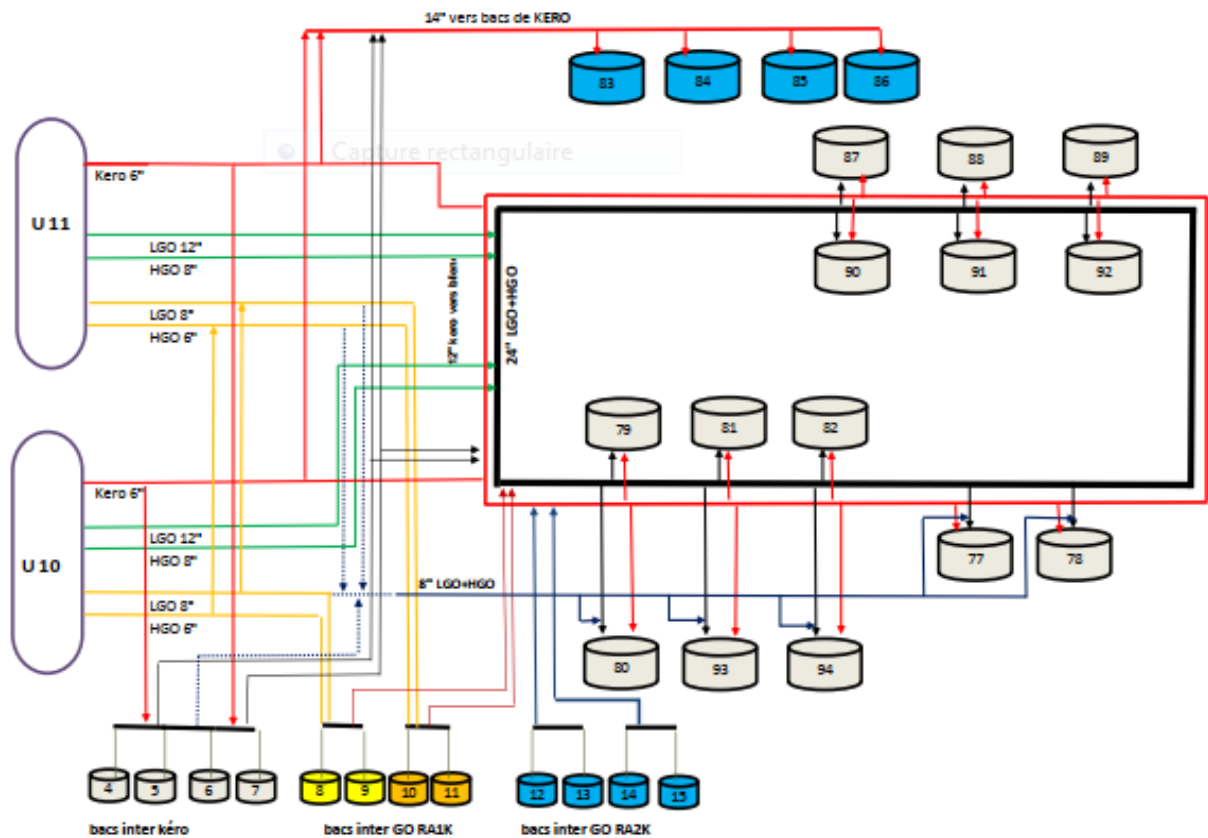


Figure III.4 : Schéma de production de gazole commercialisé au niveau de RA1/K.

III.5 Conditions opératoires

Cette partie de ce chapitre a pour but de présenter les modes opératoires utilisés dans la caractérisation physico-chimique du gasoil de la raffinerie de Skikda.

III.5.1 La distillation ASTM D86

- Prélever 100 ml d'échantillon dans un ballon de distillation.
- Placer le thermomètre de façon à ce que la naissance du mercure soit en face de la tubulure.
- Fixer le ballon muni du thermomètre dans le distillateur.
- Régler le chauffage de façon à obtenir une vitesse de distillation de 4 à 5 ml/min.
- Noter successivement les températures correspondant aux points suivants : point initial (PI), 10 %, 20 %, 30 %, 40 %, 50 %, 60 %, 65 %, 70 %, 80 %, 90 % et point final (PF).

Notons que :

PI : température de la première goutte de distillat.

PF : température maximale relevée au cours de l'essai.

III.5.2 La densité ASTM D1298

- Noter les conditions ambiantes (température, pression et humidité) du milieu ambiant au début et à la fin de l'essai.

N.B1 : La température du milieu ambiant de l'éprouvette ne varie pas de plus de 2°C pendant la réalisation de l'essai .

N.B2 : Lorsque les essais sont réalisés à des températures qui diffèrent de plus de 2 °C de la température ambiante, un bain à température constante est nécessaire.

N.B3: Dans le cas d'interruption de l'essai à cause d'une chute de tension ou autre, arrêter l'essai et refaire après avoir les bonnes conditions.

- 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.

Chapitre III Présentation de la raffinerie de Skikda et conditions opératoires

- Eliminer 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 1mm à 2mm 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.
- Pour les liquides transparents, noter la valeur obtenue sur l'aréomètre au point de 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.
- Pour les liquides opaques, noter la valeur obtenue sur l'aréomètre au point de l'échelle où l'échantillon apparaît déterminer ce point en se plaçant au-dessus de la surface plane du liquide.
- 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 $\pm 0.05^\circ$.

III.5.3 Viscosité à 20 °C (ASTM D445)

- Nettoyer le viscosimètre avec un solvant adapté. Sécher en insufflant de l'air propre et sec (Les sédiments organiques peuvent être éliminés à l'aide d'une solution d'acide chromique ou non chromique mais fortement oxydante).

Chapitre III Présentation de la raffinerie de Skikda et conditions opératoires

- Retourner le viscosimètre. Immerger le tube à petite section dans le liquide à mesurer. Appliquer une aspiration au tube à grande section pour faire monter l'échantillon jusqu'à remplir les deux bulbes.

- **Mise en place**

Installer le viscosimètre à l'aide d'un support adapté, en maintenant une position verticale ($\pm 1^\circ$ dans tous les sens). Attendre que l'échantillon atteigne la température de mesure (30 minutes en général).

Appliquer une aspiration pour que le liquide remonte dans le bulbe supérieur (légèrement au-dessus), puis laisser le liquide s'écouler librement à travers le capillaire. Chronométrer (à 0,1 seconde près) le temps d'écoulement du ménisque supérieur au ménisque inférieur.

Effectuer une seconde mesure, puis calculer la moyenne.

- **Calcul**

$$V = C \times T \quad (\text{III.1})$$

V : viscosité en centistokes.

C : constante du viscosimètre.

T : temps de flux de l'échantillon en secondes.

III.5.4 Point d'écoulement du gasoil – ASTM D97

- Filtrer l'échantillon s'il y a présence d'humidité apparente.
- Verser l'échantillon limpide dans le tube jusqu'au trait de jauge.
- Bien fermer le tube avec un bouchon de liège muni d'un thermomètre. (Placer le thermomètre en position verticale, avec le bulbe immergé dans l'échantillon, de telle sorte que le début du trait capillaire de la colonne de mercure se situe à 3 mm au-dessous du niveau de l'échantillon.)
- Réchauffer l'échantillon dans un bain d'eau à une température supérieure à 46 °C.
- Laisser refroidir à température ambiante jusqu'à 35 °C.
- Introduire le tube dans la cavité du bain réfrigérant.

Chapitre III Présentation de la raffinerie de Skikda et conditions opératoires

- Tous les 3 °C, retirer le tube de la cavité, le maintenir en position horizontale. Si l'échantillon n'a pas cessé de s'écouler, le replacer immédiatement dans le bain à 0 °C.
- Si l'échantillon s'écoule encore à 9 °C, le transférer dans le second bain réglé à -17 °C.
- S'il s'écoule encore à -6 °C, le transférer dans le troisième bain réglé à -34 °C.
- S'il s'écoule encore à -24 °C, le transférer dans le quatrième bain réglé à -51 °C.
- Continuer l'essai de cette manière jusqu'au moment où l'échantillon, maintenu horizontalement pendant 5 secondes, cesse totalement de s'écouler.
- Noter la température lue sur le thermomètre.

III.5.5 Point d'éclair du gasoil – ASTM D93

- Remplir le creuset avec l'échantillon jusqu'au trait de repère circulaire.
- Insérer le creuset dans son logement.
- Placer le thermomètre (-30 °C à 100 °C).
- Allumer la veilleuse (perle de flamme).
- Démarrer le chauffage ainsi que l'agitateur.

Lecture

- Ramener lentement la perle de flamme à l'aide du dispositif jusqu'à l'ouverture du couvercle.
- Observer le comportement de la flamme et l'aspect du liquide.
- Si un flash (éclair dû à une petite explosion) se produit, lire la température en °C et noter cette température comme point d'éclair.

III.5.6 Point d'aniline – ASTM D611

Préparation de l'échantillon

- Sécher l'échantillon de 03 a 05 minutes par un déshydratant.
- Réduire la viscosité des échantillons visqueux par le chauffage.
- Enlever les déshydratant suspendu au moyen d'une centrifugeuse.

Mode opératoire

- Démarrer l'instrument en appuyant sur l'interrupteur.
- S'assurer que le robinet de la cellule de mesure inférieure est fermé avant de commencer.
- Injecter dans la cellule avec une pipette propre et sécher l'entrée supérieure (10ml d'échantillons/10ml d'aniline).
- Remplir les cases sur l'écran principal en utilisant les touches (haut/bas)et(gauche/droite) pour déplacer le curseur :
simple ID/l'échantillon
operator :opérateur
test mode : mode de test
expect AP :température présumé
stir: la vitesse d'agitation
- Vérifier que l'opération est effectuée correctement puis appuyer sur le touche(start).
- La valeur du point d'aniline s'affiche sur l'écran.

III.5.7 Indice de cétane (ASTM D976)

Le calcul de l'indice de cétane se fait à partir d'une relation empirique qui fait intervenir la densité relative à 15 °C et le point 50 % de la distillation ASTM D86 de l'échantillon. Cette relation est formulée dans la partie théorique (I) page (17) relation (I.1)[6].

$$IC = 454.74 - 1641.416 D + 774.74 D^2 - 0.554 B + 97.803(\log B)^2$$

Avec :

D : la densité à 15°C en g/cm³.

B : le point 50% de la distillation ASTM D86.

III.5.8 Couleur – ASTM D1500

- Allumer l'appareil.
- Laisser l'appareil se stabiliser pendant 30 minutes.
- Choisir la méthode de mesure : dans notre cas, c'est la méthode ASTM.

Chapitre III Présentation de la raffinerie de Skikda et conditions opératoires

- Passer l'étalon au préalable pour s'assurer que l'appareil fonctionne correctement ; la valeur affichée doit être 3,5.
- Choisir la cuve adéquate à la méthode.
- Rincer la cuve avec un peu d'éthanol si nécessaire.
- Remplir la cuve avec l'échantillon à tester.
- Ne pas toucher les faces transparentes des cuves avec les doigts. Si besoin, essuyer délicatement ces faces avant de placer la cuve dans l'appareil.
- Appuyer sur (Read) pour effectuer la mesure.
- Noter la valeur affichée sur l'appareil.

Chapitre IV

Résultats et discussion

IV.1 Introduction

Ce travail a pour objectif d'étudier les propriétés physico-chimiques du gasoil destiné à la commercialisation sur le marché intérieur, afin de vérifier sa conformité aux normes de spécification en vigueur avant sa mise sur le marché.

Les analyses ont été réalisées sur dix échantillons de gasoil au sein du laboratoire RA1K de la raffinerie de Skikda à partir du 30 avril 2025 jusqu'à 15 mai 2025. Les paramètres physico-chimiques étudiés incluent: la distillation atmosphérique selon la norme ASTM D86, la mesure de la densité, le point d'écoulement, le point d'éclair, le point d'aniline, l'indice de cétane, ainsi que la viscosité et la couleur.

IV.2 Les caractéristiques physiques et chimiques du gasoil

IV.2.1 Distillation ASTM D 86

Après filtration des échantillons de gasoil issus du raffinage du pétrole, la distillation a été réalisée selon la norme ASTM D86 sur une prise d'essai de 100 ml et sur une période de 10 jours conformément à la norme ASTM D86. Les températures enregistrées en fonction des pourcentages en volume distillés sont regroupés dans le tableau (IV.1).

Tableau (IV.1): Valeurs des points de la distillation ASTM 86 (°C).

Caracteristiques Echantillons	T _{eb} (°C)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Distillation										
Pi	176	171	175	180	170	177	178	173	180	172
5%	191	191	183	200	183	197	192	190	192	188
10%	199	201	190	209	191	207	201	200	209	199
20%	209	214	207	222	205	221	217	212	225	215
30%	220	224	220	236	216	234	230	227	238	229
40%	235	234	235	250	227	248	247	240	250	241
50%	250	248	250	264	240	261	261	255	263	253
60%	268	261	267	280	255	274	277	273	280	271
65%	278	272	277	287	265	282	286	281	287	277
70%	287	283	285	295	275	290	295	291	295	282
80%	312	310	310	314	297	308	314	310	314	311
90%	344	336	332	343	325	337	339	342	345	337
95%	360	354	355	355	342	354	358	352	360	357
Pf	366	369	366	370	359	370	368	367	369	366
Volume récupéré	98.0	98.1	98.0	98.0	98.1	98.0	98.1	98.0	98.0	98.0
Volume résidu	1.6	1.6	1.7	1.6	1.6	1.7	1.7	1.8	1.6	1.6
Volume de perte	0.4	0.3	0.3	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.4	0.4

À partir des résultats présentés dans le tableau (IV.1), nous avons tracé les courbes de distillation selon la norme ASTM D86, en représentant les températures d'ébullition des différents points en fonction des volumes distillés, soit $T_{eb} = f(V)$ figure(IV.1).

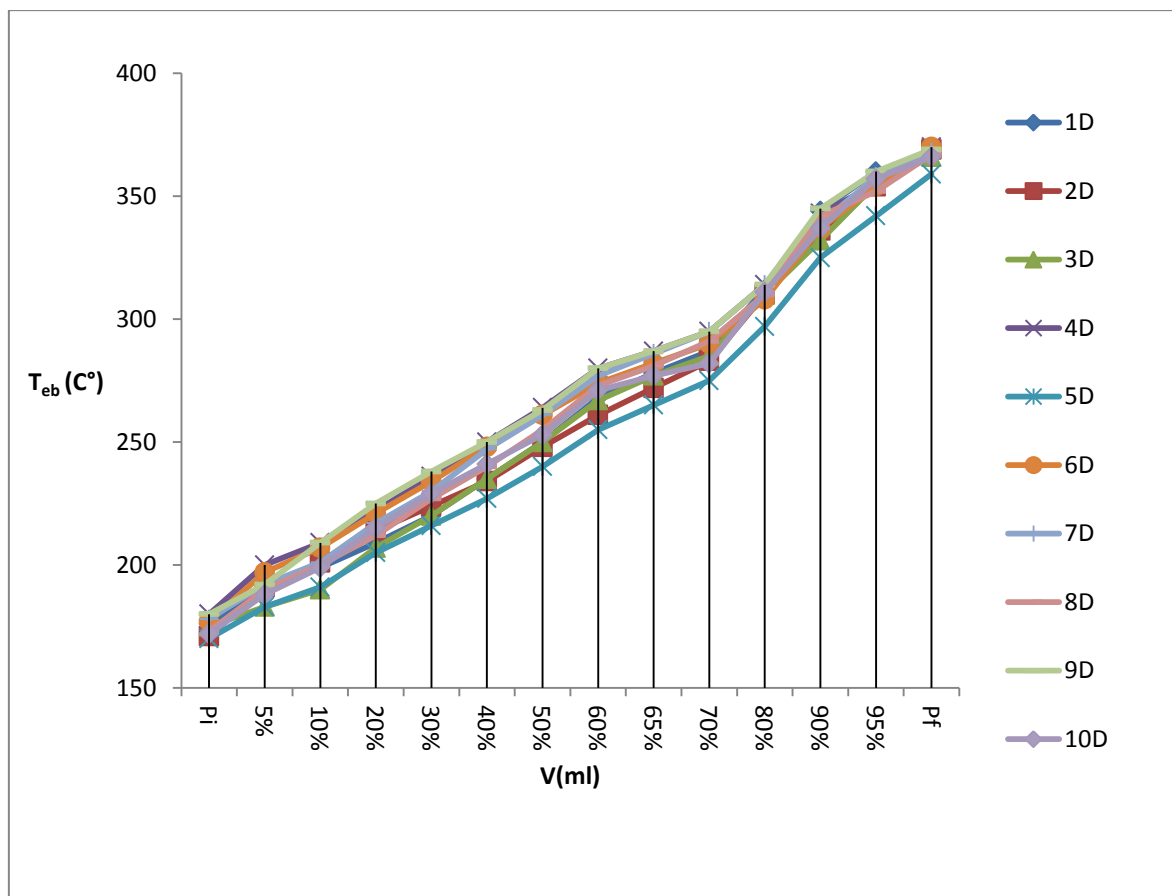


Figure VI.1 : Représentation des courbes de distillation ASTM.

La courbe de distillation du gasoil a une influence directe sur le processus de combustion. La nécessité de réaliser une injection sous haute pression et une pulvérisation de fines gouttelettes au moyen d'un injecteur exige du gasoil des caractéristiques de volatilité bien définies.

Les spécifications algériennes (NA 1445) fixent 3 critères délimitant la volatilité minimale et maximale ainsi la fraction distillée (% V) :

- 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 à la figure (VI.1), nous constatons que les résultats sont supérieures à la limite minimale de 250 °C, ce qui confirme que le produit est

conforme à la norme NA 1445. Ainsi la teneur en fractions légères du gasoil analysé sont acceptable. Nous observons également que les résultats obtenus pour 90% de volume distillé sont inférieure à la limite maximale à 350°C, ce qui confirme également la conformité du produit à la norme NA 1445. Par ailleurs, la teneur en fractions lourdes du gasoil est jugée acceptable.

En ce qui concerne les résultats du point final (PF), ceux-ci sont inférieurs à la limite maximale de 390 °C, ce qui confirme la conformité du produit à la norme NA 1445. La proportion de fractions lourdes ne doit pas être trop élevée, sous peine de dégrader la pulvérisation du gasoil lors de son injection, ce qui nuirait au bon déroulement de la combustion. Une diminution de la volatilité du gasoil entraîne un risque accru de dégradation des performances du moteur (démarrage difficile, échauffement, etc.). En revanche, en cas de volatilité trop élevée, ce problème peut être atténué grâce à un blindage adapté du gasoil.

IV.2.2 La viscosité à 20 °C (ASTM D445)

La viscosité est un critère particulièrement important pour évaluer la qualité des produits pétroliers et déterminer le type d'écoulement dans les canalisations. Une viscosité insuffisante peut entraîner le grippage de la pompe d'injection, tandis qu'un carburant trop visqueux augmente les pertes de charge dans les pompes et les injecteurs. Cela peut conduire à une baisse de la pression d'injection, à une détérioration de la finesse de la pulvérisation et, en fin de compte, à une altération du processus de combustion.

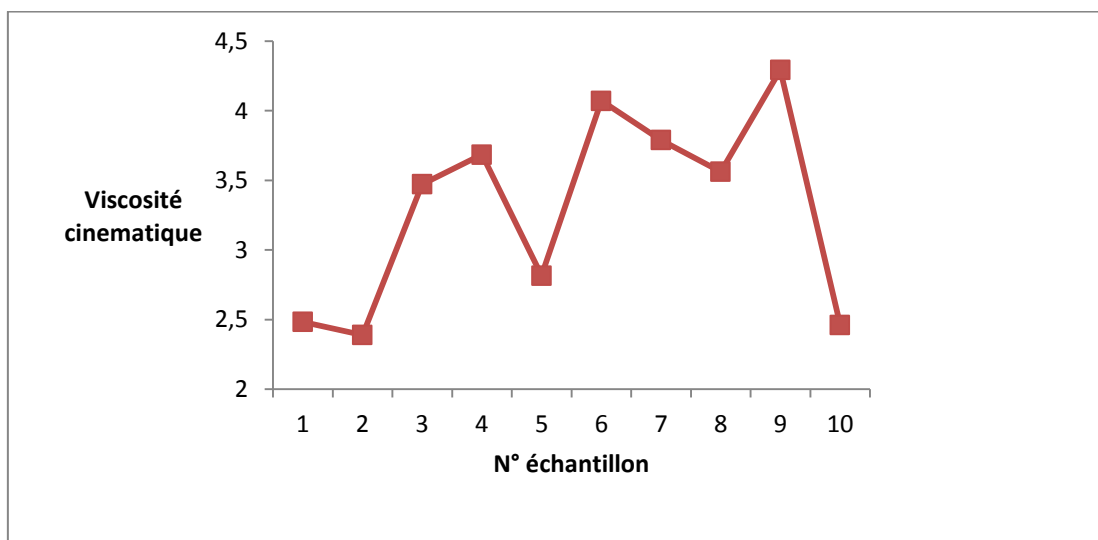
La norme algérienne (NA1443) fixe une valeur limite maximale de la viscosité à 20 °C à 9 centistokes (cSt) pour le marché domestique, et une valeur minimale à 2 cSt.

Les viscosités cinématiques à 20 °C des dix échantillons de gasoil sont présentées dans le tableau (IV.2).

Tableau (VI.2) : Valeurs de la viscosité cinématique à 20°C.

N° échantillons	Viscosité cinématique a 20 C°(cSt)
01	2.483
02	2.389
03	3.472
04	3.684
05	2.815
06	4.071
07	3.789
08	3.561
09	4.292
10	2.461

À partir des résultats présentés dans le tableau (IV.2), nous avons tracé la courbe figurant dans la figure (IV.2), illustrant l'évolution de la viscosité cinématique des échantillons analysés de gasoil.

**Figure IV.2 :** Viscosité cinématique des échantillons de gasoil à 20 °C.

Les résultats obtenus (tableau VI.2 et figure VI.2) montrent que la viscosité cinématique des dix échantillons de gasoil à 20 °C varie entre 2.389 cSt (échantillon 02) et 4.292 cSt

(échantillon 09). Ces valeurs se situent entièrement dans la plage autorisée par la norme algérienne NA1443, qui fixe une viscosité minimale de 2 cSt et une maximale de 9 cSt pour le gasoil destiné au marché domestique.

IV.2.3 Densité à 15°C (ASTM D 1298) (NA417) du gasoil

La densité du gasoil à 15 °C est une propriété physico-chimique essentielle, car elle influence directement la quantité massique de carburant injectée dans le moteur. En effet, les systèmes d'injection sont conçus pour délivrer un volume précis ; or, à volume constant, une densité plus élevée signifie une masse de carburant plus importante injectée, ce qui peut affecter la combustion, les performances du moteur, ainsi que les émissions.

Les valeurs de densité mesurées pour les dix échantillons de gasoil sont présentées dans le tableau (IV.3) et représentées dans la figure (IV.3).

Tableau (VI.3) : Valeurs des densités d_4^{15} des échantillons de gasoil.

N° échantillon	La densité à 15 °C
01	0.8211
02	0.8204
03	0.8226
04	0.8259
05	0.8149
06	0.8237
07	0.8275
08	0.8255
09	0.82880
10	0.8241

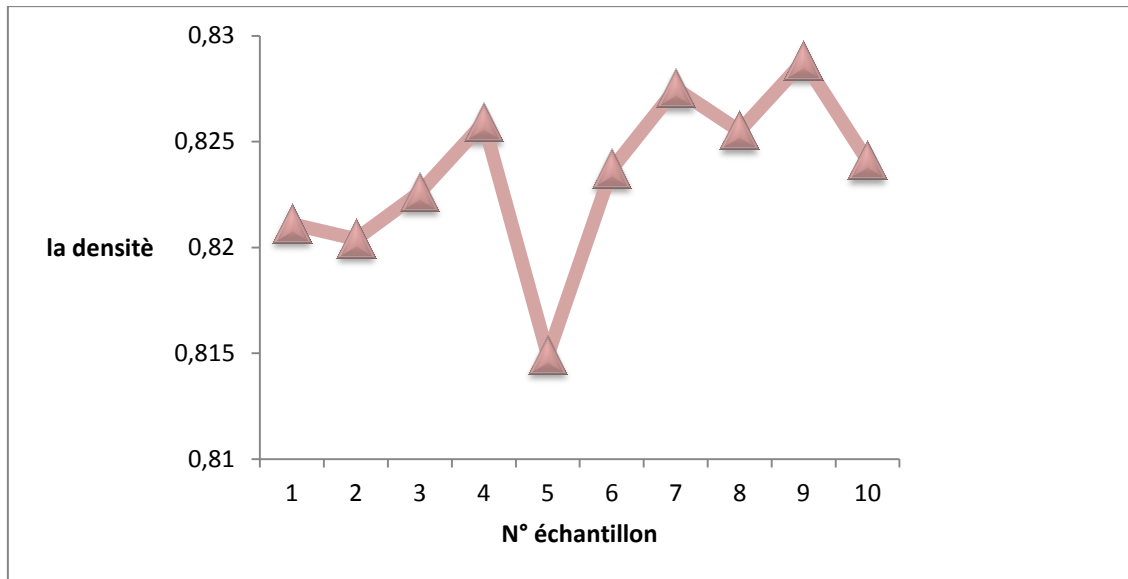


Figure IV.3 : Densité des échantillons de gasoil à 15 °C.

Selon la Norme Algérienne (NA 417/ASTM D1298 à 15 °C) la densité du gasoil doit être comprise entre une densité minimale égale à 0,810 et une densité maximale égale à 0,860. D'après les résultats obtenus, nous constatons que la densité des échantillons de gasoil analysés se situe dans la fourchette de la norme. Nous remarquons aussi que les densités se situent dans une plage étroite, allant de 0,8149 à 0,8288, ce qui traduit une bonne homogénéité du produit et une qualité constante des échantillons analysés. Une densité dans cette plage garantit que les systèmes d'injection délivrent une masse de carburant adaptée, assurant ainsi une combustion optimale, de bonnes performances moteur et un contrôle satisfaisant des fumées.

IV.2.4 Le point d'écoulement du gasoil ASTM D 97

Le point d'écoulement est la température la plus basse à laquelle le gasoil reste fluide et peut encore s'écouler spontanément sous l'effet de la gravité. En dessous de cette température, le carburant commence à se solidifier ou à former des cristaux de cire, ce qui empêche son écoulement normal. Cette propriété est essentielle pour évaluer la pompabilité du gasoil, notamment dans des conditions climatiques froides, et pour garantir le bon fonctionnement des systèmes d'alimentation des moteurs diesel.

En Algérie, le point d'écoulement du gasoil est réglementé en fonction de deux périodes saisonnières :

- **la saison estivale**, s'étendant du 1^{er} avril au 30 octobre, pour laquelle la valeur limite maximale est fixée à **-7 °C** ;
- **la saison hivernale**, couvrant la période du 1^{er} décembre au 30 mars, avec une valeur limite maximale à **-12 °C**.

Les résultats des points d'écoulement mesurés pour les différents échantillons sont regroupés dans le tableau (IV.4) ci-dessous :

Tableau (VI.4) : Valeurs du point d'écoulement des dix échantillons (mois de mai 2025).

N° échantillon	Point d'écoulement °C
01	-18
02	-18
03	-18
04	-17
05	-17
06	-17
07	-15
08	-15
09	-18
10	-18

À partir des résultats présentés dans le tableau (IV.4), nous avons tracé la courbe illustrant l'évolution du point d'écoulement des échantillons de gasoil analysés figure (IV.4).

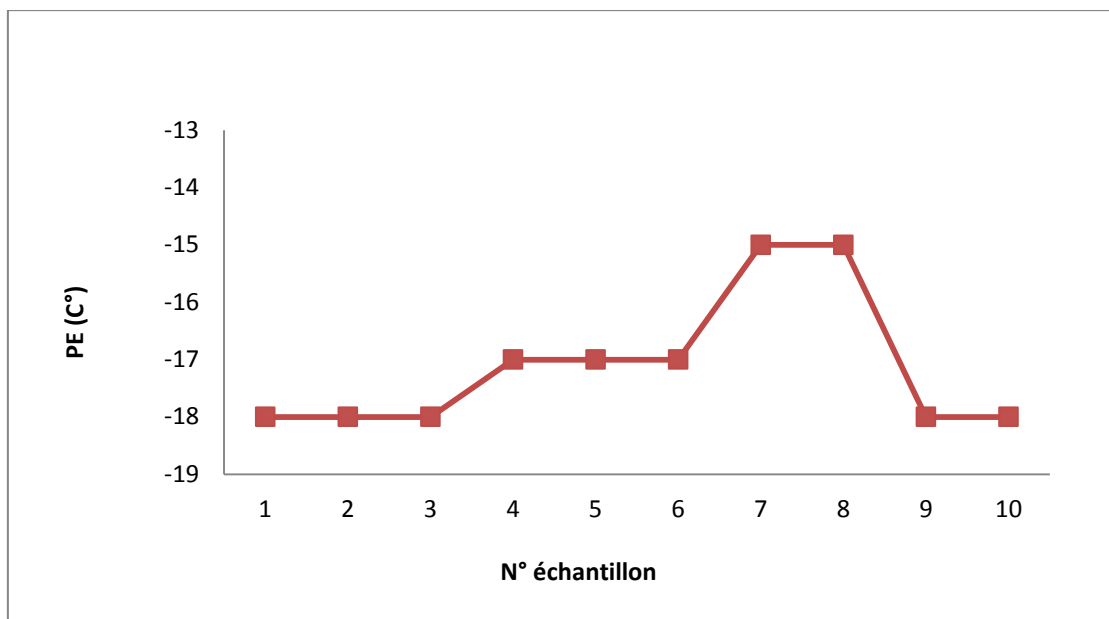


Figure IV.4 : Point d'écoulement des échantillons de gasoil analysés.

D'après les résultats obtenus, il est évident que les points d'écoulement mesurés pour l'ensemble des échantillons sont strictement inférieurs à la limite réglementaire de -7°C . Cela signifie que les échantillons de gasoil étudiés sont conformes aux exigences de la norme algérienne NA 417, applicable à la période estivale. Ces résultats traduisent une bonne qualité de production.

IV.2.5 Le point d'éclair du gasoil PE ASTM-D 93

Le point d'éclair (PE) représente la température minimale à laquelle les vapeurs du gasoil peuvent s'enflammer momentanément au contact d'une flamme. Il constitue un critère essentiel de sécurité, car il permet d'évaluer le risque d'inflammabilité du carburant lors de son stockage, de sa manipulation et de son transport.

Un point d'éclair plus élevé indique un carburant moins volatil et donc plus sûr à manipuler. À l'inverse, un point d'éclair trop bas peut présenter un risque accru d'inflammation accidentelle, en particulier à température ambiante. Selon la norme algérienne NA 2658, le point d'éclair du gasoil destiné à la commercialisation doit être supérieur à 55°C . Cette exigence vise à garantir la sécurité lors du stockage, de la manipulation et du transport, en limitant les risques d'inflammation accidentelle.

Les valeurs des points d'éclair des échantillons de gasoil analysés sont présentées dans le tableau (IV.5) et illustrées dans la figure(IV.5).

Tableau (VI.5) : Valeurs des points d'éclair des échantillons de gasoil (°C).

N° échantillon	PE (°C)
01	63
02	65
03	61
04	65
05	59
06	64
07	67
08	58
09	65
10	62

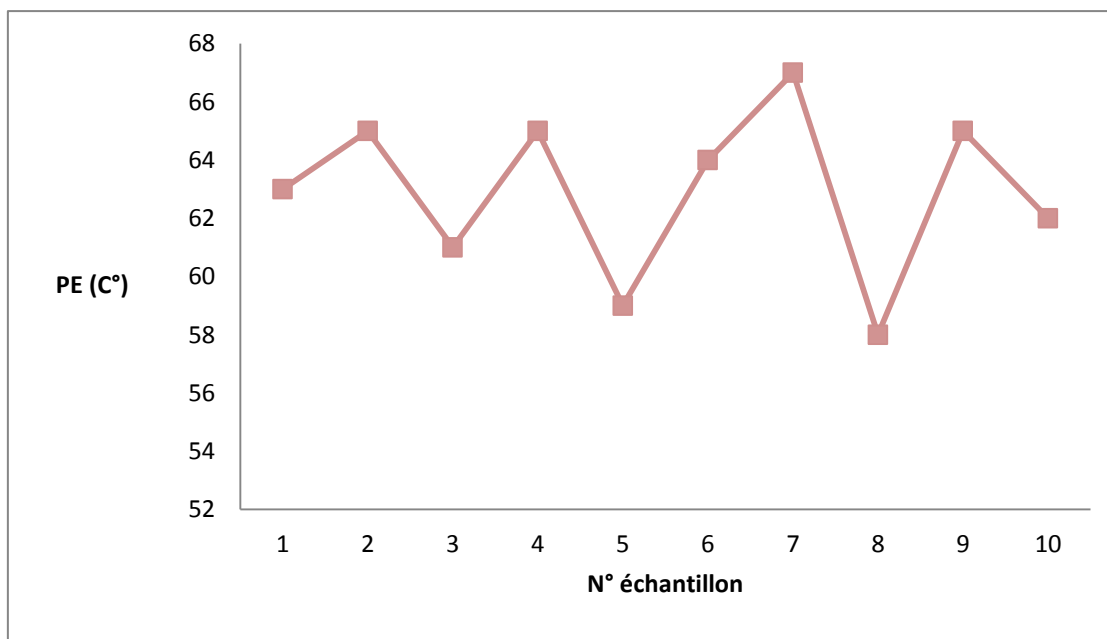


Figure IV.5: Points d'éclair des différents échantillons de gasoil.

Les résultats obtenus (tableau IV.5 et figure IV.5) montrent que l'ensemble des échantillons de gasoil analysés présentent des points d'éclair supérieurs à 55 °C, ce qui les rend parfaitement conformes aux exigences de la norme algérienne NA 2658.

Les valeurs mesurées varient entre 58 °C et 67 °C, traduisant une bonne homogénéité du produit. Ces températures reflète une stabilité thermique satisfaisante, garantissant :

- un faible risque d'inflammation accidentelle,
- une sécurité accrue lors de la manipulation, du transport et du stockage du carburant.

Ces résultats confirment une qualité de production maîtrisée du gasoil, en adéquation avec les standards de sécurité requis sur le marché national.

IV.2.6 Le point d'aniline du gasoil ASTM D611

Le point d'aniline (PA) du gasoil, déterminé selon la norme ASTM D611, correspond à la température minimale à laquelle un mélange égal en volume de gasoil et d'aniline devient trouble. Cette mesure est un indicateur important de la nature chimique du gasoil, en particulier de sa composition en hydrocarbures aromatiques et paraffiniques.

Une température de point d'aniline basse reflète une teneur élevée en composés aromatiques, tandis qu'une température élevée indique une prédominance de composés paraffiniques dans le gasoil. Le point d'aniline est typiquement compris entre 65 °C et 85 °C pour un gasoil de bonne qualité, avec des variations selon la teneur en aromatiques.

Les résultats des points d'aniline des échantillons de gasoil étudiés sont illustrés dans le tableau (IV.6) et figure (IV.6).

Tableau (IV.6): Points d'aniline des échantillons de gasoil analysés.

N° échantillon	Point d'Aniline (PA) (°F)
01	169
02	169
03	169
04	169
05	169
06	169
07	169
08	169
09	169
10	169

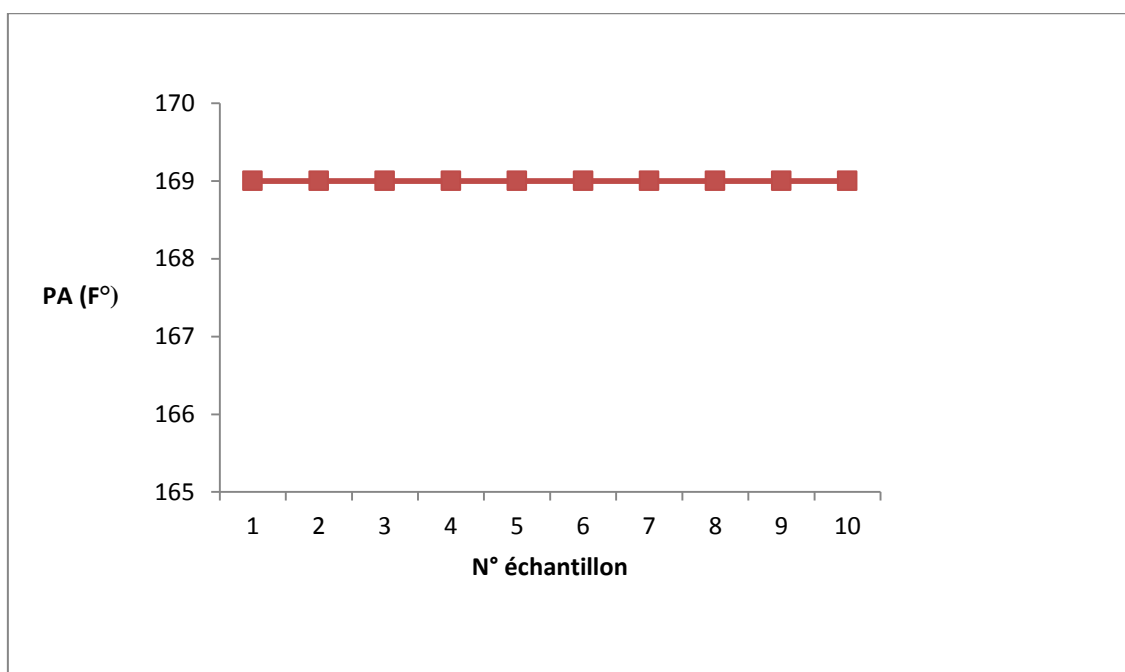


Figure IV.6 : Point d'aniline des échantillons de gasoil analysés.

Tous les échantillons analysés présentent un point d'aniline identique, fixé à 169 °F (environ 76 °C). Cette uniformité suggère une composition chimique très homogène entre les différents échantillons et indique que les échantillons de gasoil étudiés sont de bonne qualité.

IV.2.7 Indice de cétane (ASTM D976)

L'indice de cétane du gasoil est une mesure de la qualité d'auto-inflammation du carburant diesel. Il indique la rapidité avec laquelle le gasoil s'enflamme après son injection dans la chambre de combustion du moteur diesel.

L'indice de cétane minimal diffère d'un pays à un autre ainsi aux Etats-Unis et au Canada est le plus souvent inférieur à 50. Dans notre pays la limite minimale est fixé à 48.

- Un indice de cétane élevé (supérieur à 48 selon la norme algérienne) améliore le démarrage à froid, réduit le bruit du moteur, diminue les émissions de fumées et augmente la performance globale du moteur.
- Un indice de cétane trop bas entraîne des difficultés de démarrage, des ratés d'allumage, une combustion incomplète, une augmentation des émissions polluantes et un bruit moteur plus important.

Les indices de cétane calculés pour les échantillons de gasoil analysés sont présentés dans le tableau (IV.7) et illustrés par la figure(IV.7) :

N° échantillon	Indice de Cétane
01	53.19
02	52.92
03	52.68
04	54.88
05	52.84
06	54.89
07	53.64
08	52.92
09	54.55
10	51.56

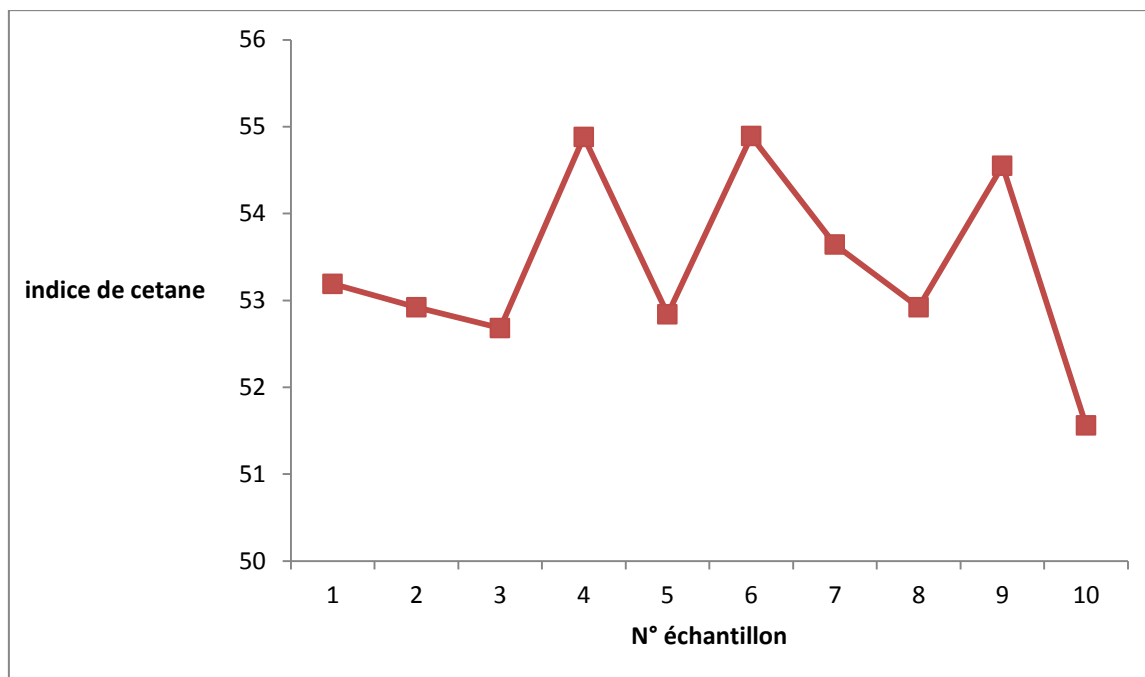


Figure IV.7 : Indice de cétane des différents échantillons de gasoils.

Les indices de cétane mesurés pour les dix échantillons de gasoil varient entre 51,56 et 54,89, ce qui est largement supérieur à la limite minimale fixée à 48 selon la réglementation algérienne. Ces valeurs indiquent que les carburants analysés possèdent une bonne qualité d'ignition, ce qui garantit un démarrage facile du moteur, une combustion plus régulière et une réduction des émissions de fumées au démarrage.

La faible variation entre les indices, avec des valeurs proches les unes des autres, traduit une bonne homogénéité des échantillons, reflétant une production contrôlée et stable. Globalement, ces résultats confirment que le gasoil étudié répond parfaitement aux exigences nationales en matière d'indice de cétane, assurant ainsi des performances optimales et une meilleure durabilité du moteur diesel.

IV.2.8 La couleur ASTM D1500

La couleur du gasoil est une caractéristique visuelle importante qui peut donner des indications sur sa qualité, sa pureté et son état de conservation. En général, le gasoil commercialisé est de couleur allant du jaune pâle au brun clair, parfois légèrement verdâtre ou ambrée.

- **Couleur claire et uniforme** : signe généralement d'un produit propre, bien raffiné et sans contamination.
- **Couleur foncée ou trouble** : peut indiquer la présence d'impuretés, d'oxydation, ou un vieillissement du carburant.

Bien que la couleur n'influence pas directement les performances du gasoil en usage normal, elle peut évoluer lors du stockage prolongé, du transport ou même à l'intérieur du véhicule. En effet, le carburant est exposé à divers facteurs comme la chaleur (due au circuit de retour des injecteurs ou au stationnement en plein soleil), l'oxygène, et l'humidité de l'air. Ces conditions peuvent se dégrader et conduire à la formation de gommages ou de sédiments, susceptibles d'endommager le système d'injection ou de laisser des dépôts dans le moteur.

Il est donc essentiel que le gasoil conserve une composition stable de sa production jusqu'à son utilisation. L'ajout d'additifs de stabilité est souvent recommandé pour maintenir la couleur du produit et limiter son altération au fil du temps.

Les valeurs de couleur des dix échantillons de gasoil analysés sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau (VI.8) : Valeurs de la couleur des échantillons de gasoil analysés.

N° échantillon	La couleur
01	1.5 Trouble
02	1.5 Trouble
03	<0.5 Clair
04	1.5 trouble
05	<0.5 trouble
06	1.5 trouble
07	<0.5 clair
08	<0.5 trouble
06	0.1 clair
10	0.5 trouble

Les valeurs de couleur mesurées pour les dix échantillons de gasoil analysés montrent une certaine variation entre des produits clairs et troubles. On observe que :

- Plusieurs échantillons présentent une couleur comprise entre 1.5 (trouble) indiquant une teinte légèrement opaque. La présence d'échantillons troubles peut être liée à une légère présence d'impuretés ou d'additifs, ou à des différences dans le traitement ou la formulation du gasoil.
- D'autres échantillons affichent une couleur inférieure à 0.5, qualifiée de claire, ce qui traduit une meilleure pureté visuelle.
- Aucun échantillon ne dépasse une couleur de 1.5, ce qui reste généralement acceptable selon la norme algérienne qui exige une limite maximale fixée de 2.5.

Ces observations indiquent que le gasoil analysé présente une qualité acceptable sur le plan visuel.

IV.3 Conclusion

L'ensemble des paramètres analysés montrent que les échantillons de gasoil testés sont globalement conformes aux normes algériennes de spécification, en termes de qualité, de sécurité et de performance. Les faibles variations entre échantillons traduisent une bonne homogénéité du produit et témoignent d'un processus de fabrication bien maîtrisé au niveau de la raffinerie.

Ces résultats confirment que le gasoil mis sur le marché intérieur répond aux critères de sécurité, d'efficacité énergétique et de durabilité exigés pour une utilisation optimale dans les moteurs diesel.

Conclusion générale

Conclusion générale

L'utilisation du gasoil est aujourd'hui incontournable dans la vie quotidienne, en particulier dans les moteurs diesel. Cependant, sa qualité influe directement sur les performances, la sécurité et l'impact environnemental. Une mauvaise qualité de gasoil peut entraîner des pollutions accrues, des pannes mécaniques ou encore des accidents. C'est pourquoi les raffineries s'efforcent d'améliorer continuellement la qualité du gasoil, notamment en augmentant l'indice de cétane.

L'objectif principal de ce travail est de caractériser le gasoil commercial produit par la raffinerie de Skikda, à travers une série d'analyses physico-chimiques afin d'évaluer sa qualité et sa conformité aux normes algériennes en vigueur. Les analyses physico-chimiques sont réalisés au sein du laboratoire de RA1K de la raffinerie de skikda.

- Les courbes de distillation et les PE sont convenables aux normes, ils nous indiquent d'avoir une bonne volatilité des gazoles au cours de leurs utilisations, le point éclair a un critère de sécurité lors des opérations de stockage et de distribution.
- Et de même pour les viscosités et les points d'écoulement sont conformes, Ces paramètres jouent un rôle crucial dans les caractéristiques d'injection, notamment en influençant la taille des gouttelettes du jet du gazole.
- les valeurs obtenues de l'indice de cétane sont satisfaisantes, indiquant une bonne capacité du gazole à s'auto-enflammer rapidement, ce qui est favorable à un fonctionnement optimal du moteur diesel.
- Enfin, la couleur des échantillons reste dans des limites acceptables, bien que quelques variations de clarté soient observées. Cela témoigne d'une qualité globale visuelle satisfaisante.

En résumé, l'ensemble des paramètres physico-chimiques mesurés confirme que les échantillons de gasoil produits par la raffinerie de Skikda répondent aux exigences réglementaires nationales. Leur qualité est globalement homogène, ce qui reflète une maîtrise efficace du procédé de production et un bon contrôle qualité en laboratoire. Ces résultats témoignent également de la conformité du gasoil aux normes de sécurité, de performance et d'environnement, et permettent de garantir un usage fiable dans les moteurs diesel modernes.

Références bibliographiques

- [1] Mds Kasmiouri sana-dokkar sara . Augmentation de la production de Gasoil-RHM2/HMD [Mémoire de Master]. ouargla : Université kasdi merbah, Faculté des sciences et technologies. 2022.
- [2] JAMES G. SPEIGHT.- Handbook of Petroleum Product Analysis, New York, 2002.
- [3] JAMES G, SPEIGHT.- The Chemistry and Technology of Petroleum. 4th Edition, NewYork, 2006.
- [4] SURINDER PARKAS.- Refining Processes Handbook. New York, 2003.
- [5] IRWIN, WIEHE.- Process Chemistry of Petroleum Macromolecules. New Jersey, 2008.
- [6] Fares, A., Boudelf, 'Caractérisation et analyse du gasoil au niveau du laboratoire RA1K', .. Mémoire fin d'étude .Institut algérien du pétrole, Ecole de Skikda, 2017.
- [7] JAMES H. GARY, GLENN E. HANDWERK.- Petroleum Refining; Technology and Economics, 4thEdition, New York, 2001.
- [8] JEAN-PIERRE WAUQUIER.- Séparation Processes. IFP, edition Technip, Paris, 2000.
- [9] DAVID S. J. "STAN" JONES, PETER R. PUJADÓ.- Handbook of Petroleum Processing, Springer, Netherlands, 2006.
- [10] Darnoko D., Cheryan M., Kinetics of palm oil transesterification in a batch reactor JAOCS,p 1263 – 1267, 2000.
- [11] P. Courty, J.F. Gruson, "Refining clean fuels for the future", Oil & Gas Science and Technology (Rev.IFP), Vol. 56, (2001), PP. 551-524.
- [12] Bernard Bensaïd et Valérie Saint-Antonin, "Le Diesel aux Etats-Unis", Panorama 2004, Site de l'Institut Français du Pétrole.
- [13] Jean-Pierre WAUQUIER. Le raffinage de pétrole :Pétrole brut, produit pétroliers, schémas de fabrication ; Editions technip 1994.
- [14] R. A. KISHORE NADKARNI. Guide to ASTM Test Methods for the Analysis of Petroleum Products and Lubricants, Millennium Analytics, Inc., East Brunswick NJ 2000.
- [15] Jorge Ancheyta, Rogelio Sotelo, "Kinetic modeling of vacuum gasoil catalytic cracking", Journal of the Mexican Chemical Society, Vol. 46, (2002), PP. 38-42.
- [16] Mr MALAININE Cheikh Malainine. Désulfuration du Gasoil Algérien Selon les Nouvelles Normes Européennes [Mémoire de Magistère]. Mostaganem : Université Abdelhamid ibn badis, Faculté des scienceset technologies 2011.

- [17] BOUNEZRA Hamza, Mohammad Mahmoud Sudqi Hamad, Qaboa Fahd Hasan Mohammed. Etude de faisabilité d'augmentation de la production en Gasoil à la raffinerie de Hassi Messaoud 2 (Mémoire de Master). El Oued : Université Echahid Lakhdar. Faculté de la Technologie 2017.
- [18] HABES Marwa, LEZERGUI Nesrine, Désulfuration du naphta par l'Hydrotraitement- vérification de l'unité U300/RHM2/HMD. Diplôme de Master. Ouargla : Université de Kasdi Merbah. Facultés des Sciences Appliquées ; 2021/2022
- [19] Cours "Raffinage et pétrochimie" 2024-2025
- [20] S. A. Giraldo, M. H. Pinzon, A. Centeno, "Behavior of catalysts with rhodium in simultaneous.2021.
- [21] Cet article est partiellement issu de l'article de Wikipédia en anglais intitulé « Claus process ».
- [22] DAOUDI Hamza. Etude de la Faisabilité D'augmentation De La Production En Gasoil A RHM2 ; 2013
- [23] H. Topsoe, "The role of Co-Mo-S type structures in hydrotreating catalysts", Applied Catalysis a General, vol. 322, p. 3-8, 2007
- [24] Organization of the Petroleum Exporting Countries - OPEC, World Oil Outlook 2016: [http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO%2021 6pdf](http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO%2021%206pdf).
- [25] M . Kozak, J. Merkisz, The mechanics of fuel sulphur influence on exhaust emissions from diesel engines, TEKA Commission of Protection and Formation of Natural Environment. 5 (2005) 96–109.
- [26] N.H.Sweed , R.Demmin, and H.Ryu, "Low Sulfur Technology", Hydrocarbon engineering, vol. 2002.
- [27] Topsoe, H., Clausen, B. S., and Massoth F.E., "Hydrotreating catalysis", Science and Technology", Berlin, Springer-Verlag. 1996.
- [28] Chitra P., Venkatachalam P., Sampathrajan A., Optimisation of experimental conditions for biodiesel production from alkali-catalysed transesterification of Jatropha curcus oil, Energy for Sustainable Development, IX(3):13-8, 2005.
- [29] Manuel de l'opération et l'entretien pour CDU-1 UNITE N(10 ;11)2021.

Résumé

L'objectif de ce travail est d'étudier les propriétés physico-chimiques du gasoil produit par la raffinerie de Skikda, afin de vérifier sa conformité aux normes algériennes en vigueur avant sa commercialisation. Les résultats obtenus montrent que l'ensemble des échantillons analysés respecte les exigences en matière de qualité, de sécurité et de performance. Les faibles écarts entre les échantillons traduisent un processus de fabrication homogène et bien maîtrisé, assurant une distribution de gasoil fiable sur le marché intérieur.

Mots-clés : indice de cétane, distillation ASTM, gasoil, raffinage, propriétés physico-chimiques.

Abstract

The objective of this study is to examine the physicochemical properties of diesel fuel produced by the Skikda refinery, in order to verify its compliance with current Algerian standards prior to commercialization. The results show that all the analyzed samples meet the requirements in terms of quality, safety, and performance. The minor variations observed between the samples reflect a homogeneous and well-controlled production process, ensuring a reliable distribution of diesel fuel on the domestic market.

Keywords: cetane index, ASTM distillation, diesel fuel, refining, physicochemical properties.

ملخص

الهدف من هذا العمل هو دراسة الخصائص الفيزيائية والكيميائية للديزل المنتج في مصفاة سكيكدة، وذلك من أجل التحقق من مدى مطابقته للمعايير الجزائرية المعمول بها قبل تسويقه. تُظهر النتائج المتحصل عليها أن جميع العينات المحللة تستوفي متطلبات الجودة والسلامة والأداء. كما أن الفروقات الطفيفة بين العينات تعكس عملية إنتاج متجانسة ومحكمة، مما يضمن توزيعاً موثقاً للديزل في السوق الوطنية.

الكلمات المفتاحية: مؤشر السيتان، التقطير وفق معيار ASTM ، الديزل ، التكرير، الخصائص الفيزيائية والكيميائية.