

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université A. Mira de Bejaia



Faculté de Technologie
Département de Génie des Procédés
Laboratoire de NAFTAL Béjaïa

Mémoire

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE MASTER

Domaine : Science et Technologie Filière : Génie des Procédés
Spécialité : Génie Chimique

Présenté par

BARKI Yasmine

BARACHE Salim

Thème

Contrôle de qualité des carburants cas de NAFTAL Béjaïa

Soutenue le 07 /07/2022

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade		
M ^{me} CHIBANI	MCA	Université de Bejaia	Président
M ^r REZGUI	Professeur	Université de Bejaia	Examineur
M ^r AZZOUG	MCA	Université de Bejaia	Encadrant

Année Universitaire : 2021/2022

Remerciements

Nous adressons nos remerciements aux personnes qui nous ont aidées dans la réalisation de ce mémoire.

En premier lieu, nous remercions Monsieur AZZOUG Moufok, professeur à l'université Abderrahmane MIRA de Béjaïa, en tant que Directeur de mémoire, qui nous a guidé dans notre travail, on le remercie de nous avoir encadré, orienté, aidé et conseillé.

Nous désirons également à remercier le chef de laboratoire Mme RABOUHI ainsi que toute l'équipe du laboratoire de l'entreprise NAFTAL Béjaïa pour leurs soutiens et sympathie.

Enfin, nous remercions tous les professeurs du département de génie des procédés de l'université Abderrahmane MIRA de Béjaïa

DEDICACE

Ce projet de fin d'études est dédié à mes chers parents, qui m'ont toujours poussé et motivé dans mes études, sans eux, je n'aurais certainement pas fait d'études longues. Ce projet représente donc l'aboutissement du soutien et des encouragements qu'ils m'ont prodigués tout au long de ma scolarité. À mon cher frère pour son encouragement durant toute cette année.

Je tiens à remercier toute ma famille pour leur soutien moral et leurs encouragements en particulier ma très chère Grand-mère.

À tous ces intervenants, je présente mes remerciements, mon respect et ma gratitude.

Yasmine

DEDICACE

C'est avec un énorme plaisir, un cœur ouvert et une immense joie, je dédie ce modeste travail,

A mes très chers parents, pour leurs soutiens, leurs encouragements, leurs sacrifices, eux qui m'ont guidé durant toutes mes années d'étude vers le chemin de la réussite.

« Papa, Maman, merci pour tout »

A mon cher frère pour son encouragement durant toute cette année

A mes chers amis, collègues et a tous ceux qui sont proches de mon cœur et dont je n'ai pas cité leur nom .

Salim

Liste des figures

Chapitre I : Généralités sur le pétrole

Figure I.1 : Ensemble des hydrocarbures et des composés non-hydrocarbonés présents dans les pétroles bruts

Figure I.2 : Classification des différentes origines de pétrole par densité API et teneur en soufre

Figure I.3 : Carte des principaux gisements pétroliers en Algérie

Chapitre II : Généralités sur le raffinage et les carburants

Figure II.1 : Différentes étapes de distillation de pétrole brut

Figure II.2 : Schéma général des opérations de séparation en raffinerie

Figure II.3 : Evolution de la consommation des carburants terre sur le marché national de 2010 à 2016 en million de tonnes

Figure II.4 : Les polluants rejetés par les échappements d'automobiles

Figure II.5 : Composition des gaz d'échappement sur les moteurs à essence

Figure II.6 : Composition des gaz d'échappement sur les moteurs diesel

Figure II.7 : Variation des émissions de NOx en fonction de la vitesse

Figure II.8 : Comparaison des émissions de NOx des voitures diesel Euro 5 et 6 à 50

Chapitre III : Contrôle de qualité en Algérie cas de l'entreprise NAFTAL de Béjaïa

Figure III.1 : Organigramme général de l'entreprise NAFTAL Béjaïa

Figure III.2 : Courbe sur la réception du Gasoil en 2021

Figure III.3 : Paramètre de la densité ASTM D1298

Figure III.4 : Appareillage de la distillation de l'essence sans plomb et du gasoil ASTM D86

Figure III.5 : Appareillage de la TVR ASTM D323

Figure III.6 : Appareillage de la viscosité cinématique à 20°C ASTM D445

Figure III.7 : Appareil de mesure du point d'écoulement ASTM D 97

Figure III.8: Appareillage de Colométrie ASTM D 1500

Figure III.9: Appareil de PENSKY MARTENS pour la mesure du point éclair ASTM D 976

Figure III.10: Appareillage de la teneur en eau ASTM D1744

Figure III.11 : L'appareil de mesure de la corrosion ASTM D 130

Figure III.12 : Série de lames de référence de la corrosion ASTM D130

Figure III.13 : Echantillon analysé par la méthode du Doctor test ASTM D4952

Figure III.14 : Appareillage de la teneur en soufre ASTM D 4294

Liste des tableaux

Chapitre I : Généralités sur le pétrole

Tableau I.1 : Structures et définitions des principaux hydrocarbures pétroliers

Tableau I.2 : les différents composés soufrés et leurs structures

Tableau I.3 : les différents composés oxygénés et leurs structures

Tableau I.4 : les différents composés azotés et leurs structures

Tableau I.5 : propriétés du pétrole brut

Tableau I.6: les 20 plus gros producteurs de pétrole en 2020 (Million de baril / jour)

Chapitre II : Généralités sur le raffinage et les carburants

Tableau II.1 : Exigences de qualité de l'essence selon les normes

Tableau II.2 : Spécifications générales pour le gazole de qualité normale

Tableau II.3 : Consommation de produits pétroliers (MTEP)

Tableau II.4 : Propriétés nuisibles des gaz polluants

Tableau II.5 : Concentrations des émissions de gaz d'échappement

Tableau II.6: Nombre de véhicules de 2016 jusqu'à 2018 en Algérie

Tableau II.7 : Limites d'émission en g/km des normes Euro pour les véhicules touristes

Chapitre III : Contrôle de qualité en Algérie cas de l'entreprise NAFTAL de Béjaïa

Tableau III.1 : Consommation des carburants entre 2021/2022 cas NAFTAL Bejaïa

Tableau III.2 : Bilan des entrées globales de l'essence sans plomb et du gasoil 2021/2022 cas NAFTAL Bejaïa

Tableau III. 3 : Bilan des sorties globales de l'essence sans plomb et du gasoil 2021/2022 cas NAFTAL Bejaïa

Chapitre IV : Résultats et discussions

Tableau IV.1 : Résultats du contrôle de qualité d'un échantillon d'essence sans plomb

Tableau IV.2 : Résultats des analyses effectuées sur l'échantillon de gazole

Tableau IV.3 : Caractéristiques du parc national automobile des véhicules légers

Tableau IV.4 : Résultats de calcul des émissions de polluants des véhicules essence

Liste des abréviations

API	: American Petroleum Institute
°F	: Degree Faraday
°C	: Degree Celsius
ASTM	: American Society for Testing and Materials
ISO	: L'organisation internationale de normalisation.
Ppm	: Partie par million
mN/m	: Millinewton par mètre
WTI	: West Texas Intermediate
EIA	: Energy Information Administration
BP	: British Petroleum
Mt	: Million tonnes
MbbI/j	: Million de barils par jours
OPEP	: Organisation des Pays Exportateur de Pétrole
GPL	: Gaz de Pétrole Liquéfié
GNL	: Gaz Naturel Liquéfié
FOD	: Fioul Domestique
RSV	: Résidu Sous Vide
RAT	: Résidu Atmosphérique
PI	: Point Initial
PF	: Point Final
GC	: Chromatographie en phase Gazeuse
CO	: Monoxyde de carbone
CO₂	: Dioxyde de carbone
HC	: Hydrocarbure non brules
NO_x	: Oxydes d'azotes
SO₂	: Dioxyde de soufre
H₂SO₃	: Acide sulfureux
H₂SO₄	: Acide sulfurique
St	: Stocks
cSt	: Centistokes
RON	: Indice d'octane recherche

MON : Indice d'octane moteur

PCS : Le pouvoir calorifique supérieure

PCI : Le pouvoir calorifique inférieure

ΔH_v : L'enthalpie massique de vaporisation

MTBE : L'oxyde de tré-butyle et de méthyle

ETBE : Éther éthyle tertio butyle

GES : Gaz effet serre

GEP : Gaz d'échappement

PDG : Présidant Directeur Générale

LPB : Lubrifiant, pneumatique, bitume

d_4^{15} : La densité à 15 °C

IC : Indice de Cétane.

TVR : La Tension de Vapeur Reid

TND : Trace Non Dosable

SOMMAIRE

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations	
Introduction :	1
Chapitre I : Généralités sur le pétrole	3
I.1. Composition et propriétés du pétrole :	3
I.1.1. Composition :	3
I.1.2. Propriétés physico-chimiques du pétrole :	8
I.1.3. Classification du Pétrole :	13
I.2. Production mondiale de Pétrole :	15
I.3. Production algérienne de Pétrole :	18
Chapitre II : Généralités sur le raffinage et les carburants	20
I.1. Raffinage du pétrole :	20
II.1.1. La distillation :	20
II.1.2. Le raffinage conventionnel :	21
II.1.3. Le raffinage des coupes lourdes :	23
II.2. Les principaux produits pétroliers :	23
II.2.1. Le GPL :	23
II.2.2. Les Essences :	24
II.2.3. Le Gazole :	25
II.2.4. Le Carburacteur :	25
II.2.5. Les fiouls lourds :	26
II.3. Contrôle de qualité des carburants et normes internationales :	26
II.3.1. Méthodes de mesure des propriétés physiques :	26
II.4. Consommation mondiale des carburants :	30
II.5. Marché algérien des carburants :	31

II.6. Aspects énergétiques et environnementaux :	32
II.6.1. Définition de la combustion :.....	32
II.6.2. Equation stœchiométrique de combustion :.....	33
II.6.3. Formation de polluants :	34
II.6.3.1. Relations entre la nature des carburants et les polluants émis :.....	35
II.6.6.2. Emission de gaz à effet de serre :.....	36
II.6.6.3. Composition moyenne des gaz d'échappement automobiles :	37
II.6.6.4. Qualité des carburants et normes de rejet :.....	39
Chapitre III : Contrôle de qualité des carburants en Algérie-Cas de l'entreprise	
NAFTAL de Bejaia.....	42
III.1. Présentation de l'entreprise :	42
III.1.1. Historique d'entreprise générale :.....	42
III.1.2. Organisation NAFTAL BEJAIA :.....	43
III.1.3. Mission NAFTAL BEJAIA :	44
III.1.4. Objectif NAFTAL BEJAIA :	45
III.2. Bilan des entrées-sorties et provenance des carburants au sein de l'entreprise :...	45
III.2.1. Bilan de consommation wilaya de Bejaia :.....	45
III.2.2. Bilan des entées globales 2021/2022 :.....	45
III.2.3. Bilan des sorties globales 2021/2022 :	46
III.2.4. Bilan des quantités reçus en 2021:.....	47
III.3. Contrôle de qualité des carburants :	48
III.3.1. Les caractéristiques physiques :.....	48
III.3.1. Les caractéristiques chimiques :	55
Chapitre IV : Résultats et discussions.....	
IV.1. Echantillon d'Essence Sans Plomb	62
IV.1.1. Densité :.....	62
IV.1.2. Distillation :	62

IV.1.3. Doctor test	63
IV.1.4. Corrosion	63
IV.1.5. Tension de Vapeur.....	63
IV.2. Echantillon de Gasoil.....	64
IV.2.1. Aspect.....	64
IV.2.2. Densité à 15°C.....	64
IV.2.3. La couleur.....	64
IV.2.4. Point d'éclair	65
IV.2.5. Distillation	65
IV.2.6. Viscosité	65
IV.2.7. Indice de cétane.....	65
IV.2.8. Point d'écoulement.....	65
IV.2.9. Teneur en eau	65
IV.2.10. Teneur en soufre	65
IV.3. Estimation des émissions de polluants liées aux gaz d'échappements automobiles en Algérie :	66
Conclusion :	69
References Bibliographique:	70

Introduction

Introduction :

Le pétrole est un mélange complexe d'hydrocarbures et de molécules contenant d'autres atomes comme le soufre, l'azote et l'oxygène (Speight, 2014 ; Hsu et Robinson 2019). Le pétrole est peut-être la substance consommée la plus importante dans la société moderne, devenant à partir des années 50, la première source d'énergie dans le monde et satisfaisant plus de 30% des besoins énergétiques de l'humanité (IEA, 2021).

A l'état brut, le pétrole a une faible valeur commerciale, mais lorsqu'il est raffiné, il fournit des carburants liquides à très forte valeur ajoutée, des solvants, des lubrifiants, et de nombreux autres produits (Speight, 2014 ; Jones, 2015 ; Speight, 2015). Les carburants liquides (Essence et gasoil) dérivés du pétrole contribuent à hauteur de 92 % de la consommation mondiale d'énergie dans le secteur des transports qui s'élève en 2018 à un peu plus de 1130 Mtep. Cependant, ces carburants liquides doivent faire l'objet d'une caractérisation de leur composition chimique et de leurs propriétés physiques avec un haut degré de précision (Speight, 2015). En effet, l'analyse des produits pétroliers est nécessaire pour déterminer les propriétés qui peuvent aider à estimer l'efficacité du procédé de raffinage ainsi que les propriétés qui doivent répondre à des spécifications particulières.

Les spécifications relatives aux carburants sont des réglementations de caractéristiques et de composition des produits assurant un compromis entre trois types de critères (Guibet et Montagne, 2011) :

- Performances satisfaisantes du véhicule et du système de dépollution
- Possibilité de fourniture des produits en quantités nécessaires et à un coût abordable.
- Faibles émissions de polluants, conformément aux législations de plus en plus sévères, au cours du temps. En effet, ce sont désormais les objectifs de protection de l'environnement qui engendrent les plus fortes contraintes de qualité des produits (volatilité, composition...).

Ainsi, les raffineries nécessitent des tests analytiques et des méthodes permettant d'évaluer adéquatement et de surveiller la qualité des principaux produits pétroliers comme les carburants liquides (Speight, 2015). En outre, lors du transport et du stockage des carburants, pendant de longues périodes, ces derniers peuvent subir différentes altérations qui peuvent provoquer l'apparition de résidus et des gommages, et engendrer de graves dysfonctionnements dans les moteurs (Jones, 2015 ; Speight, 2015). Par conséquent, les raffineries et les centres de stockage des carburants procèdent très régulièrement à des contrôles de qualité stricts et suivent

généralement les méthodes fournies par les tests normalisés ASTM (American Society for Testing and Materials).

C'est dans ce contexte que s'inscrit notre mémoire de fin d'étude. En effet, on a effectué un stage pratique au sein de l'entreprise NAFTAL Béjaïa, structure qui a pour mission principale, le stockage, la distribution et la commercialisation des produits pétroliers et dérivés sur le marché local. Au cours de ce stage, il a été question de travailler sur le contrôle de qualité des carburants liquides (essences et gasoil) pour déterminer leurs principales caractéristiques et leur conformité par rapport aux normes en vigueur.

Ce présent travail s'articulera autour de quatre axes principaux :

- Le premier chapitre sera consacré à des généralités sur le pétrole, ainsi sa composition et classification.
- Le deuxième chapitre quant à lui présentera en première partie le raffinage, les produits issus de ce dernier et leurs propriétés. En outre, les questions environnementales liées à l'usage de ces carburants y sont abordées
- Le troisième chapitre sera consacré à la présentation de l'entreprise NAFTAL-BEJAIA ainsi que les protocoles analytiques effectués sur l'essence sans plomb et gazole au sein du laboratoire de NAFTAL.
- Le quatrième chapitre sera quant à lui consacré aux principaux résultats obtenus ainsi que les estimations des polluants émis dans l'atmosphères par le parc national automobile des véhicules légers.

Chapitre I

Généralités sur le pétrole

Chapitre I : Généralités sur le pétrole

I.1. Composition et propriétés du pétrole :

I.1.1. Composition :

Le pétrole est un mélange complexe majoritairement constitué d'hydrocarbures mais également de composés organiques soufrés, azotés, oxygénés et de certains métaux, tels que le nickel et le vanadium. Il est composé d'un continuum de molécules hydrocarbonées pouvant comporter de quelques unités à plus d'une centaine d'atomes de carbone (Laxalde, 2012).

I.1.1.1. Hydrocarbures :

Les hydrocarbures dans le pétrole brut sont les composés les plus simples de la chimie, ils sont formés à partir de deux éléments, l'hydrogène et le carbone. Ils renferment de 1 à plus de 50 atomes de carbone, on peut les distinguer qu'à pression et température ambiante. Ces hydrocarbures peuvent être regroupés par familles : les hydrocarbures paraffiniques, naphthéniques et aromatiques (Travers et Tocqué, 2016).

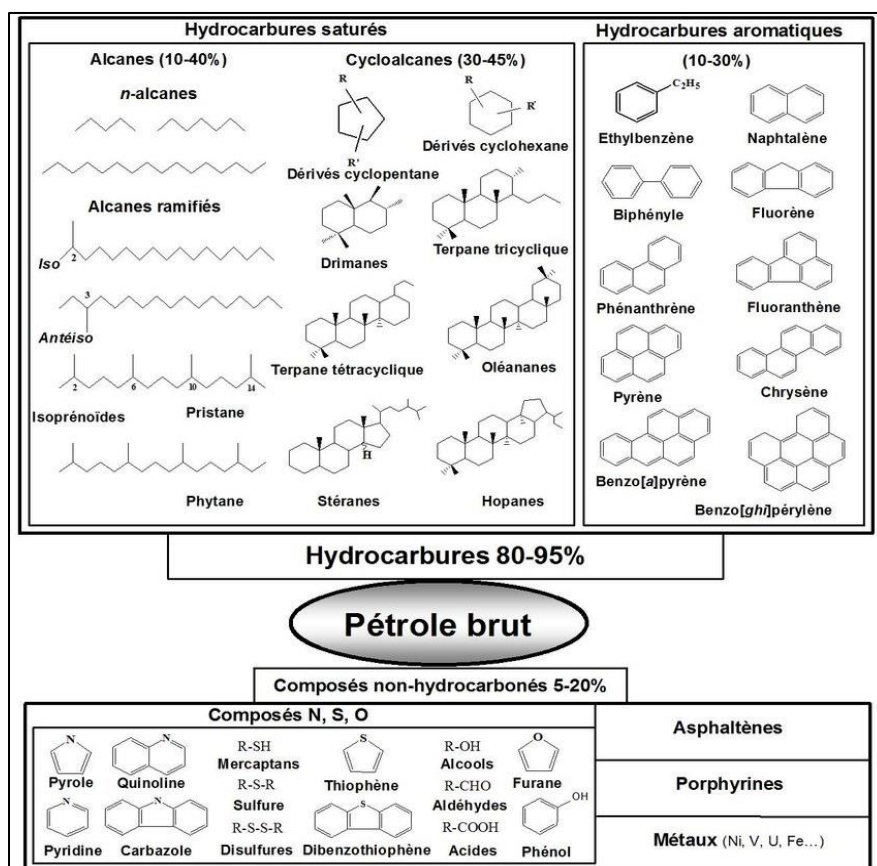


Figure I.1 : Ensemble des hydrocarbures et des composés non-hydrocarbonés présents dans les pétroles bruts (Kanan, 2012)

- **Hydrocarbures saturés :**

Hydrocarbures saturés sont constitués de paraffines ou alcanes, dans les quels toutes les liaisons Carbone-Carbone sont des liaisons simples, Ils sont appelés hydrocarbures saturés car ils ne peuvent pas attacher d'autres éléments aux éléments qui composent leurs molécules. Il s'agit d'alcanes non cycliques (ou paraffines), des cycloalcanes (ou naphènes) (figure I.1) (Lefebvre, 1978).

- **Alcanes :**

Les alcanes sont des hydrocarbures saturés, caractérisées par la présence exclusive de liaisons simples au départ de carbone, celles-ci sont formées de chaînes dont les maillons sont des entiers hydrocarbonées (Depovere, 2006).

Les alcanes sont principalement issus des gisements de gaz naturel et de pétrole. Les alcanes sont des composés particulièrement stables qui, du fait de l'absence de toute polarisation, présentent une faible réactivité (Chelin et al, 2015). Ils sont insolubles dans l'eau mais parfaitement miscibles en toute proportion.

- **Alcanes isomères :**

Il n'existe qu'un seul méthane, un seul éthane et un seul propane, mais à partir du butane, il peut exister plusieurs possibilités de lier les atomes de carbone et d'hydrogène (lefebvre, 1978)

- **Les naphènes (cycliques) :**

Les chaînes hydrocarbonées peuvent se fermer sur elles-mêmes e, formant des cycles. Il s'agit des cyclanes (contraction de cycloalcanes) plus communément appelés naphènes ou hydrocarbures naphéniques. Ce sont des hydrocarbures saturés comme les alcanes. Comme chaque atome de carbone du cycle est lié à deux atomes d'hydrogène et la formule générale des cyclanes est $(CH_2)_n$ ou C_nH_{2n} (lefebvre, 1978).

- **Hydrocarbures non saturés :**

- **Hydrocarbures aromatiques :**

Les hydrocarbures aromatiques, généralement moins nombreux que les hydrocarbures saturés, contiennent un ou plusieurs cycles aromatiques (benzène) reliés sous forme de cycles fusionnés (par exemple, le naphalène) ou de cycles alignés (par exemple, le diphényle). Certains des aromatiques communs que l'on peut trouver dans le pétrole sont le benzène et ses dérivés et les groupes méthyle, éthyle, propyle ou alkyle supérieur (c'est-à-dire les alkylbenzènes, de formule générale $C_n H_{2n-6}$, où $n \geq 6$) (tableau I.1) (El-Gendy et Nassar, 2018)

- Alcènes (oléfines) :

Les alcènes ou oléfines, comportent une double liaison Carbone-Carbone qui constitue une insaturation. Les alcènes sont des hydrocarbures insaturés caractérisés par la présence d'au moins une double liaison covalente entre deux atomes de carbone (tableau I.1) (Chelin et al, 2015).

Tableau I.1 : Structures et définitions des principaux hydrocarbures pétroliers (Guibet, 2000)



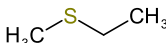
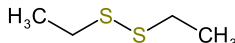

Hydrocarbures	Différents types	Exemples	Structures
Paraffiniques	Alcanes : Simple liaison entre les carbones. Saturés en chaîne ouverte droite	Méthane, éthane, propane, butane pentane...	$C_n H_{2n+2}$
Iso-paraffiniques	Alcanes isomères : Saturés en chaîne ouverte ramifiée	Iso-propane, isobutane...	$C_n H_{2n+2}$
Cycliques ou Naphténiques	Cyclanes : Saturés en chaîne fermée	Cyclopropane, cyclobutane,	$C_n H_{2n}$
	Cyclènes : Chaîne fermée avec des double liaisons entre les carbones		
Aromatiques	Cycle insaturé à six atomes de carbone	Benzène	
Oléfines ou Éthyléniques	Alcènes : Double liaison entre les carbones	Éthylène, propène, butène	$C_n H_{2n}$

I.1.1.2. Composés soufrés :

Les composés soufrés sont parmi les plus importants constituants hétéroatomiques du pétrole et, bien qu'il existe de nombreuses variétés de composés soufrés. Ils sont présents sous différentes formes : l'hydrogène sulfuré (H_2S), les mercaptans, les sulfures non acides et les composés thiocycliques. (Travers et Tocqué, 2016)

La teneur totale en soufre du pétrole brut peut varier de 0,04 % pour un pétrole brut léger à environ 5 % pour un pétrole brut lourd. Cependant, la teneur en soufre des pétroles bruts produits dans de vastes régions géographiques varie dans le temps, en fonction de la composition des champs nouvellement découverts, en particulier ceux qui se trouvent dans des environnements géologiques différents (tableau I.2) (Speight, 1999)

Tableau I.2 : Les différents composés soufrés et leurs structures (Travers et Tocqué, 2016)

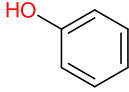

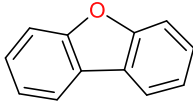
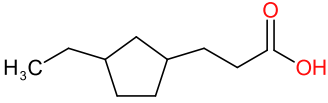
Composés sulfurés	Hydrogène sulfuré	Mercaptans	Sulfure	Disulfures	Thiophène
Structures					

I.1.1.3. Composés oxygénés :

Les composés oxygénés dans le brut sont plus complexes que les composés soufrés. La plupart des composés oxygénés sont faiblement acides, comme le phénol, l'acide cérylique et les acides naphthéniques (tableau I.3). (Abdel-Aal et Alsahlawi, 2013).

La teneur totale en oxygène du pétrole brut est généralement inférieure à 2%, bien que des quantités plus importantes aient été signalées, mais lorsque la teneur en oxygène est phénoménalement élevée, il se peut que le pétrole ait subi une exposition prolongée à l'atmosphère. (Speight, 1999)

Tableau I.3 : Les différents composés oxygénés et leurs structures (Laxalde, 2012 ; Travers et Tocqué, 2016)

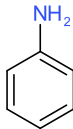

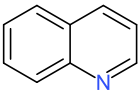

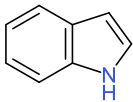
Composés oxygénés	Phénol	Furane	Dibenzofurane	Acides naphthénique
Structures				

I.1.1.4. Composés azotés :

Les composés azotés sont généralement peu présents dans les pétroles bruts et sont thermiquement plus stables que les composés soufrés. Des traces de composés azotés sont trouvés dans les flux légers, elles se présentent sous la forme de composés hétérocycliques tels que la pyridine et le pyrrole (tableau I.4). (Abdel-Aal et Alsahlawi, 2013).

La teneur en azote du pétrole brut est faible et se situe généralement entre 0,1 et 0,9%, bien que les premiers travaux indiquent que certains bruts peuvent contenir jusqu'à 2% d'azote. Cependant, les pétroles bruts ne contenant pas d'azote détectable ou même des traces ne sont pas rares, mais en général, plus le pétrole est asphaltique, plus sa teneur en azote est élevée. (Speight, 1999)

Tableau I.4 : Les différents composés azotés et leurs structures (Laxalde, 2012 ; Travers et Tocqué, 2016)

Caractère	Basique			Neutre	
Composés azotés	Aniline	Pyridine	Quinoléine	Pyrrole	Indole
Structures					

I.1.1.5. Composés métalliques :

De nombreux métaux sont présents dans les pétroles bruts, Parmi les plus abondants il y a le sodium, le calcium, le magnésium, l'aluminium, le fer, le vanadium et le nickel. La présence de constituants métalliques dans le pétrole brut présente un intérêt beaucoup plus grand pour l'industrie pétrolière. Ils se trouvent habituellement dans les sels inorganiques solubles dans

l'eau, ou dans les composés organométalliques, ou dans les sels des acides carboxyliques (Abdel-Aal et Alsahlawi, 2013).

I.1.2. Propriétés physico-chimiques du pétrole :

I.1.2.1. La densité :

La densité est la propriété la plus utilisée dans l'industrie pour l'évaluation préliminaire des caractéristiques du pétrole brut, elle est définie comme la masse d'une unité de volume de matière à une température donnée et a pour dimension les grammes par centimètre cube (une approximation proche des grammes par millilitre) (Speight, 1999), elle s'exprime fréquemment en degrés (°API) reliés à la densité à 60°F.

La densité des pétroles brutes se situe généralement entre 0,8 et 1 (Guibet, 1997), sachant qu'il existe des bruts ayant des densités se situant en dehors de cet intervalle, tels que 0,787 pour les bruts de Barrow South, Alaska, États-Unis, et 1,028 pour le brut de Bradley Canyon, Californie (Wauquier, 1994).

I.1.2.2. Point d'écoulement :

Le point d'écoulement est une caractéristique importante, il est mesuré pour donner une indication approchée sur la pompabilité du brut (Guibet, 1997).

Le point d'écoulement est défini comme la température la plus basse à laquelle l'échantillon s'écoule. Il indique dans quelle mesure il est facile ou difficile de pomper le pétrole, notamment par temps froid. Il indique également l'aromaticité ou la paraffinité du pétrole brut ou de la fraction. Un point d'écoulement plus bas signifie que la teneur en paraffine est faible. Les points d'écoulement pour le brut entier et les fractions dont l'ébullition est supérieure à 232 °C (450 F) sont déterminés par des tests standard comme ASTM D97. (Fahim et al, 2010)

I.1.2.3. Viscosité :

La viscosité est la caractéristique la plus importante des fluides qui régit le mouvement du pétrole et des produits pétroliers. Elle est en fait une mesure de la résistance interne au mouvement d'un fluide en raison des forces de cohésion entre les molécules ou les groupements moléculaires. (Speight, 1999)

La viscosité est déterminée en mesurant le temps nécessaire à un volume de liquide pour s'écouler sous l'effet de la gravité à travers un viscosimètre capillaire en verre étalonné (Giles et Mills, 2010)

I.1.2.4. Tension de vapeur :

La pression de vapeur est une propriété physique importante des pétroles bruts qui a un impact sur l'expédition, le stockage et les pratiques de manipulation des raffineries. Cette méthode d'essai est utilisée pour déterminer la pression de vapeur à 37,8 °C (100 °F) des produits pétroliers et des huiles brutes dont le point d'ébullition initial est supérieur à 0 °C (32 °F). Plus la pression de vapeur d'un pétrole brut est élevée, plus le potentiel d'émission atmosphérique de bons d'hydrocarbures et d'autres composés volatils tels que le H₂S est important, la pression de vapeur est également utilisée comme une mesure indirecte de la vitesse d'évaporation des solvants pétroliers volatils (Drews,1998 ; Giles et Mills, 2010).

I.1.2.5. Point d'éclair :

Le point d'éclair est défini comme la température la plus basse à laquelle l'application d'une source d'inflammation provoque l'inflammation des vapeurs d'un spécimen de l'échantillon (Giles et Mills, 2010).

I.1.2.6. Teneur en azote :

Les constituants azotés des huiles brutes sont divisés en deux grandes classes : les constituants basiques et non basiques.

Les constituants azotés basiques comprennent des composés tels que les pyridines et les quinoléines, tandis que les constituants non basiques sont caractérisés par les carbazoles, les indoles et les pyrroles, ils contribuent également à l'instabilité des produits raffinés, sont responsables de la formation et de la précipitation des gommes dans certains carburants. La teneur en azote restant dans le produit d'un hydro traiteur est une mesure de l'efficacité du processus d'hydrotraitement (Giles et Mills, 2010).

I.1.2.7. Teneur en eau :

L'eau salée associée au pétrole peut être présente sous forme de fines gouttelettes émulsionnées et sous forme de grosses gouttes.

La teneur en eau indique la concentration des contaminants aqueux présents dans le brut, soit à l'origine, soit absorbés par le brut pendant la manipulation et le stockage (Speight, 1999), elle est déterminée par une méthode normalisée dont le principe consiste à entraîner l'eau sous forme d'azéotrope à l'aide d'un hydrocarbure aromatique (Wauquier,1994).

I.1.2.8. Teneur en sédiment :

Des produits solides non solubles dans les hydrocarbures ou dans l'eau peuvent être entraînés avec le brut. Appelés « sédiment » (particules de sable, boues de forage, ...) provenant de l'érosion des pipelines, des bacs de stockages. Pendant le stockage, les sédiments décantent avec l'eau, et se déposent avec les paraffines et les asphaltes dans les bacs de stockages. (Wauquier, 1994). La teneur en sédiment se détermine par extraction du benzène du brut à travers une cartouche poreuse, en pesant le poids de la matière restée dans cette cartouche, si la matière retenue dans la cartouche est composée essentiellement de très fines particules de carbone, cela signifiera que le brut provient d'unités de cracking, et qu'il pourra être utilisé sans risque, pour autant que la quantité ne soit anormalement élevée. (Mauss, 1963)

I.1.2.9. Teneur en cendres :

La teneur en cendres d'une huile est le pourcentage en masse du résidu recueilli après combustion (calcination) complète d'un échantillon dans des conditions bien déterminées (Ayel et borne, 1998)

I.1.2.10. Indice acide :

Les pétroles bruts contiennent des acides carboxyliques, ceux-ci sont dosés par neutralisation avec la potasse caustique, le résultat d'analyse est exprimé en mg de KOH/g de brut. (Wauquier, 1994)

Les acides présents dans le pétrole brut contribuent à l'augmentation des taux de corrosion dans la raffinerie et peuvent contribuer à l'instabilité des produits raffinés. L'indice d'acide fournit une indication de la teneur en acide d'un pétrole brut. Le caractère acide est composé de contributions d'acides inorganiques résiduels tels que l'acide chlorhydrique et l'acide fluorhydrique utilisés dans les opérations de reconditionnement des puits de production. Les acides organiques tels que l'acide acétique (CH_3COOH) et l'acide formique (HCOOH) sont parfois utilisés pour acidifier les puits, en particulier pour les applications à haute température (Giles et Mills, 2010).

I.1.2.11. Gravité spécifique et gravité API :

La densité spécifique, ou densité relative, est le rapport de la masse d'un volume donné dû à la masse d'un volume égal d'eau à une température spécifique qui est souvent de 60 °F.

La gravité API est une fonction spéciale de la densité relative (gravité spécifique) représentée par la formule suivante :

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{d} - 131,5$$

Les bruts se situent entre 20 et 45°API. Les condensats se situent entre 50 et 70°API, la gravité API des huiles lourdes se situe entre 10° et 15° ou 20° API, et pour le bitume entre 5 et 10°. L'API gravité est conçue de sorte que sa valeur est plus ou moins proportionnelle à la valeur commerciale du pétrole brut (Hsu et Robinson, 2019).

I.1.2.12. Teneur en soufre :

La teneur en soufre d'un pétrole brut, qui peut varier de moins de 0,1 à plus de 5 % en masse, est l'un de ses attributs de qualité les plus importants. Les composés du soufre sont parmi les matières non hydrocarbonées les plus importantes présentes dans les pétroles bruts. Ils contribuent à la corrosion des équipements de raffinage et à l'usure des catalyseurs, provoquent la corrosivité des produits raffinés et contribuent à la pollution de l'environnement par l'émission d'oxydes de soufre lors de la combustion des produits pétroliers (Giles et Mills, 2010).

I.1.2.13. Sulfure d'hydrogène :

Le soufre présent dans le pétrole brut provient, en général, de la décomposition de matières organiques et, avec le passage du temps et la sédimentation progressive dans les strates, le soufre se sépare du pétrole brut sous forme de sulfure d'hydrogène (H₂S) qui apparaît dans le gaz associé, tandis qu'une partie du soufre reste dans le liquide (Wauquier, 1994).

Le sulfure d'hydrogène est célèbre pour son odeur d'« œuf pourri », que l'on ne remarque qu'à faible concentrations. Le sulfure d'hydrogène est un tel risque que le brut acide doit être stabilisé par l'élimination du sulfure d'hydrogène avant qu'il ne puisse être transporté par pipelines et pétroliers (Hsu et Robinson, 2019).

I.1.2.14. Mercaptans :

Les mercaptans sont des contaminants indésirables car, outre leur caractère corrosif, ils possèdent une odeur extrêmement désagréable. Ces composés auraient dû être complètement éliminés lors du raffinage mais leur présence et celle du soufre libre sont détectées par l'application du Doctor test (Speight, 2002).

I.1.2.15. Teneur en métal :

La teneur en métal varie de quelques ppm (partie par million) à plusieurs centaines de ppm. Le nickel et le vanadium sont courants dans les pétroles bruts, ils peuvent affecter gravement l'activité des catalyseurs (Hsu et Robinsson, 2019).

I.1.2.16. Salinité :

La teneur en sel dite aussi la salinité est exprimée en chlorure de sodium, indique la quantité de sel dissoute dans l'eau. L'eau contenue dans les bruts se trouve en quantité variable (généralement faible) sous forme d'émulsion. Le sel présent dans les bruts et dans les produits plus lourds peut créer de graves problèmes de corrosion (Abdel-Aal et Alsahlawi, 2013)

I.1.2.17. Tension superficielle et interfaciale :

La tension superficielle est une mesure de la force agissant à une limite entre deux phases. Si la limite est entre un liquide et un solide ou entre un liquide et un gaz, les forces d'attractions sont appelées tension de surface (Speight, 2017)

La force d'attraction entre les molécules et l'amplitude de la tension à l'interface de deux fluides liquides non miscibles est appelé la tension interfaciale, elle est exprimée en millinewtons par mètre (mN/m) et aussi équivalente aux anciennes unités de dynes par centimètre (dynes/cm) (Speight, 2020).

Tableau I.5 : Propriétés du pétrole brut (Fingas, 2011)

Propriété	Unité (à 15°C)	Pétrole brut léger	Pétrole brut lourd
Viscosité	mPa.s	5 à 50	50 à 50 000
Point d'écoulement	°C	-40 à 30	-40 à 30
Densité	g/ml	0,78 à 0,88	0,88 à 1
Densité API	Degré API	30 à 50	10 à 30
Point d'éclair	°C	-30 à 30	-30 à 60
Tension interfaciale	mN/m	10 à 30	15 à 30

I.1.3. Classification du Pétrole :

La classification des pétroles bruts est généralement effectuée en fonction de la densité, de la composition du pétrole brut, de la teneur en soufre et de l'origine géographique (Groysman, 2017).

La teneur en soufre et la gravité de l'American Petroleum Institute (API) sont les deux propriétés principales qui déterminent la qualité et la valeur du pétrole brut.

La gravité API est une mesure de la densité du liquide pétrolier par rapport à l'eau (El-gendy et Nassar, 2018). Elle a été, depuis les premières années de l'industrie, la principale et souvent la seule spécification des produits pétroliers bruts et a été considérée comme un indice de la proportion d'essence. Tant qu'un seul type de pétrole était utilisé, les relations étaient approximativement vraies, mais au fur et à mesure que des pétroles bruts ayant d'autres propriétés étaient découverts et utilisés, l'importance des mesures de densité a disparu. (Speight, 1999)

La densité du pétrole brut est mesurée à l'aide de l'unité de gravité API où la "gravité" est exprimée comme une valeur inverse par rapport à la densité telle que définie par l'institut américain du pétrole (**American Petroleum Institute**)

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{d} - 131,5$$

Où : **d** : est la densité du pétrole à 60 °F (15 °C) (Bjorlykke, 2010).

Et on distingue les bruts :

- Légers (degré API supérieur à 33)
- Moyens (degré API compris entre 22 et 33)
- Lourds (degré API inférieur à 22)
- Extra-lourds (degré API inférieur à 10)

Les bruts sont aussi classés en fonction de leur teneur en soufre, Les pétroles avec une faible teneur en soufre (inférieure à 0,5% en poids) sont qualifiés « sweet » (doux) ; au-delà, les pétroles sont qualifiés « sour » (soufrés). Ceci est important car le soufre est un polluant-corrosif et poison que les raffineurs doivent retirer :

- Sweet ont une faible teneur en soufre (moins de 0,5% masse de soufre)
- Sour ont une forte teneur en soufre (plus de 0,5% masse de soufre) (Favenec, 1998)

Trois des références les plus importantes sur les marchés mondiaux du pétrole brut sont le Brent, le West Texas Intermediate (WTI) et Dubaï/Oman (figure I.2).

Le Brent, qui est la référence mondiale en matière de pétrole brut la plus largement utilisée, comprend quatre flux distincts de brut léger et non corrosif qui sont produits en mer du Nord : Brent et Forties (produits au large du Royaume-Uni) ainsi que Ekofisk et Oseberg (produits au large de la Norvège). En 2013, les chargements de pétrole brut Brent étaient en moyenne de 0,86 million de barils par jour (bbl/j), représentant environ 1 % de la production mondiale totale de pétrole brut de 76 millions de barils/j. Le Brent est utilisé pour fixer le prix du pétrole brut léger non corrosif qui est produit et commercialisé non seulement en Europe, en Méditerranée et en Afrique, mais aussi en Australie et dans certains pays d'Asie.

Le West Texas Intermediate (WTI) est un pétrole brut léger et non corrosif produit aux États-Unis dont le prix est fixé au centre de négoce de pétrole brut de Cushing, dans l'Oklahoma. Le WTI est utilisé comme référence pour d'autres types de pétrole brut produits aux États-Unis, tels que Mars, un brut moyen et acide produit dans le golfe du Mexique, et Bakken, un brut léger et doux produit dans le Dakota du Nord. Le WTI est également utilisé comme référence pour le pétrole brut importé produit au Canada, au Mexique et en Amérique du Sud.

Dubaï/Oman est un troisième brut de référence majeur. Les prix des bruts de Dubaï et d'Oman, qui sont tous deux moyens et acides, sont souvent moyennés pour créer une référence qui est généralement utilisée pour fixer le prix du pétrole brut produit au Moyen-Orient et exporté vers les marchés asiatiques. La production de pétrole brut de Dubaï a régulièrement diminué pendant plus de deux décennies et, en 2013, elle n'était que de 34 000 b/j. En conséquence, le pétrole brut d'Oman, qui a atteint 0,94 million de barils/j de production en 2013, a été utilisé pour soutenir l'utilisation continue du brut de Dubaï comme référence. La compagnie pétrolière publique saoudienne, Saudi Aramco, utilise la référence Dubaï/Oman pour déterminer le prix de son pétrole brut vendu pour livraison en Asie (EIA, 2014)

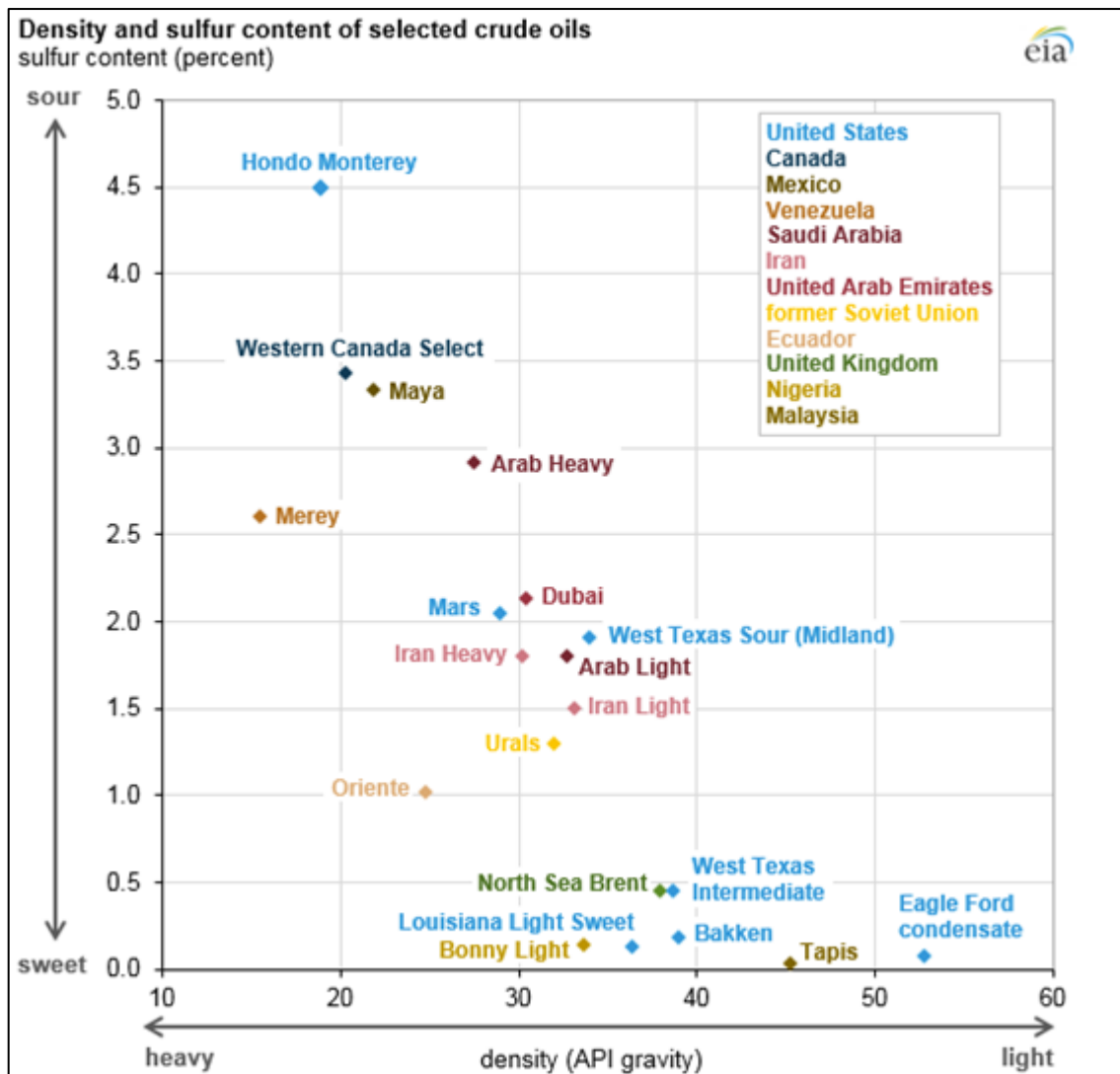


Figure I.2 : Classification des différentes origines de pétrole par densité API et teneur en soufre (EIA, 2014).

I.2. Production mondiale de Pétrole :

Selon British Petroleum, la production mondiale s'élevait en 2020 à 88,39 Mbbbl/j, soit 4 165,1 Mt (millions de tonnes), en baisse de 7 % en 2020, mais en progression de 7,4 % en dix ans (2010-2020) ; sur ce total, 30,64 Mbbbl/j, soit 1 448,4 Mt (34,7 %), proviennent des pays membres de l'OPEP incluant en 2020 les pays suivants : Arabie saoudite, Iran, Irak, Émirats arabes unis, Koweït, Venezuela, Nigeria, Angola, Algérie, Libye, Équateur, Gabon, Guinée équatoriale, République du Congo. Le Moyen-Orient représentait 31,3 % de la production mondiale de pétrole en 2020 (dont Arabie saoudite : 12,5 %), l'Amérique du Nord 26,6 % (dont États-Unis : 18,6 %) et la Russie 12,1 %.

Le tableau ci-dessous classe les principaux pays producteurs par ordre décroissant de production estimée en 2020, avec :

- Les quantités produites et consommées exprimées en Mbbbl/j incluant le brut, les liquides de gaz naturel et le pétrole non conventionnel, mais pas les autres combustibles liquides tels que les biocarburants et les dérivés du charbon et du gaz ;
- Les réserves, exprimées en milliards de barils ;
- Les soldes disponibles pour l'exportation (production moins consommation).

D'importants pays producteurs de pétrole, dont certains sont exportateurs nets, ne sont pas membres de l'OPEP : les États-Unis, la Russie, le Canada, la Chine, le Mexique, le Qatar, le Brésil, la Norvège, le Kazakhstan, la Colombie, le Royaume-Uni, le Soudan et Oman (tableau I.6).

Tableau I.6: Les 20 plus gros producteurs de pétrole en 2020 (Million de baril / jour) (EIA, 2021)

Pays	Production	Consommation
Unités	Mbbbl/j	Mbbbl/j
États-Unis	16,48	17,18
Arabie saoudite	11,04	3,54
Russie	10,67	3,24
Canada	5,13	2,28
Irak	4,11	0,63
Chine	3,90	14,22
Émirats arabes unis	3,66	0,80

Iran	3,08	1,71
Brésil	3,03	2,32
Koweït	2,69	0,41
Norvège	2,00	0,21
Mexique	1,91	1,31
Kazakhstan	1,81	0,38
Qatar	1,81	0,30
Nigeria	1,80	Nd
Algérie	1,33	0,37
Angola	1,32	Nd
Royaume-Uni	1,03	1,19
Inde	0,77	4,67
Indonésie	0,74	1,23
Total Monde	88,39	88,48
Dont OPEP	30,64	Nd

I.3. Production algérienne de Pétrole :

L'Algérie se classe au quinzième rang mondial et au troisième en Afrique avec 9,2 milliards de barils de pétrole et des réserves prouvées de 0,9 % du total mondial. La géologie du pays et sa proximité aux marchés européens sont propices. Le Saharan Blend est idéal par sa faible teneur en soufre, autour de 0,09 %, qui le rendent très facile à raffiner. (Désigne un mélange de bruts provenant de plusieurs régions du Sud algérien ; il est léger avec une densité de 43,5 à 47,5 API (permettant d'exprimer la densité du pétrole brut)

L'Algérie est devenue membre de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) en 1969, peu de temps après le début de la production de pétrole. Le pays est aujourd'hui fortement tributaire de son secteur des hydrocarbures qui représente selon le Fonds monétaire international près de 70 % des recettes et subventions du budget et environ 97 % des recettes à l'exportation.

La Sonatrach domine le secteur des hydrocarbures du pays dont elle assure plus de 70 % de toute la production.

La majeure partie des réserves prouvées en pétrole de l'Algérie sont dans la région d'Hassi Messaoud où se trouve le plus grand champ pétrolier du pays. Celui-ci est situé dans l'est du pays. Le gouvernement a approuvé en février 2013 un texte modifié de la loi sur les hydrocarbures avec des incitations fiscales devant conduire les entreprises étrangères à investir dans les zones d'exploitation non opérées, notamment en offshore et là où le sous-sol est susceptible de recéler des ressources non conventionnelles.

Selon la *SONATRACH*, environ 66 % du territoire algérien demeurent en effet inexplorés ou largement sous-explorés. Le potentiel ne s'arrête pas là ; reste encore la possibilité d'accroître la production de champs dans les zones déjà exploitées, en particulier les bassins d'Hassi Messaoud, d'Illizi et de Berkine. D'après la *SONATRACH*, la province d'Hassi Messaoud-Dahar contient quelque 71 % des réserves pétrolières du pays tous types confondus : prouvées, probables et possibles. Tandis que le bassin d'Illizi, la deuxième plus grande zone, contiendrait environ 15 % de ces réserves. Les bassins d'Illizi et de Berkine ont été le théâtre de nombreuses découvertes depuis les années 1990 et ils détiennent toujours un potentiel important non exploité. L'Algérie utilise sept terminaux côtiers d'exportation de pétrole brut, de produits raffinés, de gaz de pétrole liquéfié (GPL) et de gaz naturel liquéfié (GNL). Ces installations sont situées à Arzew, Skikda, Alger, Annaba, Oran, Bejaïa et Skhira en Tunisie. Le réseau national de pipelines facilite le transfert du pétrole à partir des champs de production

intérieurs vers les infrastructures côtières. Les conduites les plus importantes sont celles qui transportent du pétrole brut du champ de Hassi Messaoud en direction des raffineries et des terminaux transcontinentaux .

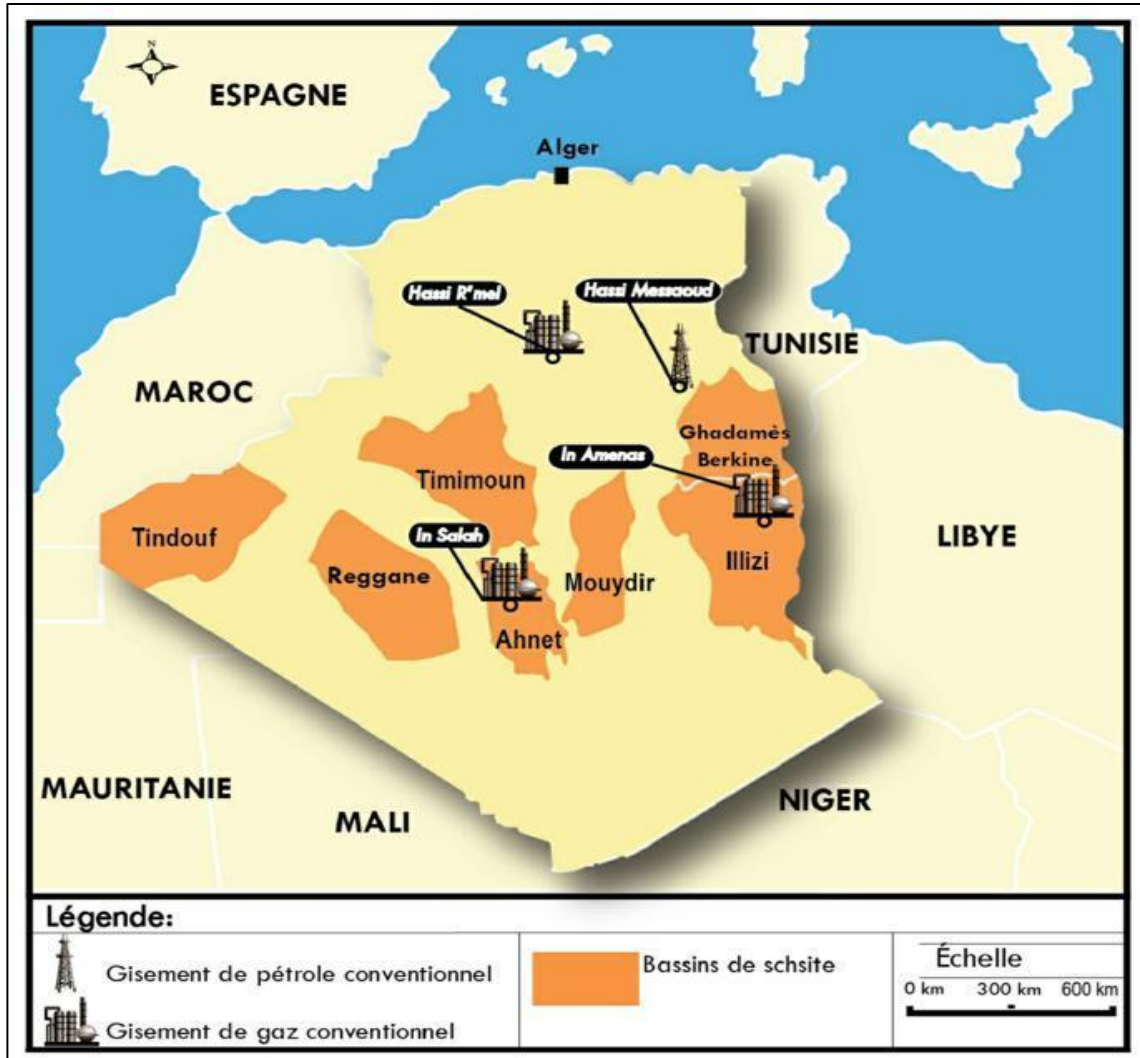


Figure I.3 : Carte des principaux gisements pétroliers en Algérie (AIE, 2012)

Chapitre II

Généralités sur le raffinage et les carburants

Chapitre II : Généralités sur le raffinage et les carburants**I.1. Raffinage du pétrole :**

Le pétrole n'est quasiment jamais utilisé brut. Il faut le raffiner pour le transformer en produits commercialisables comme l'essence ou les fiouls domestiques et industriels.

Le raffinage est une activité complexe, qui exige des investissements importants, quelques milliards de dollars pour une raffinerie nouvelle. La capacité moyenne d'une raffinerie est de l'ordre de 120 000 b/j mais certaines raffineries ont des capacités très supérieures. Le pétrole brut est chauffé dans un four puis séparé en fractions dans une colonne de distillation (Amic et al, 2006).

L'objectif du raffinage de mettre à la disposition du consommateur des produits de qualité, dans le respect de normes précises, notamment environnementales, et aux quantités requises par le marché. (Wauquier, 1994).

II.1.1. La distillation :

La première opération d'une raffinerie de pétrole est de séparer le brut en plusieurs fractions qui seront traitées pour fournir des produits commerciaux (essences, gasoils, kérosènes, gaz liquéfiés).

Ce procédé de séparation est appelé « distillation ». Il base sur la différence des températures d'ébullitions des composants d'un mélange (Wauquier, 1994).

II.1.1.1. Définition :

La distillation est une méthode courante de fractionnement du pétrole, utilisée aussi bien en laboratoire que dans les raffineries. La technique de la distillation est pratiquée depuis de nombreux siècles et les alambics utilisés ont pris de nombreuses formes (Speight, 1999). Elle permet de fractionner le pétrole brut en coupes pétrolières (essence, kérosène, gazole. . .) en fonction de la température d'ébullition des molécules qui le composent. Les produits lourds (ou coupes lourdes) correspondent aux composés dont la température d'ébullition est supérieure à 350°C. La distillation atmosphérique permet de séparer les coupes gaz (<35°C), essence (35 à 175°C), kérosène (175 à 235°C) et gazole (235 à 350°C) (Figure II.1) (Laxalde, 2012)

Le pétrole brut est préparé par décantation, puis il est traité dans des dessaleurs pour éliminer les sels dissous. Ensuite, le pétrole brut est chauffé dans des fours, et le mélange liquide-vapeur qui en résulte s'écoule via une ligne de transfert vers la zone de flash du tambour de préflash, puis traverse le four, et enfin le brut liquide entre dans la colonne de distillation

atmosphérique. Cette colonne est la source principale de toute unité de distillation de brut où le brut est distillé et obtention de divers produits pétroliers

Ces produits sont envoyés vers d'autres unités pour un traitement ultérieur afin d'obtenir des combustibles utiles ou d'autres substances comme matières premières pour les usines pétrochimiques, chimiques et pharmaceutiques. Le produit le plus lourd, le fond résiduel, s'écoule vers la colonne de distillation sous vide où il est distillé sous vide pour former également des produits pétroliers précieux (Groysman, 2017)

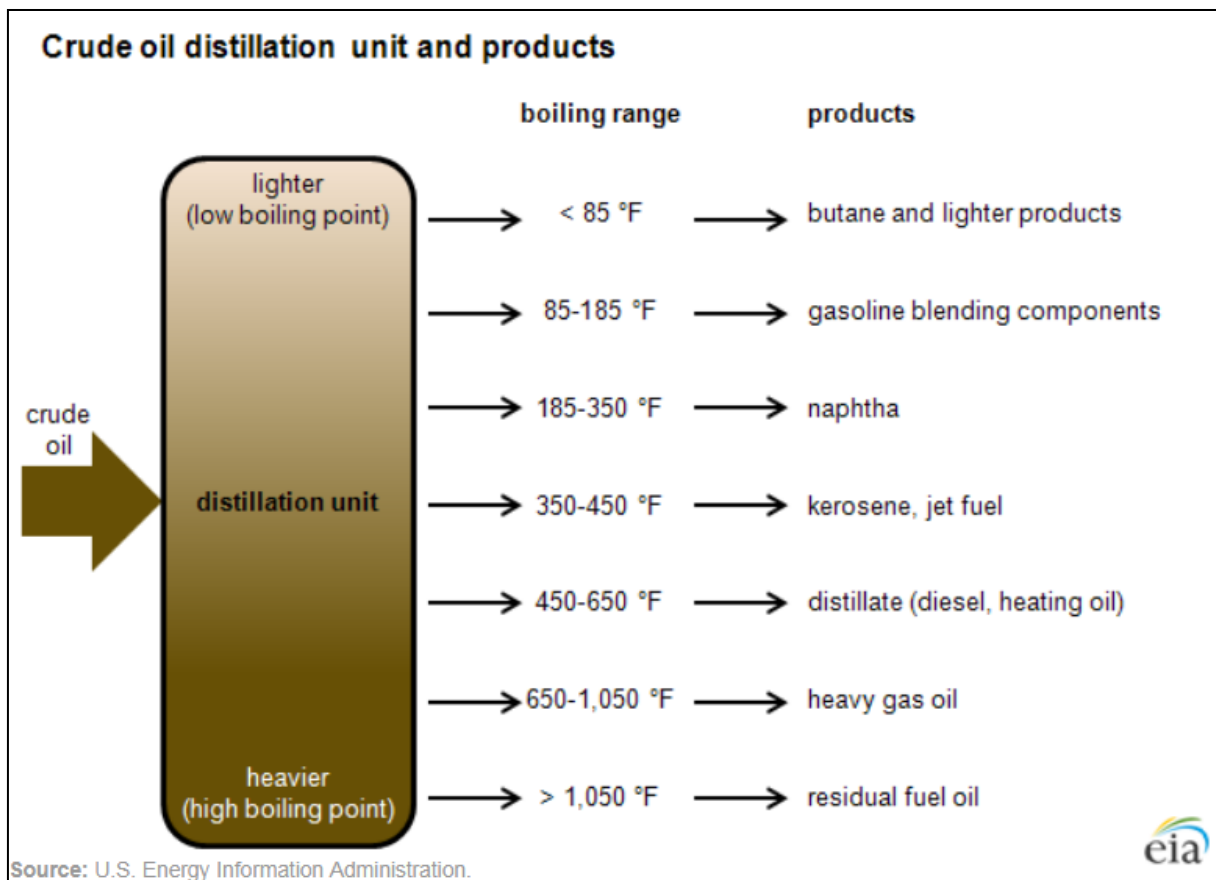


Figure II.1 : Différentes étapes de distillation de pétrole brut (EIA, 2022)

II.1.2. Le raffinage conventionnel :

Le raffinage conventionnel passe par trois étapes essentielles (figure II.2) :

II.1.2.1. Le dessalage du pétrole :

La première étape du traitement subi par le pétrole à son entrée dans la raffinerie est le dessalage qui consiste à éliminer ces contaminants pour réduire la corrosion et le colmatage (Stellman, 2002). Cette technique base sur l'ajout d'eau au pétrole qui est chauffé entre 70°C à

90°C pour fixer à l'eau les sels et les autres impuretés, puis à l'aide d'un décanteur relié à un champ électrique on élimine l'eau (Perrin et Scharff, 2002).

II.1.2.2. La distillation atmosphérique :

La distillation atmosphérique vise à séparer le pétrole en différentes fractions légères et obtenir : les gaz, les essences, les gasoils et le fuel (Altgelt et Boduszynski, 1994).

Tout d'abord le pétrole est chauffé dans un four à 370°C, jusqu'il se vaporise partiellement, puis il amener à la tour de distillation. Les fractions les plus légères passent en tête de la colonne puis les produits lourds (les résidus) sont soutires en bas de la colonne (Mezaache ,2006).

II.1.2.3. La distillation sous vide :

Les produits lourds sont envoyé dans une colonne de distillation sous vide afin de poursuivre le fractionnement, cette colonne fonctionne à pression inférieure a la pression atmosphérique dans le but d'abaisser les températures d'ébullition allant de 70 à 350°C (Tocqué et Travers, 2010). En tête de la colonne on récupère du gasoil lourd qui Pourrat être convertie en produits plus légères par le craquage.

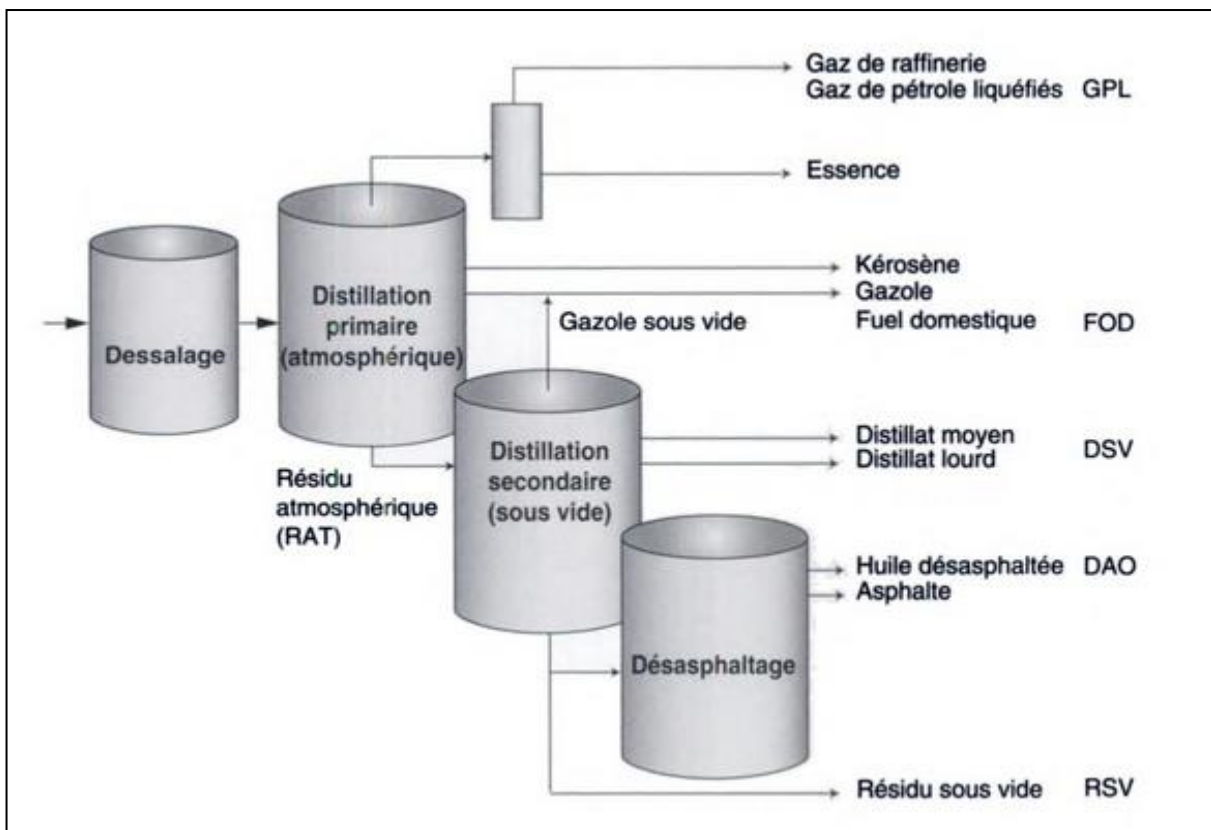


Figure II.2 : Schéma général des opérations de séparation en raffinerie (Guibet, 1997)

II.1.3. Le raffinage des coupes lourdes :

Les coupes lourdes sont traitées d'une manière spéciale en passant par deux techniques :

II.1.3.1. Craquage catalytique :

Le craquage catalytique permet de transformer les distillats sous vide (les produits lourds) (C₂₀-C₅₀) en différentes coupes plus légères comme :

- Une coupe du gaz (C₃-C₄) : très riche en oléfines ;
- Une coupe d'essence : riche en oléfines et en aromatiques ;
- Une coupe de gasoil : de très mauvaise qualité utilisée généralement comme fluxant des fuels lourds.

A l'aide d'un catalyseur acide ; le craquage se fait à haute température et basse pression (Tocqué et Travers ,2010).

II.1.3.2. Hydrodésulfuration :

L'hydrodésulfuration est la dernière étape du raffinage des coupes lourdes qui consiste à éliminer le soufre avec la présence d'hydrogène qui provient du reformage catalytique (Tocqué et Travers ,2010)

II.2. Les principaux produits pétroliers :**II.2.1. Le GPL :**

GPL est l'abréviation de gaz de pétrole liquéfié. Il est composé de propane (C₃) et de butane (C₄). Le GPL est stocké sous pression afin de maintenir ces hydrocarbures liquéfiés à des températures atmosphériques normales.

Le gaz de pétrole liquéfié (GPL) est simplement du propane ou un mélange propane-butane obtenu à partir de gaz naturel liquide ou de gaz de raffinerie. Le propylène, le butylène et divers autres hydrocarbures sont généralement aussi présents en petites concentrations si le gaz provient de procédés de raffinage. Il est utilisé comme combustible dans les appareils de chauffage, les équipements de cuisson et les véhicules, ainsi que comme matière première pour l'industrie pétrochimique (Hsu et Robinson, 2019 ; Fahim et al, 2010).

Le GPL de qualité hivernale est principalement composé de propane, le plus léger des deux gaz et plus facile à vaporiser à basse température. Le GPL d'été est principalement composé de butane. Les meilleures qualités de GPL s'efforcent de réduire la teneur en hydrocarbures insaturés (propylène et butylène) car ces hydrocarbures ne brûlent pas aussi proprement que les hydrocarbures saturés (McKetta, 1992).

Les GPL sont produits dans les raffineries à partir du traitement des huiles brutes et des huiles non finies. Ils sont maintenus à l'état liquide par compression ou réfrigération (Hsu et Robinson, 2019).

II.2.2. Les Essences :

Les essences sont obtenues par distillation du pétrole brut dans des colonnes de fractionnement, quelle que soit l'origine du brut, une des fractions résultant de la distillation est un cocktail nommé essence ou gazoline. Distillent entre environ 30 °C (point initial) et 215 °C (point final) ; elles contiennent des hydrocarbures de C₄ à C₁₀ ; le nombre de constituants individuels est compris entre 120 et 150. Ce mélange comporte une fraction principale d'hydrocarbures aliphatiques et aromatiques tels le benzène, le toluène et les xylènes. L'extraction des diverses fractions est un processus en cascade de distillation fractionnées à pression atmosphérique et sous vide partiel, ainsi que les réactions sur certaines fractions pour enrichir en molécules souhaitées. Selon la fraction de départ, le craquage fabrique de plus petites molécules, alors que le reformage catalytique modifie les chaînes ramifiées. La masse visqueuse qui résiste à la distillation est le brai de goudron (Olivier, 2020)

Dans le tableau II.1, deux qualités d'essence sont données. Elles représentent les exigences de qualité actuelles et futures qui répondent aux paramètres environnementaux déjà abordés plus haut dans ce volume (Jones, 2015). Ces deux qualités sont les suivantes :

Tableau II.1 : Exigences de qualité de l'essence selon les normes (Jones, 2015)

Paramètre		Essence ordinaire	Essence super	norme
Indice d'octane		Minimum 91	Minimum 100	ASTM D 2699
Couleur		Blanc cassé	Orange	visuel
Distillation	% vol à 70°C	20 minimum	22 minimum	ASTM D86
	% vol à 100°C	50 maximum	50 maximum	
		60 minimum	60 minimum	
	% vol à 180°C	90 minimum	90 minimum	
	PF °C	220°C maximum	210°C maximum	
	% vol résidu	2 maximum	2 maximum	

Pression vapeur	-	-	
Corrosivité à 50°C	Class 1 maximum		ASTM D130

II.2.3. Le Gazole :

Le gazole est beaucoup moins volatil que l'essence car sa température de distillation est d'environ 160 à 360°C. C'est un mélange d'hydrocarbures (paraffiniques, naphthéniques, aromatiques et oléfiniques), il peut contenir plus de 1000 hydrocarbures différents, chacun avec 10 à 20 atomes de carbone par molécule (Guibet et Montagne, 2011).

Le tableau II.2 donne une spécification complète du gasoil :

Tableau II.2 : Spécifications générales pour le gazole de qualité normale (Jones, 2015)

Propriété		Valeurs		norme
Densité		0,820 – 0,845		ASTM D 1298
Distillation	à 230°C	10 % vol minimum		ASTM D158
	à 240°C	50 % vol maximum		
	à 300°C	70 % vol minimum		
	à 357°C	90 % vol maximum		
Point d'écoulement		Été	Hiver	ASTM D97
		-10 °C	-15 °C	
Teneur en soufre		0,5 wt%		ASTM D129
Indice de cétane		50 minimum		ASTM D613
Point d'éclair		65 °C		ASTM D93
Viscosité à 37,8°C		37.5 maximum		ASTM D88
Teneur en eau		0,05 wt% maximum		ASTM D95

II.2.4. Le Carburacteur :

Le carburacteur autrement dit le kérosène ou bien le jet fuel est un issu du raffinage du pétrole, il est destiné essentiellement à l'alimentation des avions et trouvé aussi dans le chauffage, l'éclairage et la cuisine. Il est composé d'un mélange d'hydrocarbure qui contient des alcanes ayant des formules brutes de la forme C_nH_{2n+2} , allant de $C_{10}H_{22}$ à $C_{14}H_{30}$ (Montagne, 2011).

II.2.5. Les fiouls lourds :

Le fioul lourd est une dérivée parmi les dérivées de la raffinerie les plus lourds, il est connu par sa haute viscosité, son point d'ébullition varie entre 121 et 600°C (Auvray, 2019). Ce dernier contient des produits aromatique, paraffinique et naphthénique.

Et mêmes parfois on peut trouver des dérivés de soufre et des acide organique. La classification des fiouls lourds est basée sur leur teneur en soufre. (Pilorget et al,2007).

II.3. Contrôle de qualité des carburants et normes internationales :**II.3.1. Méthodes de mesure des propriétés physiques :****II.3.1.1. Intervalle d'ébullition :**

L'intervalle d'ébullition ou les limites de distillation sont mesurés pour s'assurer que les produits combustibles ont une volatilité appropriée. l'intervalle d'ébullition est défini comme la température entre le point d'ébullition initial et le point d'ébullition final. La température à laquelle 95% du combustible s'est évaporé (T95) est fréquemment spécifiée. l'intervalle d'ébullition des combustibles diesel peut être obtenu par la méthode d'essai à faible rendement ASTM D86 (IP 123) ou par la méthode ASTM D2892, qui donne des mesures du point d'ébullition réel en utilisant une colonne à 15 plateaux théoriques. Cependant, les méthodes ASTM D86 et D2892 nécessitent un volume d'échantillon assez important. Les distributions de l'intervalle d'ébullition (cuves de distillation) des carburants diesel ont donc été déterminées de manière plus pratique par chromatographie en phase gazeuse (GC), ASTM D2887. Cette méthode dite de "distillation simulée par GC" utilise une colonne GC recouverte de méthyl silicone non polaire comme phase stationnaire. (Hsu, 2000)

II.3.1.2. Point éclair :

Le point éclair d'un produit pétrolier liquide est la température minimale à laquelle il faut le porter pour que peurs émises brulent spontanément en présence d'une flamme.

Les méthodes ASTM D 93 et ISO 2719 suivent pratiquement le même protocole, mais ne s'appliquent qu'aux gazoles de point d'éclair supérieur à 50°C et utilisent un appareil de type Pensky-Martens (Guibet, 1997, Hsu, 2000).

II.3.1.3. Point d'écoulement :

Le point d'écoulement du pétrole ou d'un produit pétrolier est la température la plus basse à laquelle le carburant s'écoule, dans des conditions d'essai standard (ASTM D97). (Speight ; 2015)

Le point d'écoulement ne doit être considéré que comme un guide de la température la plus basse à laquelle un carburant peut être utilisé. Certains carburants, en particulier les carburants cireux, s'écouleront encore à des températures inférieures à leur point de trouble testé. En général, les points d'écoulement se situent entre 3 et 6°C en dessous du point de trouble d'un carburant donné ; toutefois, il n'est pas rare que la différence soit de 11°C (Rand, 2010).

II.3.1.4. Densité :

La densité est une propriété physique fondamentale qui peut être utilisée conjointement avec d'autres propriétés pour caractériser les fractions légères et lourdes du pétrole et des produits pétroliers. Elle est le plus souvent indiquée en unités de g/ml ou g/cm³, et moins souvent en unités de kg/m³. La densité dépend de la température. Il s'agit d'une propriété importante du pétrole et des produits pétroliers, car elle donne à l'enquêteur des indications sur la capacité du ou des contaminants à flotter sur l'eau (Speight, 2015 ; Rand, 2010)

La méthode D 1298 utilise un hydromètre qui est immergé dans un carburant d'essai à une température spécifique, et la méthode D 4052 utilise un analyseur numérique composé d'un tube d'échantillon oscillant en forme de U et d'un système d'excitation électronique, de comptage de fréquence et d'affichage (Hsu, 2000)

II.3.1.5. Corrosivité :

La corrosivité est généralement due à la présence de soufre libre et de composés sulfurés qui brûlent pour former du dioxyde de soufre (SO₂) qui se combine à la vapeur d'eau formée par la combustion de l'essence pour produire de l'acide sulfureux (H₂SO₃). L'acide sulfureux peut, à son tour, s'oxyder en acide sulfurique (H₂SO₄), et les deux acides sont corrosifs pour le fer et l'acier et attaqueraient les parties plus froides du système d'échappement et des cylindres du moteur lorsqu'ils refroidissent après l'arrêt du moteur (Speight, 2015)

La corrosivité des carburants diesel peut être mesurée par l'ASTM D130, conjointement avec l'IP 154, test de la bande de cuivre tranish.

Une bande de cuivre polie est immergée dans une quantité donnée d'échantillon de carburant et chauffée à une température spécifique pendant un temps donné. la bande de cuivre

utilisée dans le test est ensuite comparée à une norme ASTM sur la corrosion des bandes de cuivre pour classer la corrosivité du carburant (Hsu, 2000).

II.3.1.6. Teneur en soufre :

La teneur totale en soufre de l'essence est très faible, et la connaissance de son importance est d'un grand intérêt pour le raffineur qui doit fabriquer un produit conforme à des spécifications strictes.

Il existe plusieurs méthodes pour déterminer la teneur totale en soufre. La méthode la plus fréquemment citée dans les spécifications est la méthode de la lampe (ASTM D1266 ; IP 107), dans laquelle l'essence est brûlée dans une petite lampe à mèche dans une atmosphère artificielle de dioxyde de carbone et d'oxygène ; les oxydes de soufre sont transformés en acide sulfurique, qui est ensuite déterminé de façon volumétrique ou gravimétrique (Speight, 2015).

II.3.1.7. La viscosité :

La viscosité est une grandeur physique, elle intervient dans la mesure de la résistance interne d'un carburant à l'écoulement, et est généralement mesurée en enregistrant le temps nécessaire pour qu'un volume donné de carburant à température constante s'écoule à travers un tube capillaire de dimensions standard. Elle est souvent exprimée en stockes (St) ou aussi en centistokes (cSt).

La température influe d'une manière très importante dans la variation de la viscosité, généralement à des basses températures la valeur maximale de la viscosité est 4 centistokes (cSt) et à haute température elle varie entre 2 centistokes (cSt) à 4.5 centistokes (cSt). La norme suivie est ASTM D 445 (Montagne, 2011)

La viscosité se décompose en deux types : viscosité dynamique et viscosité cinématique

a. La viscosité dynamique :

Autrement dit la viscosité absolue, c'est l'effet de la conversion des particules d'un carburant en mouvement. L'unité de la viscosité dynamique est exprimée en centipoises (cP) ou en pascal-seconde (Pa.s). (Guibet, 1997)

b. La viscosité cinématique :

La viscosité cinématique est le rapport de la viscosité dynamique (absolue) par la masse volumique (densité) d'un carburant, son unité est exprimée en centistoke (cSt). (Guibet, 1997)

II.3.1.8. Point d'aniline :

Le point d'aniline est la température la plus basse (minimale) à laquelle un volume d'un carburant est égal au volume d'aniline ($C_6H_5NH_2$), c'est à dire jusqu'à le mélange devient complètement miscible.

Le point d'aniline est un très bon indice pour définir la nature chimique d'un carburant et plus précisément à partir de sa teneur en aromatique, il est inversement proportionnel avec la teneur composée en aromatique, plus le point d'aniline est bas plus la teneur en composé aromatique du carburant est grande. (Skander, 2004)

II.3.1.9. La couleur :

La couleur est utilisée comme une indication de la qualité du carburant. Une variation en dehors de la gamme établie peut indiquer une dégradation ou une contamination du carburant par d'autres produits. Elle n'est cependant pas un indicateur fiable de la stabilité. Une échelle allant de 0,5 à 8 est utilisée dans le test ASTM D 1500 ; le test utilise une source lumineuse standard et une comparaison de disques de verre colorés. (Hsu, 2000)

II.3.1.10. La teneur en eau :

Suivant la norme D 95, la condensation entre les différentes phases de stockage avec la présence de l'air et le réservoir en métal léger provoque l'apparition de l'eau dans le carburant (gasoil) et l'émulsion du carburant. La teneur en eau est généralement exprimée en % de volume. (Gayet, 2005)

II.3.1.11. L'indice de cétane :

Une corrélation variée entre le nombre de cétanes et d'autres propriétés mesurées est utilisée. Souvent, ces corrélations sont exclusives ou limitées à des groupes restreints de carburants diesel. Pour la détermination du nombre de cétane ; un essai de performance du moteur utilise un grand volume de carburant sur une période de temps assez longue. Par conséquent, l'ASTM a mis au point un indice de deux cétanes que les raffineries utilisent généralement pour estimer le nombre de cétanes dans les carburants diesel. Dans l'ASTM D 976, l'indice de cétane est calculé à partir de l'API D 976, l'indice de cétane est calculé à partir de la gravité de l'API et du point d'ébullition moyen ASTM D 86 (T_{50}). Une autre méthode pour estimer le numéro de cétane d'un carburant diesel de transport est l'ASTM D 4737, une méthode à quatre variables qui utilise la densité et 10 % (T_{10}), 50 % (T_{50}) et 90 % (T_{90}) la température de récupération du carburant comme variable.

L'indice de cétane ne reflète pas l'utilisation d'améliorants à base de cétane, mais correspond aux composés aromatiques du combustible. (Hsu, 2000)

II.3.1.12. L'indice d'octane :

L'indice d'octane est une caractéristique très importante dans les carburants automobile, elle mesure la résistance à l'auto allumage (allumage sans intervention de la bougie) d'un carburant dans moteur à allumage commandé. Généralement ce carburant est toujours de l'essence.

Les normes utilisées pour la détermination de la valeur d'indice d'octane sont ASTM 2699 et ASTM 2700. De ce fait deux méthode sont trouvées dans le but de la détermination d'indice d'octane qui sont les suivantes :

- Indice d'octane recherche (RON) : cette méthode est utilisée dans les moteurs qui ont une vitesse de 600 tr/min
- Indice d'octane moteur (MON) : une technique utilisée dans les moteurs dont la vitesse est de 900 tr/min

La différence entre RON et MON est appelé la sensibilité d'une essence. (Travers, Tocqué, 2016)

II.4. Consommation mondiale des carburants :

Vu que l'augmentation de la consommation enregistrée par le pétrole qui est de 0.9 million de barils par jours, de cela les carburants ont connus une demande très importante dans le marché,

Pour la première fois dans l'histoire des carburants a enregistré un taux de consommation qu'était dépassé les 100 millions de barils par jours était en 2020 (tableau II.3) (Looney, 2020)

Tableau II.3 : Consommation de produits pétroliers (MTEP)(Looney ,2020)

Produit pétrolier	2016	2017	2018	2019	2020
Gazole	34,8	34,7	33,6	32,8	27,7
Fioul domestique	6,3	6,3	5,7	5,4	5,3
Carburants pour automobile	7,4	7,7	8,0	8,5	7,4
Bases pétrochimie	8,1	8,8	7,7	8,0	7,7
Carburéacteurs	6,5	6,6	6,8	7,1	3,2

Fiouls lourds	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Gaz (GPL)	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6
Autres produits	8,5	8,8	9,0	9,1	8,7
Consommation intérieure	73,9	75,1	72,9	73,0	61,8

La consommation des carburants s'est élevée à 61,8 millions de tonnes. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) a suggéré quelques astuces permettant d'abaisser la grande consommation des carburants, elles sont classées comme suit :

- Contrôler les limitations de vitesse par les réduire d'au moins de 10 km/h. ça sera très efficace. D'après l'estimation de l'AIE, le monde va économiser environ de 430.000 barils de carburants.
- Lancer le télétravailleur au moins une journée par semaine pour que les employeurs puissent travailler chez eux sans déplacer, cette technique permette d'économiser environs de 1700000 barils/jours
- Un weekend sans voiture comme était lancer en suisse et en Pays-Bas en 1973, et la même chose pour Paris, Bruxelles, Edimbourg ont suivie cette méthode, ce que l'on permet de minimiser la consommation des carburants.
- Réduire les prix des billes de transports et augmenter celui des carburants, mais à condition de soutenir les transports publics.
- Changement de système de circulation dans les grandes villes
- Prévenir les gens à adopter les véhicules électriques. (Agence internationale de l'énergie, 2020)

II.5. Marché algérien des carburants :

Le marché Algérien consomme 3 millions de Tonnes/an d'essences, sous trois formes de produits : Essence Normale RON 89, éthylée (900 000 Tonnes / An soit 30 % du marché), Essence Super RON 96, éthylée (1,5 Million Tonnes / An soit 50 % du marché), Essence Sans plomb, RON 95 (600 000 Tonnes / An soit 20 % du marché), consomme ainsi t environ 8 millions de Tonnes/An de Gasoil cela en 2017. (Sebbagh et Salem, 2017)

Le marché algérien des produits pétroliers, a été évalué pour l'année 2017 à 14,7 millions de tonnes où la part de l'entreprise nationale "NAFTAL" est prédominante. Les activités de

distribution et du stockage des produits pétroliers, est ouverte à l'investissement public et privé. Cette activité intéresse de plus en plus aussi bien des opérateurs privés algériens que des opérateurs étrangers (Ministère algérien de l'énergie, 2017)

La consommation nationale des carburants a connu un rythme de croissance élevé (figure II.3), elle est passée de 0,6 million de tonnes en 1964 à 5,9 millions de tonnes en 1999 et 11,3 millions de tonnes en 2010 pour atteindre 14,9 millions de tonnes en 2016.

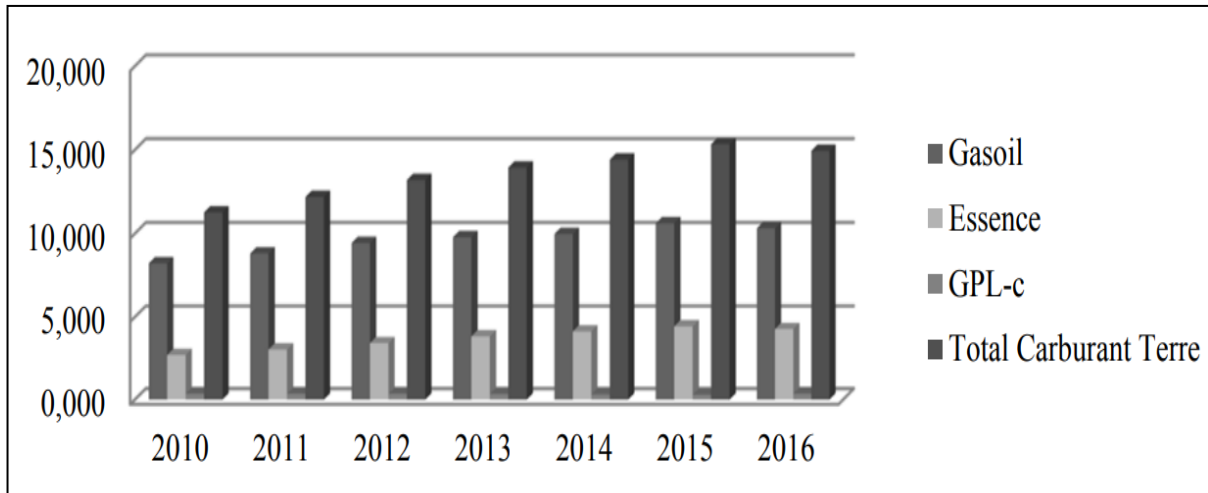


Figure II.3 : Evolution de la consommation des carburants terre sur le marché national de 2010 à 2016 en million de tonnes (Sebbagh et Salem, 2017).

II.6. Aspects énergétiques et environnementaux :

II.6.1. Définition de la combustion :

La combustion est une opération très importante, elle a deux buts essentiels, le premier consiste à produire de la chaleur à l'aide des chaudières ou des fours, le second correspond aux moteurs qui fonctionnent sous une combustion adiabatique.

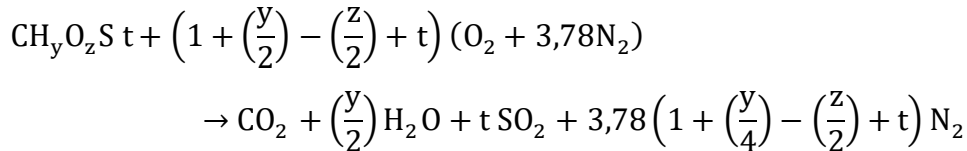
La combustion englobe toutes les réactions chimiques qui se produisent avec l'oxydation d'un combustible (carburant). Ces réactions sont du type oxydoréduction qui sont généralement exothermiques.

Un combustible (autrement dit un carburant) est sous forme d'un gaz, un liquide ou un solide naturel dans lesquels se trouvent les constituants qui sont oxydés au cours de la réaction chimique, et d'autre élément qui ne participent pas dans la réaction. Le carburant le plus utilisé est l'oxygène et surtout mélangé à l'azote dans l'air. (Lallemand, 2013)

II.6.2. Equation stœchiométrique de combustion :

Pour arriver à un bilan de combustion global, faut d'abord passer par l'analyse quantitative du carburant qui portent la teneur massique en carbone, en hydrogène, soufre et aussi en oxygène. Cette analyse vise à écrire la formule globale $(CH_yO_zS)_n$, sachant que le coefficient n est lié à la masse molaire et il n'a pas d'influence sur le dosage air-carburant.

L'équation chimique de combustion s'écrit :



Pour l'air contient en volume 20.9 % d'O₂ et 79.1% de N₂, ; l'argon dont la teneur volumique dans l'air est de 0,93 % et les autres gaz présents à l'état de traces sont assimilés à l'azote.

r est le rapport des masses d'air et de carburant respectivement :

$$r = (m_a/m_c)st$$

Avec : m_a : masse d'air

m_c : masse de carburant

La valeur de r varie selon la nature des hydrocarbures et d'autre paramètre. Par exemple pour les hydrocarbures liquide comme l'essence, gazole et le carburacteur ; r est compris entre 14 et 14.5. Mais en cas général, r est souvent compris entre 13 et 15.

La richesse ϕ définie la composition du milieu réactionnel, elle est donnée comme suit :

$$\phi = \left(\frac{\left(\frac{m_c}{m_a}\right) r_e}{\left(\frac{m_c}{m_a}\right) St} \right) \rightarrow \phi = \left(\frac{m_c}{m_a}\right) r_e r$$

L'excès ou bien le déséquilibre dans la stœchiométrie montre si le carburant est riche ou pauvre.

La richesse est utilisée dans les moteurs diesels et a essences. Dans les moteurs diesels se fonctionnent en mélange pauvre mais dans les moteurs à essences elle peut fonctionner tôt en tôt en mélange riche (Guibet, Montagne, 2011).

II.6.3. Formation de polluants :

Tous les moyens de combustion (les véhicules à moteurs, les installations industrielles...) sont les principales sources qui causes la formation des polluants dans l'atmosphère. Parmi ces polluants dégagés : le monoxyde de carbone (CO), le dioxyde de soufre (SO₂), le dioxyde d'azote (NO₂), etc. Ces polluants provoquent plusieurs maladies sur les êtres humains (tableau II.4), des réchauffements climatiques (Organisation mondiale de la sante, 2018).

Tableau II.4 : Propriétés nuisibles des gaz polluants (Arqués ,1992).

Constituants	Propriétés nuisibles
Oxyde d'azote, de carbone, de soufre, hydrocarbures, aldéhydes	Toxiques
Oxyde de carbone (manque d'oxygène)	Asphyxiant
Acroléine, formaldéhyde, oxyde de soufre, hydrocarbures.	Irritation des muqueuses (nez, yeux, gorge)
Hydrocarbures polycycliques aromatiques	Effet cancérigène
Aldéhydes, hydrocarbures.	Odeurs désagréables
Suie, goudron, vapeur de combustible et huile, élément minéraux	Fumées

a. Le monoxyde de carbone (CO) :

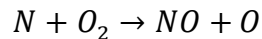
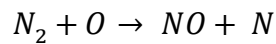
Le monoxyde de carbone est un gaz très dangereux, lorsqu'il est en contact avec de l'air forme un mélange explosif. Le CO est incolore, inodore, pas de vapeur et aussi inflammable. Il provoque des problèmes respiratoires, des maux de tête et des effets asphyxiants. Le monoxyde de carbone est formé à partir de :

- La combustion à faible température.
- La décomposition des aldéhydes.

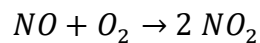
- La dissociation du gaz carbonique à haute température (Arqués, 1992).

b. Oxydes d'azotes :

Les oxydes de carbones se trouvent en plusieurs formes : NO, NO₂, N₂O, N₂O₄, N₂O₃, généralement sont sous la forme No_x. La combustion d'oxygène avec l'azote à haute température conduit à la formation du monoxyde de carbone, la réaction se déroule comme suit :



Dès que l'oxygène (O₂) se présente, le NO s'oxyde directement, cette réaction est représentée comme suit



Le NO₂ est gaz très irritant, son contact avec l'eau donne des solutions acides contenant des acides nitreux qui contribue au phénomène des pluies acides (Borghi et al, 1995)

c. Dioxyde de carbone CO₂ :

Le dioxyde de carbone est gaz non toxique mais l'augmentation de sa concentration dans l'air provoque les effets de serre, de ce fait conduit à un réchauffement climatique. Sa formation débutera quand tout composé carboné participe à la combustion (Stew 2008).

II.6.3.1. Relations entre la nature des carburants et les polluants émis :

La combustion des différents carburants en grande quantité contribue à la formation des divers polluants. En particulier, le monoxyde de carbone, le dioxyde de carbone, dioxyde de soufre et les composés organique volatils provoquent la formation du smog (Gouvernement de Canada, 2017).

a. Véhicules Diesel :

En 1890 Rudolf Diesel à inventer un moteur qui fonctionne sous une combustion interne, ce moteur est appelé moteur diesel. Ce dernier est un type très polluant, parmi ses caractéristiques qui influe sur les émissions de polluant sont : la masse volumique, l'indice de cétane, la teneur en constituants di et tri aromatique (poly aromatique) et le point final de distillation. La combustion de ce carburant conduit à la formation des polluants (CO, NO_x, HAP, COV) qui augmente le taux de pollution atmosphérique (Foster et al, 1992).

b. Véhicules à essence :

La pollution dans les véhicules essence consiste dans les pertes par évaporation qui commence dans les stations de services, au stationnement et même durant le parcours

d'automobile. Ces pertes augmentent progressivement dans la période d'été vu que l'augmentation de la température. Les caractéristiques des essences qui influent sur le rejet des polluants sont : les teneurs en aromatiques, en oléfines et en constituants oxygénés (tels que MTBE, ETBE, éthanol) et le point final de la distillation.

L'ajout de MTBE sert à réduire le taux du monoxyde de carbone (CO) et les hydrocarbures. La réduction du taux d'oléfines réduit le NO_x et une démunissions remarquable du taux de benzène lorsque la teneur en aromatique de l'essence diminue. Généralement en été, la baisse du point final de distillation sert à la démunissions des hydrocarbures et des polluants spécifiques (Guibet, Montagne, 2011).

II.6.6.2. Emission de gaz à effet de serre :

Le gaz à effet de serre est un ensemble des gaz, formé généralement de dioxyde de carbone (CO₂), de méthane (CH₄), protoxyde d'azote (N₂O) et d'ozone (O₃). La combustion de ces produits conduit directement à la croissance d'émission de gaz à effet de serre dans l'atmosphère qui influe sur le changement climatique.

Les produits dégagés par les échappements d'automobile (CO₂) provoquent d'une manière direct le réchauffement climatique. Le protocole de Kyoto a fixé des valeurs limites pour les pays qui dégagent un taux très important dans l'émission de gaz à effet de serre dans le but de la protection de l'atmosphère. Plusieurs pays ont refusé le protocole de Kyoto parmi eux les ETAS UNIS et la RUSSIE, donc il faut trouves d'autres solutions. Un plan B qui impose une réduction de 80% des GES (gaz effet serre), cette opération consiste à réduire les concentrations de dioxyde de carbone (CO₂) de ce fait les températures seront réduites. (Brown et al, 2009)

II.6.6.3. Composition moyenne des gaz d'échappement automobiles :

Les gaz d'échappement sont le résultat de la combustion des hydrocarbures (essence, gasoil, ...), GEP est dégagé dans l'atmosphère par un tuyau d'échappement (Omdvaborna et al,2014).

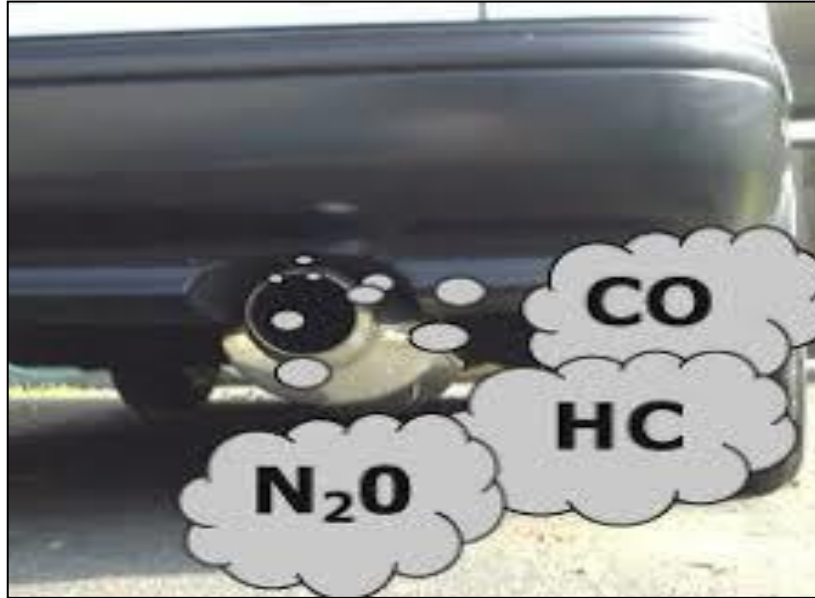


Figure II.4 : Les polluants rejetés par les échappements d'automobiles (Moteurs Légende Technique, 2005)

Les constituants majoritaires dans les gaz d'échappement sont : le dioxyde de carbone (CO_2), vapeur d'eau (H_2O), l'oxygène (O_2) et d'azote (N_2). Vu que la combustion est incomplète donc il y a d'autre composé telle que le méthane (NH_3), composé organique volatil (COV), benzène, toluène, dioxyde de soufre (SO_2) (figure II.4).

Les moteurs diesel sont pas considérés parmi les moteurs qui dégage des quantités très élevé des gaz dans les échappements automobiles (figure II.6), par contre les moteurs à combustion interne ont une très grande influence sur les gaz d'échappement, ce type de moteur contient des composés très nocif comme l'oxyde de carbone (CO), les hydrocarbures non brules (HC), et les oxydes d'azotes (NO_x) (Moteurs Légende Technique,2005).

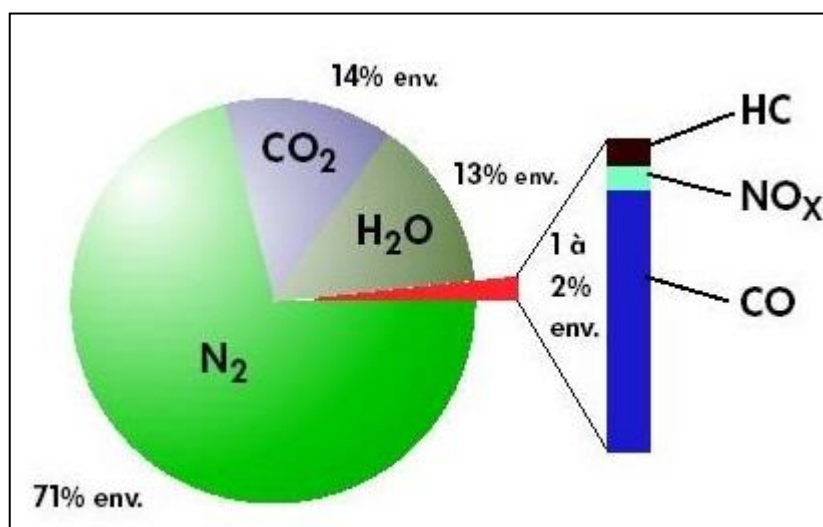


Figure II.5 : Composition des gaz d'échappement sur les moteurs à essence (Ronneau, 2004)

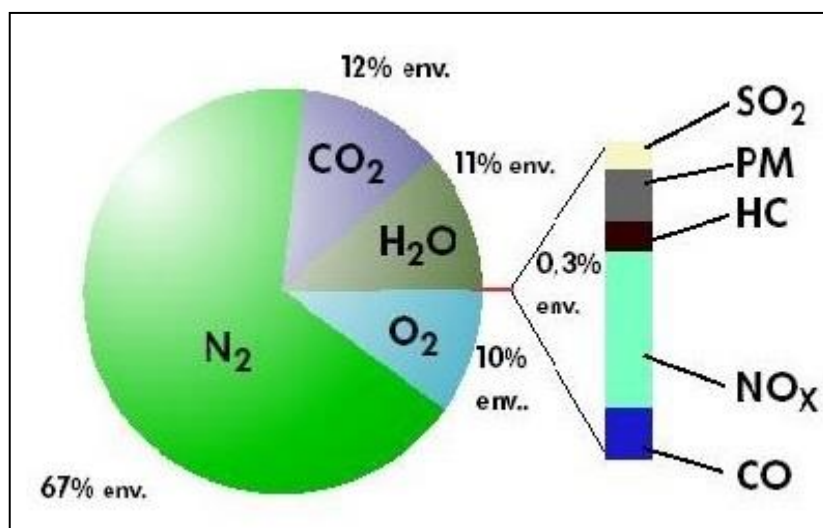


Figure II.6 : Composition des gaz d'échappement sur les moteurs diesel ((Ronneau, 2004)

De nombreuses questions pratiques doivent être prises en compte lors du calcul des émissions potentielles (figure II.5) d'un trajet routier donné. Le taux global d'émission variera non seulement en fonction de facteurs évidents tels que la vitesse des véhicules, le mode de conduite (accélération, décélération, vitesse de croisière ou marche au ralenti) (tableau II.9), le mélange de types de véhicules (voitures, bus, marchandises, etc.) et les types de moteurs (essence, diesel ou autres), mais aussi en fonction de facteurs moins évidents tels que l'entretien du moteur, la météorologie (température et humidité de l'air) et la température de fonctionnement du moteur (Tiwary et al, 2019).

Tableau II.5 : Concentrations des émissions de gaz d'échappement (Tiwary et al, 2019)

Carburant et polluant	Émissions (ppm en volume dans l'échappement)			
	Ralentie	Accélération	Croisière	Décélération
Pétrole				
CO	6 9000	29 000	27 000	39 000
HC	5 300	1 600	1 000	10 000
NO _x	30	1 020	650	20
Gazole				
CO	Traces	1 000	Traces	Traces
HC	400	200	100	300
NO _x	60	350	240	30

II.6.6.4. Qualité des carburants et normes de rejet :

La pollution par les véhicules à moteur est devenue un problème du simple fait de l'augmentation constante, tant du nombre de véhicules en circulation que de la distance parcourue par véhicule chaque année (tableau II.9). Le transport routier a été identifié depuis longtemps comme la principale source de pollution à faible niveau de NO₂ et de particules fines (Tiwary et al, 2019).

Tableau II.6: Nombre de véhicules de 2016 jusqu'à 2018 en Algérie (Office Nationale des Statistiques, 2021)

Année Véhicules	2016	2017	2018
Véhicules tourisme	3 872 709	3 984 250	4 151 041
Camions	413 261	417 286	421 689
Autocars- Bus	86 200	86 741	87 968
Total	4 372 170	4 488 277	4 660 698

a. Age du véhicule :

Au Royaume-Uni, les automobilistes ont parcouru en moyenne 7900 miles chacun en 2015. En conséquence, l'utilisation des véhicules à moteur génère désormais plus de pollution

atmosphérique que toute autre activité humaine. C'est la source de CO₂ qui connaît la croissance la plus rapide et, dans les zones urbaines, elle est responsable de la majeure partie des émissions de CO, HC et NO_x. Les personnes et les véhicules sont concentrés dans les zones urbaines, où les densités d'émissions par unité de surface sont les plus élevées et les conditions de dispersion les plus mauvaises. Il est désormais reconnu que les véhicules ont le principal impact environnemental sur nos villes (Tiwary et al, 2019).

b. Type de conduite :

La quantité de CO produite par un véhicule augmente lorsque le moteur tourne au ralenti ou ne fonctionne pas efficacement, de sorte que les embouteillages et les arrêts produisent beaucoup plus de CO que sur les autoroutes. Les moteurs produisent également beaucoup plus de CO lorsqu'ils fonctionnent à froid (environ pendant les 2 ou 3 premiers kilomètres d'un trajet) (Tiwary et al, 2019).

c. Vitesse :

Les véhicules roulant à des vitesses comprises entre 48 et 96 kilomètres par heure émettent moins de polluants nocifs que les véhicules roulant à des vitesses inférieures à 48 kilomètres par heure ou supérieures à 96 kilomètres par heure (figure II.7). Des variations journalières de la concentration de NO_x sont également à prévoir en raison des variations du flux de trafic et de la dispersion atmosphérique (Tiwary et al, 2019)

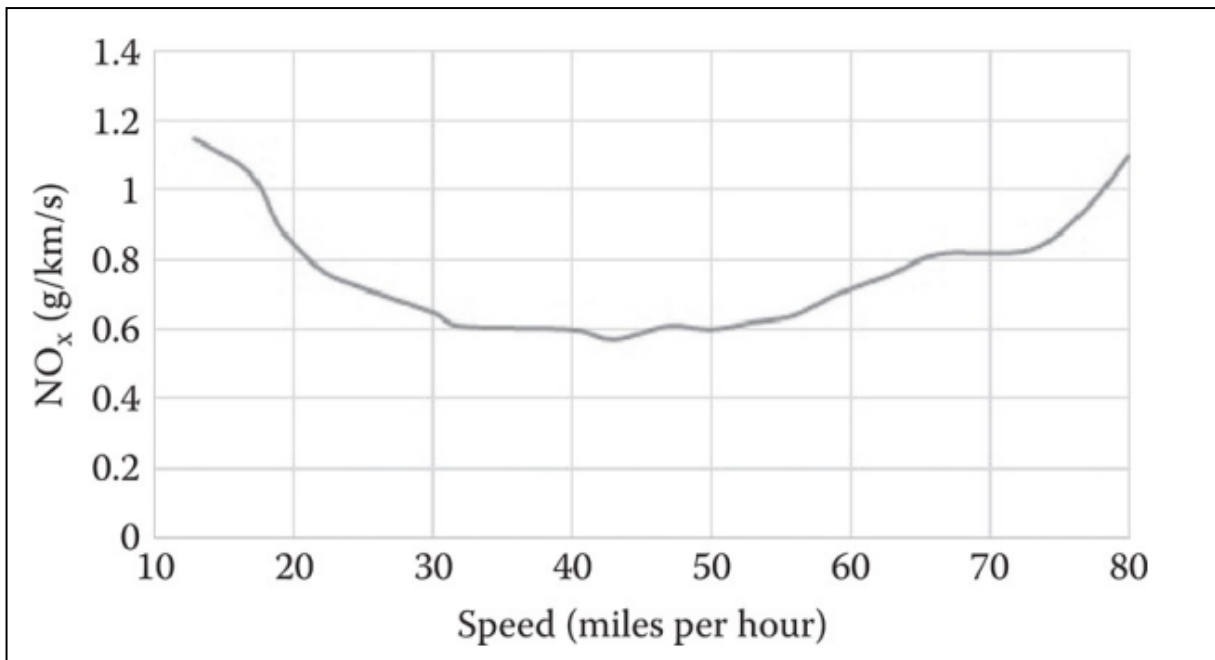


Figure II.7 : Variation des émissions de NO_x en fonction de la vitesse (Tiwary et al, 2019)

L'union européenne a fixé un ensemble de règlement qui est connu par l'appellation normes euro, ces normes visent à réduire le maximum possible de la pollution causé par les gaz dégagées à partir des échappements d'automobiles (tableau II.10).

Parmi ces polluants :

- Les oxydes d'azote (NO_x) (figure II.8)
- Le monoxyde de carbone (CO)
- Les hydrocarbures imbrulés (HC)
- Les particules fines en suspension

Remarque : le dioxyde de carbone (CO₂) n'est pas tenu en compte parmi ces normes car il est considéré comme un gaz non toxique. (Lemarchant, legallant, 2008)

Tableau II.7 : Limites d'émission en g/km des normes Euro pour les véhicules touristes (European Environment Agency, 2016)

Norme	Année	CO	NO _x	HC + NO _x	PM
Euro 1	1992	2.72	-	0.97	0.14
Euro 2	1996	1	-	0.7	0.08
Euro 3	2000	0.64	0.5	0.56	0.05
Euro 4	2005	0.5	0.25	0.3	0.025
Euro 5a	2009	0.5	0.18	0.23	0.005
Euro 5b	2011	0.5	0.18	0.23	0.005
Euro 6	2014	0.5	0.08	0.17	0.005

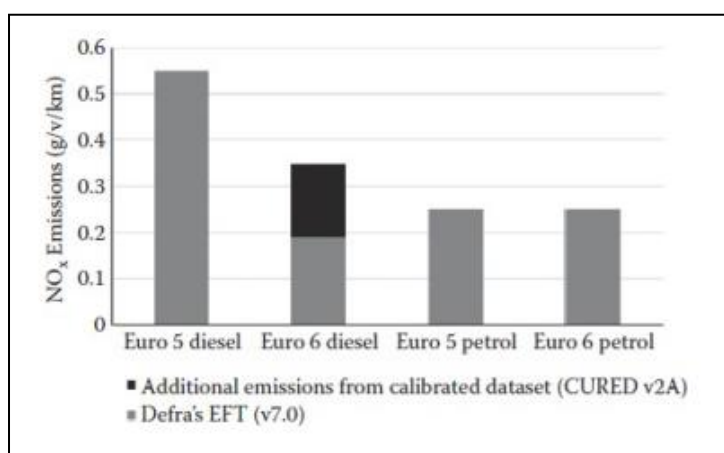


Figure II.8 : Comparaison des émissions de NO_x des voitures diesel Euro 5 et 6 à 50 km/h (Tiwary et al, 2019)

Chapitre III

Contrôle de qualité des carburants en Algérie – Cas de l'entreprise NAFTAL de Bejaia

Chapitre III : Contrôle de qualité des carburants en Algérie-Cas de l'entreprise NAFTAL de Bejaia**III.1. Présentation de l'entreprise :****III.1.1. Historique d'entreprise générale :**

NAFTAL est une entreprise nationale issue du groupe SONATRACH en 1980. Sa première activité est le raffinage et la distribution des produits pétroliers, cette activité est lancée à partir de 1982.

Cinq ans après le raffinage est séparé de l'activité de la distribution qu'était la raison principale d'apparition de deux entreprises NAFTEC et NAFTAL. NAFTEC est chargé seulement du raffinage du pétrole, par contre NAFTAL sa mission se représente dans la distribution et la commercialisation des produits pétroliers et ses dérivées sur le marché nationale.

L'appellation NAFTAL provient de : NAFT : pétrole

AL : Algérie

Au-delà de 1987, NAFTAL est devenue non seulement le premier responsable de la commercialisation et la distribution des produits pétroliers mais aussi elle intervient dans des différents domaines telle que :

- L'enfutage des GPL (gaz à pétrole liquéfier)
- La formulation des bitumes
- La distribution, le stockage et la commercialisation des carburants, GPL, lubrifiants, bitumes, pneumatique et des produits spéciaux
- Le transport des produits pétroliers

A partir de 1998, NAFTAL est devenue une société par action filiale à 100 % de SONATRACH

Pour gagner la confiance de la clientèle et la disponibilité des produits, NAFTAL met en disposition plusieurs techniques de transports qui passent par trois étapes essentielles :

a. L'approvisionnement :

L'approvisionnement sert à acheminer les produits pétroliers d'une raffinerie aux centres de stockages (primaires) grâce au capotage (bateaux) ou bien des pipes.

b. Le ravitaillement :

Dès que les centres primaires seront pleins, donc il faut transférer les produits pétroliers au centres secondaires (les dépôts), soit par rail (train) ou bien par des camions (wagon-citerne).

c. La livraison :

La livraison est la dernière étape de la distribution, elle consiste à assurer la disponibilité des produits dans les zones de consommation (station-service).

III.1.2. Organisation NAFTAL BEJAIA :

NAFTAL BEJAIA est une entreprise chargée par la distribution et la commercialisation des produits pétroliers sur toutes les stations-services dans le territoire nationale (figure III.1).

L'organigramme de l'entreprise NAFTAL BEJAIA se base sur trois pôles essentiels :

- La direction générale
- Les structures fonctionnelles
- Les structure opérationnelle (branches)

a. La direction générale :

Elle est présidée par un président directeur générale (PDG), celui-ci est le premier responsable qui gère toutes les branches. Il est assisté par :

- **Conseillés et assistants :** leur mission consiste à aider le PDG à prendre des décisions très importantes.
- **Le comité exécutif :** il est composé de directeur de division et de directeur exécutif, chargé par la surveillance de l'ensemble des décisions et assure la direction de l'entreprise sous l'ordre du PDG.
- **Le comité directeur :** composé des directeurs de division, exécutifs, centraux un directeur d'administration générale. Le rôle du comité directeur est le contrôle des activités de l'entreprise.

b. Les structures fonctionnelles :

Elles sont chargées par l'élaborations des stratégies politiques et la surveillance sur la coordination et la cohérence. Elles sont composées de trois catégories de direction :

- Direction exécutive
- Direction centrale
- Direction de soutien

c. Les structures opérationnelles :

NAFTAL repose sur 4 branches essentielles :

- Branche carburant (gasoil et essence)
- Branche commercialisation
- Branche GPL (gaz de pétrole liquéfier)
- Branche LPB (lubrifiant, pneumatique, bitume)

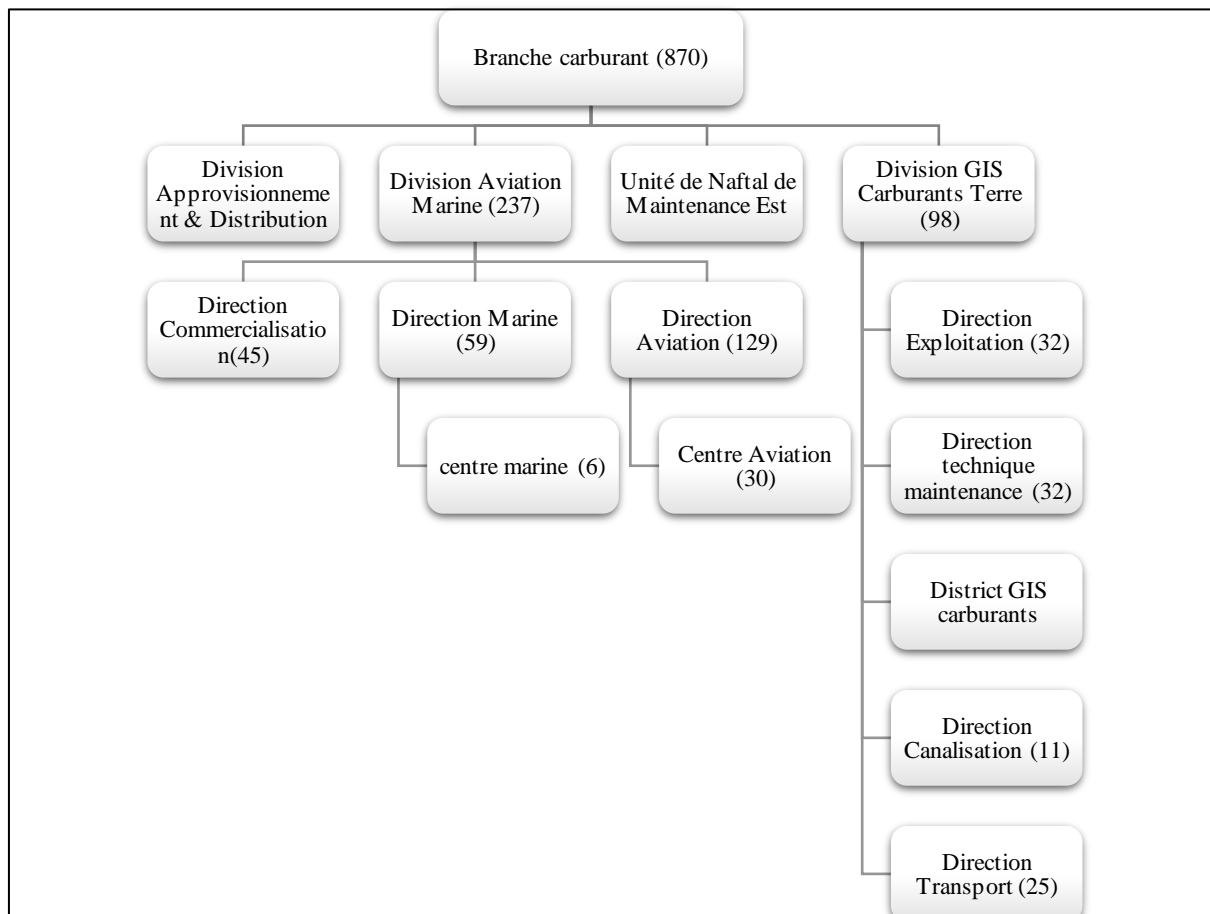


Figure III.1 : Organigramme général de l'entreprise NAFTAL Bejaia (document interne NAFTAL,2014)

III.1.3. Mission NAFTAL BEJAIA :

- Organiser et développer l'activité de commercialisation et de distribution des produits pétroliers et ses dérivés.
- Stocker et transporter tous les produits pétroliers commercialiser sur le territoire national.
- Respecter les mesures de la sécurité industrielle, et faire attention sur la protection et la sauvegarde de l'environnement.
- Faire des études sur le marché en matière d'utilisation et de consommation des produits pétroliers.
- Développer une image de marque et de qualité.

III.1.4. Objectif NAFTAL BEJAIA :

NAFTAL vise aux objectifs suivants :

- Poursuivre dans le domaine de la distribution des produits pétroliers.
- Améliorer la qualité des produits.

III.2. Bilan des entrées-sorties et provenance des carburants au sein de l'entreprise :**III.2.1. Bilan de consommation wilaya de Bejaia :**

NAFTAL BEJAIA réalise des bilans annuels dans le but d'avoir le taux de consommation et de production pour chaque produit, le Tableau III.1 représente un état comparatif de consommation des carburants entre 2021/2022 dans la wilaya de Bejaia

Tableau III.1 : Consommation des carburants entre 2021/2022 cas NAFTAL Bejaïa

Année	2021 (m ³)		2022 (m ³)	
	Essence sans plomb	Gasoil	Essence sans plomb	Gasoil
Janvier	4 417	26 215	5 099	27 372
Février	4 446	22 796	4 774	27 568
Mars	4 993	31 423	5 369	29 608
Avril	4 652	28 043	4 875	27 473
Total	18 508	108 477	20 117	112 021

La consommation d'essence sans plomb au cours de l'année 2022 a connu une augmentation non négligeable par rapport à l'année 2021, contrairement au gazole qui lui a connu une augmentation durant les deux premiers mois et se stabilise les mois.

III.2.2. Bilan des entées globales 2021/2022 :

Le district BEJAIA présente des bilans comparatifs globaux bien détaillé pour toutes les entrées des produits pétroliers, comme il est illustré dans le tableau III.2.

Tableau III.2 : Bilan des entrées globales de l'essence sans plomb et du gasoil 2021/2022 cas NAFTAL Bejaïa

Année	2021 (m ³)		2022 (m ³)	
	Essence sans plomb	Gasoil	Essence sans plomb	Gasoil
Janvier	4 628	53 939	7 083	58 382
Février	4 614	38 853	2 705	53 959
Mars	6 397	78 259	9 502	68 651
Avril	4 853	57 284	6 329	49 067
Total	20 492	228 335	25 619	230 059

L'analyse du tableau permet de constater que la quantité d'entrée des produits ont augmentées de manière remarquable entre 2021 et 2022 surtout pour le gazole.

III.2.3. Bilan des sorties globales 2021/2022 :

Des bilans comparatifs des sorties globales annuelles délivrés par le district Bejaïa pour l'essences sans plomb et le gasoil telle quelle figure dans le tableau III.3

Tableau III. 3 : Bilan des sorties globales de l'essence sans plomb et du gasoil 2021/2022 cas NAFTAL Bejaïa

Année	2021 (m ³)		2022 (m ³)	
	Essence sans plomb	Gasoil	Essence sans plomb	Gasoil
Janvier	4 417	51 047	6 455	58 960
Février	4 446	42 247	5 734	61 274

Mars	4 993	77 960	6 862	59 893
Avril	4 652	61 581	5 979	50 021
Total	18 508	232 835	25 030	230 148

Après l'étude du tableau des sorties globaux on remarque des chiffres plus élevés pour les deux carburants surtout pour l'année 2022.

III.2.4. Bilan des quantités reçus en 2021:

NAFTAL BEJAIA réalise chaque année des bilans mensuel dans le but de savoir toutes les quantités reçus pour chaque carburant. Des courbes sont introduites pour chaque bilan dans le cadre de faciliter l'étude des bilans, telle qu'elle est présentée dans la figure (III.2) ci-dessous :

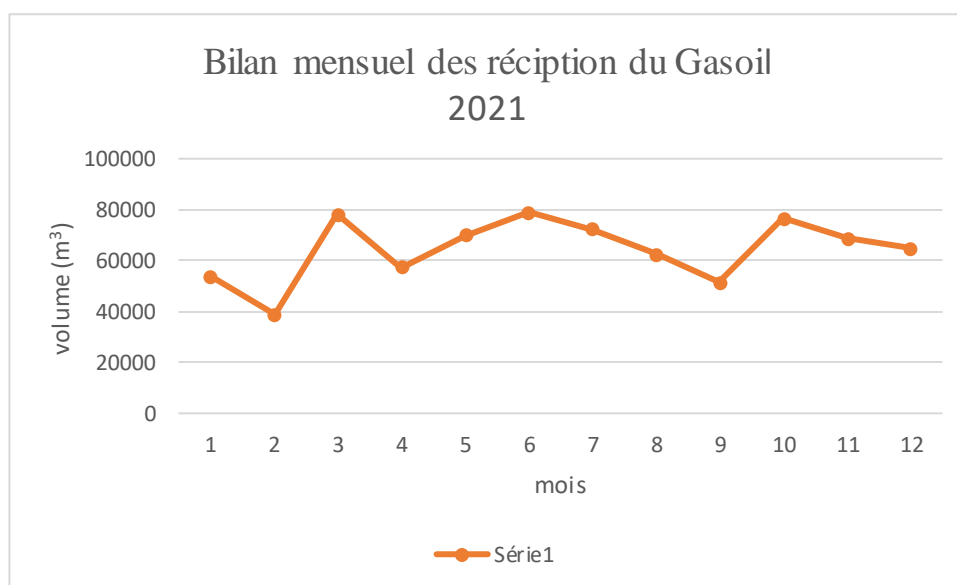


Figure III.2 : Courbe sur la réception du Gasoil en 2021

D'après la figure ci-dessus, on constate que les quantités du gasoil reçu en 2021 varient d'un mois à l'autre, et cela dépend de la saison qui influe directement sur la consommation de ce carburant. La comparaison entre la saison d'hiver et celle d'été, nous on permet de déduire qu'il y a une grande différence entre les quantités requises, et cela revient à la saison estivale ou la consommation du gasoil augmenté.

III.3. Contrôle de qualité des carburants :**III.3.1. Les caractéristiques physiques :****III.3.1.1. La densité à 15°C :**

Le but de cette manipulation est la détermination de la densité de l'essence ou du gasoil à l'aide d'un densimètre à une température donnée, ensuite cette densité est convertie en fonction de sa température à la d_4^{15} en utilisant la table de conversion de la densité.

a. Appareillage :

- Eprouvette graduée de 500 ml
- Densimètre
- Thermomètre

b. Mode opératoire :

Premièrement , on verse la prise d'essai du gasoil ou d'essence dans une éprouvette de 500 ml décontaminée, puis on introduit le densimètre approprié et le thermomètre dans le liquide et on laisse le densimètre remonter (figure III.3). Lorsqu'il se trouve en position d'équilibre, on lui donne un léger mouvement de rotation lorsqu'on le lâche afin d'éviter qu'il s'approche trop près de la paroi interne de l'éprouvette ; on attends jusqu'à ce que le densimètre soit complètement au repos ainsi toutes les bulles d'air remontent en surface ; on note la température et la densité du produit analysé, on convertis ces derniers en d_4^{15} en utilisant la table de conversion de la densité à 15°C (ASTM D1298)



Figure III.3: Paramètre de la densité ASTM D1298

III.3.1.2. la distillation ASTM :

Le but de cette manipulation est la caractérisation de la volatilité du produit, à partir des températures obtenues en fonction des volumes recueillis dans un appareillage approprié à la norme ASTM D86, qu'on peut tracer la courbe de distillation qui représente l'évolution de la fraction distillée.

a. Appareillage :

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

b. Mode opératoire :

On introduit dans un ballon de 100 ml une prise d'essai du gasoil ou d'essence à l'aide d'une éprouvette graduée ; puis on chauffe le contenu du ballon de distillation en réglant le chauffage de 60 à 70°C pour le Gasoil et de 30 à 60°C pour l'essence ; à l'ébullition du produit, les vapeurs formées montent vers un condensateur introduit dans un mélange d'eau et de glace afin de condenser les fractions légères tels que l'essence, pour les fractions moyennes comme le gasoil (Figure III.4) sans glace ; on note la première goutte de condensat à la sortie le point initial de la distillation obtenue avec un chauffage de 10 minutes ou plus pour le gasoil et 15 minutes ou plus pour l'essence ; on règle le chauffage de tels sorte que les volumes obtenus dans l'éprouvette augmente de 5 ml/min. ces volumes sont en fonctions des températures données pour le gasoil a 10%, 50%, 65%, 90%, 95%, pour l'essence 5%, 10%, 20%, 50%, 95%.

En fin de distillation, la température atteint sa valeur maximale, puis diminue, la quantité du liquide restant au fond du ballon doit refroidir afin de permettre la mesure du volume du résidu (ASTM D86).



Figure III.4 : Appareillage de la distillation de l'essence sans plomb et du gasoil ASTM D86

III.3.1.3. la pression de vapeur Reid :

Cette méthode d'essai couvre l'utilisation d'instruments automatisés de pression de vapeur pour déterminer la pression de vapeur totale exercée dans le vide par des produits pétroliers liquides volatils contenant de l'air. Cette méthode d'essai convient pour tester des échantillons dont le point d'ébullition est supérieur à 0°C (32°F) et qui exercent une pression de vapeur comprise entre 7 et 130 kPa (1,0 et 18,6 psi) à 37,8°C (100°F).

a. Appareillage :

- Chambre à vapeur
- Chambre à liquide à une ouverture
- Chambre à liquide – deux ouvertures
- Manomètre- le manomètre doit être à bourdon, type jauge à ressort de diamètre 100 mm à 150mm
- Enceinte de refroidissement- une température comprise entre 0°C et 1°C
- Bain TVR- pour maintenir le bain à une température constante de $37.8 \pm 0,1$
- Thermomètre – un thermomètre à pression de vapeur Reid ASTM 18C ayant une plage de température de 34°C à 42°C

b. Mode opératoire :

On prépare l'appareil pour le fonctionnement conformément aux instructions du fabricant, on nettoie et on fait sécher la chambre d'essai comme il se doit pour éviter la contamination de l'échantillon. Avant d'introduire l'échantillon, on détermine visuellement sur l'écran de l'instrument que la pression de la chambre d'essai est stable et ne dépasse pas 0,1 kPa (0,01 psi).

On fait refroidir notre échantillon entre 0 à 1°C ainsi que la chambre à essence. Une fois l'échantillon refroidi, on remplit la chambre à essence entre 70 à 80% de son volume puis on immerge l'appareil dans un bain a température de 37.8°C (figure III.5).

Puis on agite la chambre à air 8 fois ensuite on la remet dans le bain, une fois équilibré on note la valeur indiquée sur le manomètre.



Figure III.5 : Appareillage de la TVR ASTM D323

III.3.1.4. la viscosité cinématique à 20°C :

La viscosité cinématique est déterminée par la mesure du temps d'écoulement d'un volume de produit sous l'action de son propre poids à travers un viscosimètre capillaire en verre étalonné

a. Appareillage :

- Viscosimètre à capillaire étalonné
- Support de viscosimètre
- Bain thermostaté
 - (de 15°C à 100°C) $\pm 0,02$ °C
 - En dehors de cette plage $\pm 0,05$ °C
- Pompe
- Chronomètre
- Poire a pipette

b. Mode opératoire :

On met le bain thermostaté en marche jusqu'à la stabilité des températures à 20°C et à 10°C. On choisit un viscosimètre propre, sec, étalonné et adéquat ou le temps d'écoulement doit être supérieur à 200s, Puis on le remplit avec le produit à analyser et on l'immerge dans le bain.

On ferme avec un doigt la première ouverture et on place la poire sur la deuxième ouverture, On aspire le liquide jusqu'à atteindre la moitié de la deuxième boule du viscosimètre, on retire la poire ainsi que le doigt sur le tube capillaire, et on déclenche le chronomètre dès l'arrivée du liquide au premier trait de jauge de la première boule (grosse) (figure III.6). Nous mesurons le temps d'écoulement du gasoil qui passe du premier au second trait (ASTM D445) Enfin on calcule la viscosité cinématique en utilisant la formule suivante :

$$\text{viscosité cinématique} = C \times t$$

Avec :

C : constante d'étalonnage du viscosimètre (dépend de la taille du viscosimètre)

t : temps d'écoulement



Figure III.6 : Appareillage de la viscosité cinématique à 20°C ASTM D445

III.3.1.5. le point d'écoulement :

Le but de cette manipulation est la détermination de la température la plus basse à laquelle notre liquide coule encore.

a. Appareillage :

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

b. Mode opératoire :

Afin de réaliser cette analyse nous avons mis le bain réfrigérant de l'appareil en marche jusqu'à la stabilité des températures pour les 3 compartiments (0°C, -18°C, -33°C) (figure III.7); puis nous avons rempli le tube à essai avec du gasoil jusqu'au trait de jauge, puis on le renferme à l'aide d'un bouchon muni de thermomètre en étant à 3 mm au-dessous de la surface de l'échantillon, nous l'insérons dans la jaquette et ensuite on le trempe dans le bain du premier compartiment à 0°C.

On fait sortir avec précaution le tube à essai du compartiment et on l'incline horizontalement de telle sorte à observer s'il y a encore un mouvement de l'échantillon dans le tube .

Une fois la température de l'échantillon atteint la température du compartiment et ne cesse de couler, on place le tube dans le bain réfrigérant suivant (plus froid). Une fois le tube cesse de couler, on le maintiens en position horizontale durant 5 secondes, et on note la température de congélation correspondante

Ainsi le point d'écoulement est calculé comme suit :

$$\text{Le point d'écoulement} = \text{point de congélation} + 3^{\circ}\text{C}$$

Remarque : à chaque fois la température indiquée sur le thermomètre est un multiple de 3°C au-dessous de la dernière température observée (ASTM D97)



Figure III.7 : Appareil de mesure du point d'écoulement ASTM D 97

III.3.1.6. Aspect :

a. Appareillage :

- Epruvette graduée de 500ml

b. Mode opératoire

On verse le gasoil dans une épruvette de 500 ml. Ensuite on observe s'il existe des gouttelettes d'eau très fines dispersées dans le gasoil ou non ainsi quelques impuretés . Si c'est le cas on peut donc éliminer cette dernière par la décantation qui s'effectue au niveau des bacs de stockage (ASTM D4176 04)

III.3.1. Les caractéristiques chimiques :**III.3.2.1. La couleur :**

La couleur d'un carburant est utilisée afin de contrôler l'efficacité des produits raffinés dans le but d'éliminer les constituants indésirables qui sont souvent colorés.

a. Appareillage :

- Colorimètre
- Source de lumière
- Trois éprouvettes en verre
- Etalons
- Deux disques de couleurs étalon englobent la gamme de 0.5 à 8

b. Mode opératoire

On prend les trois éprouvettes à essais et on verse du gasoil dans l'une d'entre elles jusqu'à sa moitié, on introduit dans les deux autres de l'eau distillé. Puis on place les éprouvettes dans le colorimètre comme suit : celle qui contient du gasoil on la met au centre (compartiment central) et les deux autres seront placés juste à côté, la première dans le compartiment droit et la deuxième dans le compartiment gauche (figure III.8). Pour éviter la lumière extérieure nous allons couvrir les éprouvettes. Ensuite, on dispose la lampe pour qu'on puisse comparer l'échantillon par rapport aux verres étalons dont l'échelle qui est entre 0.5 à 8 pour un pas de 0.5. Dans le cas où la couleur du gasoil tombe entre les deux éprouvettes d'eau distillé, on prend toujours la valeur maximale du verre le plus foncé. (ASTM D 1500)



Figure III.8: Appareillage de Colométrie ASTM D 1500

III.3.2.2. L'indice de cétane :

Cette méthode est utilisée pour détermination du nombre de cétane ASTM dans le cas où la quantité du carburant (gasoil) est trop petite pour l'utiliser dans le moteur.

a. Méthodes de calcul :

Deux méthodes ont été trouvées pour déterminer l'indice de cétane

- **Première méthode :**

Suivent l'équation ci-dessus, on déduit la valeur de l'indice de cétane à l'aide de la masse volumique à 15°C et la température à 50% corrigée à la pression atmosphérique

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

D : la masse volumique à 15°C

B : température à 50% corrigée à la pression atmosphérique

- **Deuxième méthode :**

- Déterminer la masse volumique à 15°C du gasoil à 0.1 kg/m³ près
- Déterminer à 0.1°C près, les températures corrigées à la pression atmosphérique auxquelles 10%, 50% et 90% du gasoil se sont condensés au cours d'une opération de distillation
- A la fin faire introduire les valeurs mesurées dans l'application informatisée et calculer l'indice de cétane selon l'équation suivante :

$$IC = 45.2 + 0.0892T_{10N} + (0.131 + 0.901B)T_{50N} + (0.0523 - 0.42B)T_{90N} + \dots + 0.00049(T_{10N}^2 - T_{90N}^2) + 107B + 60B^2$$

$$T_{10N} = T_{10} - 215$$

$$T_{50N} = T_{50} - 260$$

$$T_{90N} = T_{90} - 310$$

$$B = ((\exp -0.0035 D_N)) - 1$$

Avec $D_N = D - 850$ (document interne NAFTAL, 2018)

III.3.2.3. Le point d'éclair :

Le point d'éclair sert à déterminer la température auxquelles les vapeurs dégagés par le carburant (gasoil) s'explosent au moment du contact avec une source de chaleur (flamme étincelle).

a. Appareillage :

- Un vase
- Une cuve
- Thermomètre
- Plaque chauffante

b. Mode opératoire :

On verse du gasoil dans le vase jusqu'au trait de jauge et on le met sur le bloc chauffant (figure III.9). Ensuite, on remet le couvercle tout en le verrouillant et on intègre dedans un thermomètre et un agitateur. On allume les deux flammes et on règle le dispositif de chauffage à 40°C. A chaque augmentation de la température de 2 à 3 °C, on arrête l'agitateur et on met les deux flammes en contact. Poursuivre cette opération jusqu'à ce que la flamme s'éteigne et on note la température du gasoil qui correspond au point éclair. (ASTM D 976)



Figure III.9: Appareil de PENSKY MARTENS pour la mesure du point éclair ASTM D 976

III.3.2.3. La teneur en eau :

Cette propriété est dans le but de déterminer l'humidité spécifique dans le gasoil grâce à la méthode coulométrique qui fait participer l'iode d'une manière direct dans la réaction par oxydation électrochimique d'iodure.

a. Appareillage :

- Coulomètre
- Seringue

- Une balance électronique
- Une éprouvette de 100ml

b. Mode opératoire :

On laisse l'appareil se stabilise entre 9 et 15 $\mu\text{g}/\text{min}$ et on remplit la seringue à 5 ml (figure III.10) ensuite on fait la peser, puis on injecte 2 ml de produit dans l'hydralin. On pèse une autre fois la seringue après l'injection afin de trouver la masse du produit injecter. Au final, on lit la valeur sur l'appareil (coulomètre Karl Fisher) (ASTM D1744)



Figure III.10: Appareillage de la teneur en eau ASTM D1744

III.3.2.3. La corrosion :

Une lame de cuivre polie est plongée dans une quantité d'un produit pétrolier et chauffé à une température donnée pendant une période précise. A la fin la lame de cuivre est retirée, nettoyer et sécher puis comparer là sa couleur par rapport à la table de corrosion.

a. Appareillage :

- Lame de cuivre
- Bombe
- Bain thermostat
- Thermomètre
- Chronomètre
- Support de polissage
- Tubes à essais
- Papier verre

b. Mode opératoire :

On nettoie la lame de cuivre avec un papier verre jusqu'à ce qu'elle devienne complètement claire, on fait plonger la lame dans le solvant de nettoyage puis la retirer dès qu'elle sera bien propre, on fait immerger la lame dans le bain thermostat pendant 3h (figure III.11) et sous une température de 50°C, on retire la lame de cuivre, on la rince et on la fait sécher (ASTM D 130). A la fin, on la fait comparer par rapport aux étalons de cuivre et faire noter l'indice correspond à la corrosivité de l'échantillon (Voir la figure III.12)



Figure III.11 : Appareil de mesure de la corrosion ASTM D 130

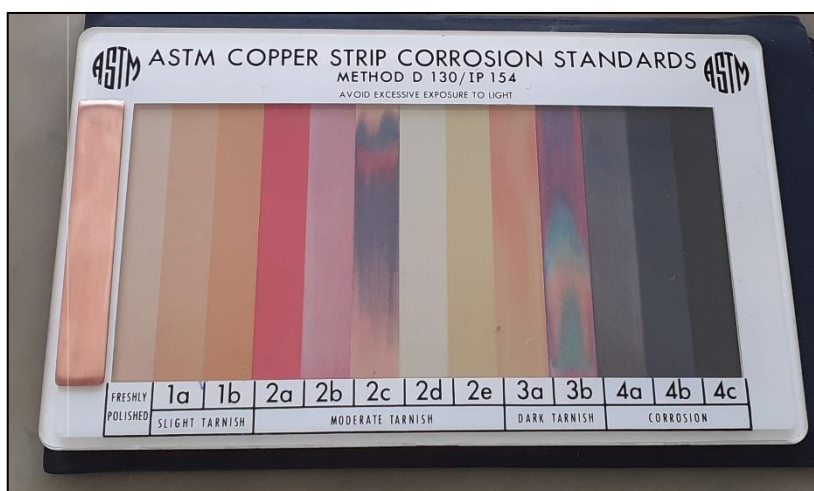


Figure III.12 : Série de lames de référence de la corrosion ASTM D130

III.3.2.3. Doctor test:

Ce test a pour but de déterminer la présence du mercaptan, sulfure d'hydrogène du soufre et du soufre élémentaire dans un produit pétrolier, et cela se fait par l'additionnement d'une quantité de plombite de sodium et de fleur de soufre. La norme utilisée pour déterminer ces caractéristiques est l'ASTM D 4952.

a. Appareillages :

- Tube à essai
- Tamis de 0.4mm de diamètre

b. Mode opératoire :

On prépare 10ml de l'échantillon dans un tube à essai auquel on rajoute 5ml de solution de plombite, puis on ferme l'ouverture du tube et on agite l'ensemble pendant 15 secondes. Ensuite, on ajoute une quantité de fleur de soufre qui est d'environ de 20 à 25mg d'une manière qu'elle flotte sur l'interface de la solution préparé avant. On laisse le tube tel quel durant 2 minutes. A la fin, on observe l'aspect du produit (figure III.13), si la solution est décolorée et la couleur jaune du film de soufre a changé, on note que le produit est positif. Et si c'est le contraire l'échantillon n'as pas connu de changement de couleur, on note que le produit est négatif (ASTM D4952).

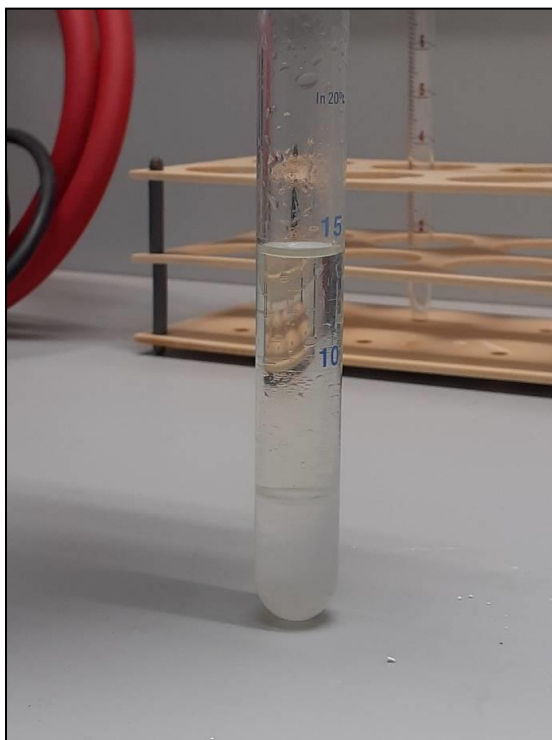


Figure III.13 : Echantillon analysé par la méthode du Doctor test ASTM D4952

III.3.2.4. La teneur en soufre :

Cette méthode d'essai couvre la mesure du soufre dans les hydrocarbures, tels que le gasoil. Et elle permet une mesure rapide et précise du soufre total dans les produits pétroliers avec un minimum de préparation de l'échantillon. Le temps d'analyse prend juste 10 s par échantillon.

a. Appareillage :

- Analyseur de fluorescence X à dispersion d'énergie
- Source d'excitation des rayons X
- Filtres
- Afficheur ou imprimante

b. Mode opératoire :

On verse une petite quantité de notre produit dans un bouchon spécial et on le couvre avec un papier filtre, puis on le place dans le faisceau émis par une source de rayons X. Au bout d'un certain temps (10s) et on lit la valeur de la teneur en soufre du produit qui s'affiche sur l'écran de l'appareil (figure III.14) (ASTM D 4294).



Figure III.14 : Appareillage de la teneur en soufre ASTM D 4294

Chapitre IV

Résultats et discussions

Chapitre IV : Résultats et discussions

IV.1. Echantillon d'Essence Sans Plomb

Les résultats des différentes analyses paramétriques effectuées au cours de notre stage pratique au sein du laboratoire de NAFTAL BEJAIA sur un échantillon d'essence sans plomb sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau IV.1 : Résultats du contrôle de qualité d'un échantillon d'essence sans plomb

Paramètres		Unités	Normes ASTM	Limites		Résultats
				MIN	MAX	
Densité		-	D 1298	0.720	0.775	0.7518
Distillation	PI	°C	D 86	-	40	35
	5% Vol			-	50	48
	10% Vol			-	70	55
	20% Vol			-	90	64
	50% Vol			-	140	98
	95% Vol			-	195	181
	PF			-	210	197
	Volume Résidu			-	2	0.8
Doctor test		-	D 4952	Négatif		Négatif
Corrosion		-	D 130	1a	4c	1a
Tension de Vapeur		Bar	D 323	-	0.650	0.545

IV.1.1. Densité :

La densité de l'échantillon est de 0.7518, valeur comprise dans l'intervalle des normes ASTM (D1298) (0,720-0.775)

IV.1.2. Distillation :

La comparaison des températures obtenues à partir de la distillation d'un volume de notre échantillon qui commence dès l'apparition de la première goutte jusqu'au point final sont inférieures aux valeurs maximales, donc conformes à la norme de mesure ASTM D 86.

IV.1.3. Doctor test

L'analyse sur notre échantillon révèle que la couleur de l'essence n'a pas changé (Doctor test négatif), qui satisfait les normes ASTM D 4952.

IV.1.4. Corrosion

La comparaison de la couleur de la lame de cuivre obtenue (1a) par rapport à la table de Coper qui varie entre (1a – 4c), nous permet de constater que le résultat est dans les normes ASTM 130.

IV.1.5. Tension de Vapeur

Selon la norme ASTM D 323 qui fixe la valeur maximale de tension de vapeur 0.650 bar, le résultat de notre test (0.545 bar) est dans les normes.

D'après les différents tests effectués au sein du laboratoire sur notre échantillon, on constate que tous les résultats obtenus respectent les normes. Nous pouvons déduire que l'analyse d'échantillon d'essence est conforme et donc commercialisable.

IV.2. Echantillon de Gasoil

Le tableau ci-dessous montre tous les résultats des essais réalisés sur le gasoil au sein du laboratoire NAFTAL BEJAIA :

Tableau IV.2 : Résultats des analyses effectuées sur l'échantillon de gazole

Paramètres	Unités	Normes ASTM	Limites		Résultats	
			Min	Max		
Aspect	-	D 4176 04	-	-	Limpide	
Densité à 15°C	-	D 12 98	0.810	0.860	0.8178	
Couleur	-	D 1500	-	2.5	<1	
Point d'éclair	°C	ISO 2719	55	-	63	
Distillation	PI	°C	D 86	150	-	174
	10%V			180	-	196
	50%V			220	-	248
	65%V			250	-	272
	90%V			-	350	338
	PF			-	390	365
	Vol résidu			-	2	0.4
Viscosité	Cst	D 445	-	9	3.57	
Indice de cétane	-	D 976	48	-	53.9	
Point d'écoulement	°C	D 97	-	-51	-16	
Teneur en eau	Ppm	D 1744	-	200	55.636	
Teneur en soufre	% Poids	D 4294	-	0.25	0.0353	

IV.2.1. Aspect

Une analyse visuelle de l'échantillon nous permet de constater l'absence de traces dans le produit, donc selon ASTM D 4176 04 l'échantillon est l'limpide.

IV.2.2. Densité à 15°C

Le test nous a permis d'obtenir une densité de 0.8178. D'après la norme ASTM 1298 qui définit l'intervalle des densités entre (0.810 - 0.860), notre résultat est inclus dans cet intervalle.

IV.2.3. La couleur

La couleur est un autre paramètre qui est pris en considération parmi l'ensemble des analyses effectuées sur l'échantillon. La valeur obtenue est inférieure à 1(<1). Cette dernière

est comparée à la norme de mesure ASTM D 1500 dont les valeurs doivent être inférieure à 2.5 (<2.5). ceci révèle la conformité de notre paramètre.

IV.2.4. Point d'éclair

La norme mondiale ISO 2719 sert à déterminer le point éclair du gasoil. Cette norme fixe la valeur minimale à 55°C. Notre analyse quant à elle est de 63°C donc, notre produit est dans les normes.

IV.2.5. Distillation

Après avoir effectué la distillation de notre produit sur les points essentiels (PI, 10%V, 50%V, 65%V, 90%V et PF), nous avons obtenu des températures à chaque point de distillation comme c'est indiqué dans le (tableau IV.2) . On prend compte des valeurs minimales et maximales indiquées par l'ASTM D 86. Nos résultats de la distillation du gasoil sont dans les normes.

IV.2.6. Viscosité

La réalisation du test de viscosité, a permis d'obtenir une valeur égale à 3.57, conforme selon la norme ASTM D 445 qui fixe la valeur maximale à 9.

IV.2.7. Indice de cétane

L'analyse de ce paramètre, nous a permis de trouver un indice de cétane pour notre échantillon égal à 53.9). Selon l'ASTM D 976, nous pouvons déduire que l'indice de cétane de notre produit est supérieur à la valeur minimale fixée par cette norme, qui est de 48.

IV.2.8. Point d'écoulement

Le test effectué pour trouver la valeur du point d'écoulement de l'échantillon nous a donné une température de -16°C. D'après l'ASTM D 97, la valeur maximale doit être de -51°C, donc notre produit est dans les normes.

IV.2.9. Teneur en eau

La quantité d'eau dans notre produit, est de 55.636 ppm. ASTM D 1744 fixe la valeur maximale de la teneur en eau à 200 ppm. On peut dire que le produit est dans les normes.

IV.2.10. Teneur en soufre

La teneur en soufre de notre échantillon, est de 0.0353%. Cette dernière est inférieure à la valeur maximale qui est de 0.25% et conforme à la norme ASTM D 4294.

Toutes les analyses réalisées sur notre échantillon de gazole sont satisfaisantes et conformes aux normes en vigueur.

IV.3. Estimation des émissions de polluants liées aux gaz d'échappements automobiles en Algérie :

L'utilisation de carburants conventionnels par les véhicules est responsable de l'émission d'une variété de polluants (CO₂, CO, HC, NO_x) dans l'atmosphère. Pour établir les quantités de polluants émises dans l'atmosphère par les véhicules légers en Algérie, nous nous sommes appuyés sur les rares données disponibles (Tableau IV-3), à savoir les statistiques sur le parc national automobile (selon leurs tranches d'âge (ONS, 2018), leurs kilométrage moyen annuel (Boughedaoui, 2009) et enfin sur le facteur d'émission des principaux polluants par les véhicules (g de polluant/km parcouru) (Kerbachi et al., 2017).

Tableau IV.3 : Caractéristiques du parc national automobile des véhicules léger (Boughedaoui, 2009 ; Kerbachi et al., 2017 ; ONS, 2018)

Age		Moins de 5 ans	De 5 à 9 ans	De 10 à 14 ans	20 ans et plus	
Nombre de véhicules légers		841 750	932 722	696 810	841 752	
Kilométrage moyen (Km)		33 000	23 000	17 000	12 000	
Facteurs d'émissions (g/km)	CO₂	Essence	190	190	190	190
		Gazole	155	155	155	155
	CO	Essence	6	6	6	6
		Gazole	0,63	0,63	0,63	0,63
	HC	Essence	0,8	0,8	0,8	0,8
		Gazole	0,25	0,25	0,25	0,25

	NO _x	Essence	0,9	0,9	0,9	0,9
		Gazole	0,48	0,48	0,48	0,48

Afin de pouvoir calculer ces émissions nous allons utiliser l'équation suivante :

$$Qt = \sum EF \times nb \times Km$$

Avec :

EF : facteur d'émission des polluants en g/km

Nb : nombre de véhicules

Km : kilométrage parcouru en Km

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau IV.4 :

Tableau IV.4 : Résultats de calcul des émissions de polluants des véhicules essence.

Age	Moins de 5 ans	De 5 à 9 ans	De 10 à 14 ans	Plus de 20 ans	Total (tonnes)
CO ₂ (tonnes)	5 277 772,5	4 075 995,14	2 250 696,3	1 919 194,56	13 523 658,5
CO (tonnes)	166 666,5	128 715,63	71 074,62	60 606,14	424 062,89
HC (tonnes)	22 222,2	17 162,08	9 476,61	673,40	49 534,24
NO _x (tonnes)	24 999,97	19 307,34	10 661,19	909,05	55 877,21

Tableau IV.5 : Résultats de calcul des émissions liées aux véhicules diesel.

Age	Moins de 5 ans	De 5 à 9 ans	De 10 à 14 ans	Plus de 20 ans	Total (tonnes)
CO ₂ (tonnes)	4 305 551,25	3 325 153,93	1 836 094,35	1 565 658,72	11 032 458,25

CO (tonnes)	17 499,98	13 515,14	7 462,83	6 363,64	44 841,59
HC (tonnes)	6 944,43	5 363,15	2 961,44	2 525,25	17 794,27
NOx (tonnes)	13 333,32	10 297,25	5 685,97	4 848,49	34 165,03

Les flux de polluants liés au parc automobile algérien sont très importants. Les émissions annuelles de CO₂, de CO, de HC et de NOx sont estimées à 25 millions de tonnes, ≈ 470 000 tonnes, ≈ 57 000 tonnes et 90 000 tonnes respectivement. Toutefois, les quantités sont plus importantes pour les véhicules essences que pour ceux roulant au diesel. Ceci s'explique par la prépondérance des véhicules essence mais aussi de leurs facteurs d'émission qui sont supérieurs à ceux des véhicules diesel. Ces émissions révèlent que le secteur des transports est parmi les secteurs les plus polluants en Algérie avec ceux de l'énergie.

Conclusion

Conclusion :

Tout au long de ce mémoire de fin d'étude, nous nous sommes attelés au contrôle de qualité des essences et du gasoil pour automobile au sein de l'entreprise NAFTAL de Béjaïa. Ces analyses ont eu pour objet de déterminer un certain nombre de paramètres comme tels que la densité à 15°C, la distillation, la TVR, la viscosité, le point d'écoulement, l'aspect, la couleur, l'indice de cétane, le point éclair, la teneur en eau, la corrosion, docteur teste et la teneur en soufre). Ces différents tests sont considérés comme la dernière étape avant la mise sur le marché et la distribution de ces produits par la société NAFTAL BEJAIA sur l'ensemble des stations-service.

Les résultats d'analyses nous ont permis de déduire que la qualité de ces carburants est conforme aux normes en vigueur au sein de l'entreprise

Les émissions annuelles de CO₂, CO, HC et NO_x ont été déterminées pour les véhicules léger essence et diesel à hauteur de ≈ 25 millions de tonnes, $\approx 470\ 000$ tonnes, $\approx 57\ 000$ tonnes et $90\ 000$ tonnes respectivement. Toutes ces émissions révèlent que le secteur des transports est l'un des secteurs les plus polluants en Algérie.

Compte tenu de l'urgence climatique et de la pollution atmosphérique, les carburants conventionnels n'apparaissent plus comme combustibles d'avenir. Par conséquent, l'Algérie doit investir davantage dans les biocarburants et les voitures électrique afin d'opérer sa transition énergétique et diminuer sa dépendance vis-à-vis énergies fossiles.

Références Bibliographiques

References Bibliographique:

- Abdel-Aal, H.K., Alsahlawi, M.A., 2013. Petroleum economics and engineering 3rd edition, CRC Press, 48p.
- International Energy Agency, 2014, Petroleum.
- International Energy Agency, 2012, Algerian Ressources
- International Energy Agency, 2022, Oil Market report
- Altgelt K. H., Boduszynski M.M., 1994. Composition and Analysis of Heavy Petroleum, New York,
- Amic, E., Darmois, G., Favennec, J.P., 2006. L'énergie à quel prix : les marchés de l'énergie, TECHNIP, 45p
- Arqués, P., 1992. Inflammation combustion-pollution, COLLECTION TECHNOLOGIE, 20p
- Ayel, J., Borne, M., 1998. Lubrifiants et fluides pour l'automobile, TECHNIP
- Borghi, R., Destriau, M., De Soete, G., 1995. La combustion et les flammes, EDITION TECHNIP, p
- Brown, L.R., Larsen, J., Dorn, G.D, Moore, F.C., 2009. Le plan B à l'horizon réduction de 80 % des émission de gaz à effet de serre
- Chelin, E., Lubin-Germain, N., Veiel, J., 2015. Maxi fiches de chimie organique 3^{eme} edition, 52p
- David, S., J., 2015. Quality control of products in petroleum Refining, Springer, 651p
- Depovere, P., 2006. Aide-mémoire de chimie organique : Nomenclature et réactivité, Dunod, 2p
- Drews, A., W., 1998, Manual on hydrocarbon analysis 6th edition, American Society for Testing and Materials, 112p
- Dunod, H., Pinat, E., 1939. Technique modern Volume 31
- EIA, 2020, les réserves pétrolières en Algérie
- El-gendy, N.S., Nassar, H.N., 2018. Biodesulfurization in petroleum refining, Wiley, 5p
- European Environment Agency, 2016
- Fahim, M.A., Al-sahhaf, T.A., Elkilani, A.S., 2010, Fundamentals of petroleum refining, Elsevier, 21p

- Favennec, J.P., 1998. Raffinage du pétrole tome 5 – Exploitation et gestion de la raffinerie, Edition TECHNIP, 552p
- Foster, K.L., Economy, J., et Rood, M.J., 1992. , Chemistry of Materials, 4p
- Gayet, T., 2005, Présence d'eau dans les gazoles, ASTM international
- Giles, H.N., Mills, C.O., 2010. Crude oils their simpling, analyses and evaluation, ASTM international, 14p
- Groysman, A., 2017. Corrosion problems and solutions in oil refining and petroleum industry, Springer, 293p
- Guibet, J., Montagne, X., 2011. Carburants liquides caractéristiques et principes généraux, techniques d'ingénieur, 13p
- Guibet, J.C, 1997. Carburants et moteurs tome 1, techniques d'ingénieur, 36p
- Guibet, J.C., Montagne, X., 2011. Carburants liquides -Caractéristiques et principes généraux. Techniques de l'ingénieur.
- Hsu, C.S., 2000, Diesel fuel analysis, John Wiley & Sons, 5p
- Hsu, C.S., Robinson, P.R., 2019. Petroleum Science and Technology, springer,
- Hsu, S.C., Robinson P.R., 2019. Petroleum Science and Technology. Springer Verlag, 505p.
- IEA, 2021. World Energy statistics.
- Jones, D.S.J., 2015. Quality Control of Products in Petroleum Refining, in Handbook of Petroleum Processing, Springer Verlag, 1910p.
- Lallemand, A., 2013. Exercices et problèmes résolus de thermodynamique, technique de l'ingénieur- Ellipses, 65p
- Laxalde, J., 2012. Analyse des produits lourds du pétrole par spectroscopie infrarouge, thèse doctorat. Université des sciences et technologies de Lille, 217p
- Lefebvre, G., 1978. Chimie des hydrocarbures, éditions TECHNIP, 214p
- Lemarchant, J.L, legallant, J.P , 2008, 5 questions qui dérangent, édition Technip
- Looney, B., 2020, La 69ème édition annuelle du Statistical Review, la revue statistique BP de l'énergie mondiale,
- Mauss, F., 1963. Les combustibles liquides spécifications, réglementation, utilisations, TECHNIP,
- McKetta, J.J., 1992. Petroleum processing handbook, CRC Press, 7p.
- Mezaache, K., 2006. Caractérisation des fractions pétrolières, thèse d'ingénieur d'état

- Ministère algérien de l'énergie, 2017
- Ministère de l'énergie, 2017
- Montagne. X, 2011, Carburants liquides - Gazoles, jets fuels et autres distillats moyens, technique d'ingénieur, 6p
- Motors Légende Technique, 2005, Les gaz d'échappement
- Office Nationale des statistiques, 2021
- Olivier, M., 2020. Chimie de l'environnement 3^{ème} édition, Lab éditions, 351p
- Omidvarborna, 2014. Caractérisation des particules émises par les autobus de transport en commun alimentés au B20 en mode ralenti, journal de génie chimique environnemental, 23p
- Organisation Mondiale de la Santé, 2018
- Perrin, R., Scharff, J.P, 2002. Chimie industrielle, cours 2e et 3e cycle école d'ingénieurs, Éditions Dunod, 63p.
- Pilorget, C., Dananche, B., Luce, D., Fevotte, J., 2007. Éléments techniques sur l'exposition professionnelle aux carburants et solvants pétroliers, Institut de veille sanitaire, 6p.
- Ronneau.C, 2004, Energie, pollution de l'air et développement durable,
- Salem, A., Sebbagh, S., 2017, Consommation des carburants et évolution du parc automobile en Algérie, revue algérienne d'économie de gestion, 54p
- Skander, 2004. Evaluation des propriétés des pétroles brutes et des fractions pétrolières, thèse doctorat en génie chimique
- Speight, 2014. The Chemistry and Technology of Petroleum. CRS Press, 942p.
- Speight, J., 2015. Handbook of Petroleum Product Analysis. Wiley, 369p.
- Speight, J.G, 2020. Synthesis Gas: Production and Properties, Wiley, 256p
- Speight, J.G., 1999. The Chemistry and Technology of Petroleum 3rd édition, CRC Press, 232.
- Speight, J.G., 2002. Handbook of petroleum analysis, Wiley, 119p
- Speight, J.G., 2015. Handbook of petroleum product analysis 2nd édition, Wiley, 29p
- Speight, J.G., 2017. Environmental inorganic chemistry for engineers, Elsevier, 552p.
- Stellman, J.M, 2002. Encyclopédie de sécurité et de santé au travail Vol 3, International Labour Organisation, 78p.
- Tiwary, A., Williams, I., Colls, J., 2019. Air pollution measurement, modelling and mitigation 4th édition, CRC Press

- Total énergie, 2021
- Travers, C., Tocqué, E., 2016. Pétrole, Techniques de l'ingénieur.
- Travers.C,Tocqué.E,2016, Ressources énergétiques et stockage,technique d'ingénieure, 5p
- Wauquier, J.P., 1994. Le raffinage du pétrole: pétrole brut, produits pétroliers, schémas de fabrication Volume 1, TECHNIP, 32p
- Fingas, M., 2015. Handbook of oil spill science and technology, Wiley, 79p

Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la Recherche Scientifique

Université A. MIRA – BEJAIA

Faculté de technologie



Département de Génie des Procédés

Laboratoire de NAFTAL Bejaïa



Mémoire en vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Domaine : Science et Technologie Filière : Génie des Procédés

Spécialité : Génie Chimique

Thème :

Contrôle de qualité des carburants cas de NAFTAL Béjaïa

Résumé :

Le pétrole brut est un produit très lourd et à faible valeur commerciale. Afin d'augmenter sa valeur ajoutée, il est raffiné pour l'obtention des produits de haute qualité comme les carburants liquides qui contribuent à hauteur de 92 % de la consommation mondiale d'énergie dans le secteur des transports. Cependant, ces derniers doivent faire l'objet d'un contrôle de qualité strict pour déterminer les propriétés qui peuvent aider à estimer l'efficacité du procédé de raffinage d'une part et répondre à des spécifications environnementales d'autre part, avant toute commercialisation. Afin de s'inscrire dans la même démarche, L'entreprise NAFTAL est la principale société chargée du contrôle de qualité des carburants et de leur commercialisation en Algérie. Dans ce mémoire de fin d'étude, comprenant un stage pratique au sein de l'entreprise NAFTAL Béjaïa, nous présentons une revue pertinente de tous les paramètres servant à procéder au contrôle de qualité des carburants. De plus, une estimation de la quantité de polluants atmosphériques liés à l'utilisation de ces carburants y est présentée.

Mots clés : Hydrocarbures, Pétrole brut, raffinage, pétrochimie, distillation, gasoil, essence

Présenté par :

BARKI Yasmine

BARACHE Salim

Encadrant :

M^r M. AZZOUG