

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE**



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES

**Faculté de Technologie
Département Génie des Procédés**

**Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du Diplôme de Master en :**

**Domaine : Sciences et Technologie
Filière : Génie des Procédés
Spécialité : Génie Chimique**

THEME

**Caractérisation physico-chimique et
valorisation de la coupe de gasoil**

Présenté par: BEN MANSOUR Feryal et GUESSOUM Khalida

Supervisé par : Dr. BENOUADAH Nacera et Mr. HALOUANE Houssein

Soutenue devant le jury composé de :

Mr. KOUINI Benalia
Mme. BENOUADAH Nacéra
Mme. AISSAT Fetta

Professeur
Docteur
Docteur

Président
Promotrice
Examineur

Promotion : 2022-2023



Remerciements

Nous rendons grâce tout d'abord Dieu le tout puissant de nous avoir donné le courage, la patience, la santé et la volonté pour achever ce travail.



Nous adressons nos remerciements à notre promotrice Mme BENOUADAH NACERA, pour son encadrement exceptionnel, sa disponibilité durant notre préparation de ce mémoire et sa générosité en nous donnant des connaissances avec patience, en plus de son soutien moral et ses encouragements.

Nous adressons nos sincères remerciements et toute notre gratitude au l'encadreur M. HALOUANE HOUSEMEDDINE, qui nous a confié ce travail, et qui nous a aidé avec patience et compréhension tout au long de la période de stage. Il n'a jamais lésiné ses précieux conseils et connaissances, merci pour votre gentillesse...

Nous tenons à remercier, Mme BOUFADENE et les ingénieurs M. MENACER, M. MESSEKDJI, M. BOUSSENA, Mme HABES, Mme LAHBIBEN et Mme SOUMAR du laboratoire Caractérisations des Produits Pétroliers Stabilisés de l'entreprise Sonatrach (DTD) de Boumerdes pour l'accueil qui nous ont réservé.



A tous les professeurs qui ont contribué au développement de nos esprits et nos connaissances tout au long de notre parcours académique, de l'école primaire à l'université en générale, et pendant ces cinq ans en particulier, merci.





Dédicace

Je dédie mon mémoire

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

A ma très chère mère **NACIRA**, ma raison d'être, ma raison de vivre, pour l'amour qu'elle m'a toujours donné, ses encouragements et toute l'aide qu'elle m'a apportée durant mes études, témoignage de mon profond amour et respect pour son grand sacrifice.

*Je remercie mes sœurs **AMINA** et **IKRAM** et mon frère **SIDALI**, Toute ma famille tous mes amis surtout **DJAMILA** et **AHLEM** pour leur amour et leur encouragement.*

*Son oublier mon binôme **KHALIDA** pour sa soutien morale sa sympathie, merci*

FERHAL





Dédicace

*Merci à **Dieu** qui m'a donné patience et force pour accomplir ce travail et surmonter beaucoup de choses que je pensais arrêter et mettre un point.*

Merci pour le courage qui lutte encore et vit avec espoir.

*Merci à **mon père**, mon cher ami, qui continue à me soutenir et à me motiver et que je n'arrêterai pas d'essayer de le rendre fier de moi.*

***Maman**, cette femme qui essaie de me rendre meilleure qu'elle et je ne la trouve pas meilleure.*

*Mes frères avec qui j'ai plus d'amour que de Song : **Nacer, Marouane et Maya.***

*Merci à ma petite amie, mon épaule qui ne se penche pas et mon abri:
Omaïma.*

*Merci à mon binôme et amie qui partage avec moi le succès et l'aime tellement : **Feriel***

*Un très spécial merci à un homme très bon qui me dit toujours : **Roumaïssa**,
vous pouvez: cher grand-père **Mouloud.***

***KHALIDA**
(ROUMAÏSSA)*

Résumé

La connaissance des propriétés physiques des fluides est essentielle à l'ingénieur des procédés car, elle lui permet de spécifier, dimensionner ou vérifier le fonctionnement des différents équipements d'une unité de production, d'où l'importance de la caractérisation des pétroles bruts ainsi que des fractions pétrolières.

L'objectif de ce travail est la caractérisation physico-chimique et la valorisation de la coupe de gasoil obtenue à partir de la distillation du pétrole brut. Un travail qui a été effectué pour comparer les résultats d'analyses obtenus expérimentalement et les résultats obtenus par corrélation.

Abstract

Knowledge of the physical properties of fluids is essential for process engineers because it enables them to specify, size, or verify the operation of different equipment in a production unit. This highlights the importance of characterizing crude oils as well as petroleum fractions.

The objective of this work is the physic-chemical characterization and valorization of the gasoil cut obtained from the distillation of crude oil. A study was carried out to compare the results of experimental analyses with those obtained by correlation.

ملخص

تعد معرفة الخصائص الفيزيائية للسوائل أمرا ضروريا لمهندس العمليات لأنها تسمح له بتحديد حجم أو التحقق من تشغيل المعدات المختلفة لوحدة الإنتاج، و منها تأتي أهمية توصيف الزيوت الخام و كذلك مشتقات البترول

الهدف من هذا العمل هو التوصيف الفيزيائي الكيميائي وتثمين قطاعا لذيول التي تما لحصول عليها من تقطير النفط الخام. تم العمل على مقارنة نتائج التحليلات التي يتم الحصول عليها تجريبيا والنتائج التي يتم الحصول عليها عن طريق الارتباط.

Sommaire

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE _____	1
CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE PETROLE BRUT _____	3
1.1. <i>Introduction</i> _____	3
1.2. <i>L'origine du pétrole brut</i> _____	3
1.3. <i>Composition de pétrole brut</i> _____	3
1.3.1. Les hydrocarbures _____	4
1.3.2. Les composés sulfuriques _____	5
1.3.3. Les composés azotes _____	5
1.3.4. Les composés oxygénés _____	6
1.3.5. Composés organométallique _____	6
1.3.6. Composés chimique mal définis _____	6
1.4. Classification de pétrole brut _____	6
1.4.1. Méthode industrielle _____	7
1.4.2. Méthode chimique _____	7
1.4.3. Méthode technologie _____	8
1.5. Le raffinage de pétrole _____	8
1.6. Les procédés de séparations _____	9
1.6.1. La distillation atmosphérique _____	9
1.6.2. La distillation sous vide _____	9
1.7. Les coups pétroliers _____	9
1.7.1. L'analyse chromatographique _____	11
1.7.2. Chromatographie phase gazeux _____	12
CHAPITRE II : LE GASOIL _____	15
2.1. <i>Introduction</i> _____	15
2.2. <i>Composition de gasoil</i> _____	15

2.3.	<i>Les familles de gasoil</i>	16
2.4.	<i>Les additifs de gasoil</i>	17
2.5.	<i>Utilisation de gasoil</i>	18
2.6.	<i>Spécifications de gasoil</i>	18
2.7.	<i>Les inconvénients de diesel</i>	19
CHAPITRE 3 : EVALUATION DES PROPRIETES PHYSICO-CHIMIQUES DU GASOIL ET DE PETROLE BRUT		21
3.1	Introduction	21
3.2	Les caractéristiques physico-chimiques	21
3.2.1	La densité	21
3.2.2	La viscosité	21
3.2.3	Les caractéristiques à froid	22
3.2.3.3	Le point de congélation	23
3.2.3.4	La température limite de filtrabilité	23
3.2.4	Le point d'éclair	23
3.2.5	Indice de cétane	23
3.2.6	Teneur en soufre	24
3.2.7	Pouvoir calorifique	24
3.2.8	Teneur en eau	24
3.2.9	La corrosion à lame de cuivre	24
3.2.10	La couleur	24
3.2.11	L'indice de réfraction	25
3.2.12	Résidu de carbone	25
3.2.13	Teneur en cendres	25
3.2.14	Distillation ASTM D86	25
3.2.15	Masse moléculaire	26
3.2.16	Tension de vapeur Reid	26
3.2.17	Facteur de caractérisation Kuop	26
3.2.18	L'acidité	27
CHAPITRE 4 : PARTIE EXPERIMENTALE		28
4.1	Objectif	28
4.2	Mode opératoire et résultats	28
4.2.1	Mode opératoire	28
4.2.2	Résultats de valorisation de pétrole brut	49
4.2.3	Résultats de valorisation des caractéristiques expérimentales des gasoils	53
4.3	Valorisation des gasoils algériens par corrélations	57

4.3.1	La densité des fractions pétrolières	57
4.3.2	Masse moléculaire des fractions pétrolières	59
4.3.3	Indice de réfraction	62
4.3.4	Pouvoir calorifique supérieur PCS	63
4.3.5	Viscosité cinématique	65
4.3.6	Facteur de caractérisation KUOP	66
4.3.7	Point d'éclair	67
4.3.8	Point de congélation	67
4.3.9	Indice de cétane	68
Conclusion générale		70
Référence bibliographique		71

Liste des tableaux

Tableau 2.1: Composition par familles chimiques d'un gasoil _____	16
Tableau 2.2: Propriétés de différents types de gasoil _____	16
Tableau 2.3: Spécifications algériennes _____	18
Tableau 2.4: Spécifications européennes _____	19
Tableau 4.1: Propriétés physico-chimiques des cinq échantillons de pétrole brut _____	50
Tableau 4.2: Données de la distillation TBP "TRUE BOILING POINT" du pétrole 1 _____	51
Tableau 4.3: La composition de la coupe C5 de pétrole 1 _____	53
Tableau 4.4: Caractéristiques physico-chimiques des coupes gasoils _____	54
Tableau 4.5: Résultats de la distillation ASTM D86 du gasoil _____	56
Tableau 4.6: Comparaison des résultats expérimentaux et calculés de la densité de gasoil _____	58
Tableau 4.7: Comparaison des résultats expérimentaux et calculés de la masse molaire de gasoil _____	61
Tableau 4.8: Comparaison des résultats expérimentaux et calculés de l'indice de réfraction de gasoil _____	63
Tableau 4.9: Comparaison des résultats expérimentaux et calculés de PCS de gasoil _____	64
Tableau 4.10: Comparaison des résultats expérimentaux et calculés de la viscosité de gasoil _____	66
Tableau 4.11: Comparaison des résultats expérimentaux et calculés du KUOP de gasoil _____	67
Tableau 4.12: Comparaison des résultats expérimentaux et calculés du point d'éclair de gasoil _____	67
Tableau 4.13: Comparaison des résultats expérimentaux et calculés de l'indice de cétane de gasoil _____	69

Liste des figures

Figure 1.1: Structure moléculaire de base des principaux hydrocarbures pétroliers	4
Figure 1.2: Les composés azotés	6
Figure 1.3: Les principales coupes pétrolières et leurs intervalles de température d'ébullition	11
Figure 1.4: Schéma fonctionnel d'un appareil de CPG	12
Figure 2.1: Chromatographe en phase gazeux du diesel	15
Figure 3.1: Schéma de distillation ASTM D86	26
Figure 4.1: Densimètre électronique	28
Figure 4.2 : Viscosimètre automatique	29
Figure 4.3: L'appareil de mesure de PCS	30
Figure 4.4: La bombe calorimétrique	30
Figure 4.5: L'appareil de mesure de point de congélation et point de trouble	32
Figure 4.6: L'appareil de mesure de teneur en soufre	34
Figure 4.7: L'appareil de mesure de corrosion lame de cuivre	35
Figure 4.8 : L'appareil de lecteur de lame de cuivre	36
Figure 4.9: L'appareil de mesure l'indice de réfraction	36
Figure 4.10: Colorimètre	37
Figure 4.11: L'appareil de distillation D86	38
Figure 4.12: L'appareil de mesure le point d'éclaire	39
Figure 4.13: L'appareil de mesure de résidu de carbone et de teneur en cendres	40
Figure 4.14: L'appareil de mesure de température limite de filtrabilité	41
Figure 4.15: L'appareil Herzog Cetane ID 510	42
Figure 4.16: L'appareil de mesure de teneur en eau par la méthode de karl fischer	43
Figure 4.17: L'emplacement de chambre à l'aire	45
Figure 4.18: Manomètre automatique	45
Figure 4.29: L'équipement de la distillation TBP	46
Figure 4.20: L'appareil de distillation D1160	49

Liste des abbreviations

API: American Society for Testing Materials.

ASTM: American Society for Testing Materials.

ISO: organisation international de normalisation

NA : norme algérienne

NF : Norme Française

CPG : chromatographie en phase Gazeuse

GPL : Gaz de pétrole liquéfié

PCS : Pouvoir Calorifique Supérieur

PCI : Pouvoir calorifique inférieur

TVR : Tension de vapeur Reid

V : Viscosité cinématique

KUOP : facteur de caractérisation

Pi: Point initial

Pf: Point final

ICC : Indice de Cétane Calculé.

CI : l'indice de corrélation

T_f: Températures du point d'éclair

TLF: température limite de filtrabilité

TND : trace non dosable

d_4^{15} : Densité à 15°C par rapport à l'état standard de l'eau à 4°C

d_4^{20} : Densité à 20°C

CSt : centistokes.

SpGr : spécifique gravité.

Ppm : partie par million.

n : indice de réfraction

n_d^{20} : L'indice de réfraction à 20 °C

ρ : masse volumique

T_{eb}: Température d'ébullition

% vol : Pourcentage volumique

% pds : pourcentage en poids

TAN: total Acid Number (l'indice d'acidité)

RN: résultats expérimentaux

Correspondance entre échelles de température

$$^{\circ}\text{F} = 1.8^{\circ}\text{C} + 32$$

$$\text{K} = ^{\circ}\text{C} + 273$$

$$^{\circ}\text{R} = 1.8 \cdot \text{K}$$

Introduction générale

*Se tromper est humain, persister dans son erreur est
diabolique.*

Saint Augustin D'Hippone

Philosophe, Scientifique, Théologien (354 - 430)

INTRODUCTION GENERALE

Les gisements pétroliers sont exploités à l'aide des techniques modernes (imagerie satellite, étude géophysique et sismique, ..) au but d'extraire le brut. À la fin de processus d'exploitation, le brut sera inutilisable, ce qui nécessite d'effectuer le processus de raffinage du pétrole qui permet de transformer le brut en différents produits finis, d'après un ensemble des traitements, répondant à des spécifications précises, dans des proportions correspondantes aussi bien que possible à la demande du marché.

La demande mondiale en produits pétroliers issus du raffinage de pétrole brut a connu une évolution très importante, que ce soit sur le plan quantitative ou qualitative. Pour cela l'ingénieur doit avoir une connaissance détaillée de la composition de ces produits afin de mieux le valoriser et l'optimiser.

Le but de notre travail est de caractériser la coupe diesel grâce à un ensemble d'équipements modernes régis par un ensemble des normes qui déterminent son mode de fonctionnement. Aussi, l'objectif principal est de vérifier les résultats au moyen de corrélation.

Au premier chapitre, nous présentons les généralités du pétrole brut, où nous mentionnons des définitions simplifiées et en présentant des explications liées à la définition de la terminologie utilisée dans notre mémoire.

Dans le deuxième chapitre, nous présentons en particulier le gasoil, où nous donnons une définition simplifiée de ce dernier avec ses différents composants avec les différentes interactions liées.

Le troisième chapitre est consacré à l'évaluation des propriétés physico-chimiques de gasoil et de brut. Nous présentons quelques relations mathématiques liées à la conversion des unités ainsi que des relations mathématiques courantes entre les différentes propriétés.

Vers la fin de notre mémoire, le quatrième chapitre sera sacrifié à la partie pratique où nous présentons les différentes méthodes et protocoles utilisés pour l'évaluation des différentes propriétés physico-chimiques de gasoil en spécifiant en insistant toutefois sur la norme exploitée pour chaque propriété. Cette partie a été réalisée pendant notre stage pratique au niveau de Laboratoire de Centre de Recherche et Développement de SONATRACH.

Introduction générale

Une caractérisation expérimentale bien détaillée a été réalisée pour cinq pétroles bruts venant du sud algérien ainsi que leurs coupes de gasoil. Une série d'analyses préliminaires visant à déterminer les principales propriétés physico-chimiques de ces bruts et de leurs coupes gasoils. Notre caractérisation expérimentale concerne en particulier les propriétés physico-chimiques suivantes :

- Le pouvoir calorifique supérieur PCS ;
- Le point d'écoulement et point de congélation et point de trouble ;
- La teneur en soufre ;
- La corrosion lame de cuivre ;
- L'indice de réfraction ;
- La couleur ;
- La distillation ASTM D86 ;
- Le point d'éclair, vase fermé ;
- Le résidu de carbone ;
- La teneur en cendres ;
- La température limite de filtrabilité ;
- L'indice de cétane ;
- La teneur en eau ;
- L'acidité ;
- La tension vapeur "Reid" ;
- La distillation TBP.

Dans la suite de notre étude expérimentale, nous effectuons une comparaison entre les résultats expérimentaux et les résultats calculés à partir des corrélations. Cette comparaison a pour objectif l'identification des corrélations les plus fiables. Notre comparaison concerne en particulier les propriétés physico-chimiques suivantes :

- La densité ;
- La masse molaire ;
- L'indice de réfraction ;
- Le pouvoir calorifique supérieur PCS ;
- La viscosité cinématique ;
- Le facteur de caractérisation KUOP ;
- Le point d'éclair ;
- Le point de congélation ;
- L'indice de cétane.

Chapitre I : Généralités sur le pétrole brut

Le savant est l'homme par lequel s'opère facilement la distinction entre la franchise et le mensonge dans les paroles, entre la vérité et l'erreur dans les convictions entre la beauté et la laideur dans les actes.

Abd El-Kader El Djazairi

écrivain, Homme
politique, Philosophe, Poète, Scientifique, Théologien (18
08 - 1883)

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE PETROLE BRUT

1.1. Introduction

Le pétrole brut est une huile minérale d'origine naturelle, constituée d'un mélange d'hydrocarbures et d'impuretés associées. Dans ce chapitre, nous présentons l'Origène de pétrole brut, sa composition et sa classification, ensuite nous précisons les techniques de séparation et les coups pétroliers et par la suite nous avons parlé sur chromatographie et bien touché chromatographie en phase gazeux.

1.2. L'origine du pétrole brut

Le pétrole est une roche liquide carbonée, ou huile minérale, constituée d'une multitude de molécules composées majoritairement d'atomes de carbone et d'hydrogène appelés hydrocarbures. Suite à la sédimentation de matières organiques végétales et animales et à leur enfouissement sous d'autres couches sédimentaires. La décomposition de ces matières organiques provoque une perte d'oxygène dans le milieu induisant des réactions réductrices. Puis, sous l'action combinée de la chaleur (60 °C) et de la pression (enfouissement d'environ 1 200 à 1 800 mètre), la transformation en hydrocarbures débute. Ce pétrole en formation est moins dense que la roche qui l'entoure, il migre donc vers la surface. Si le pétrole est arrêté dans sa progression par des roches imperméables, il se concentre pour former des poches qui sont à l'origine des réservoirs actuels.

1.3. Composition de pétrole brut

Le pétrole brut se compose de plusieurs éléments essentiels qui sont le carbone (84 -87 %) et l'hydrogène (11 -14%). Ces deux éléments forment trois grandes familles d'hydrocarbures qui sont :

- Hydrocarbures Aliphatiques
- Hydrocarbures Cycliques
- Les hydrocarbures mixtes.

Mais on trouve aussi d'autre éléments qui le compose, que sont plus ou moins nocif dans e traitement de brut ou leur utilisation des fractions pétrolières finies, ces derniers sont l'oxygène, le soufre et l'azote (0 -7%), et également des éléments métalliques et non métalliques comme : sodium, magnésium, calcium...

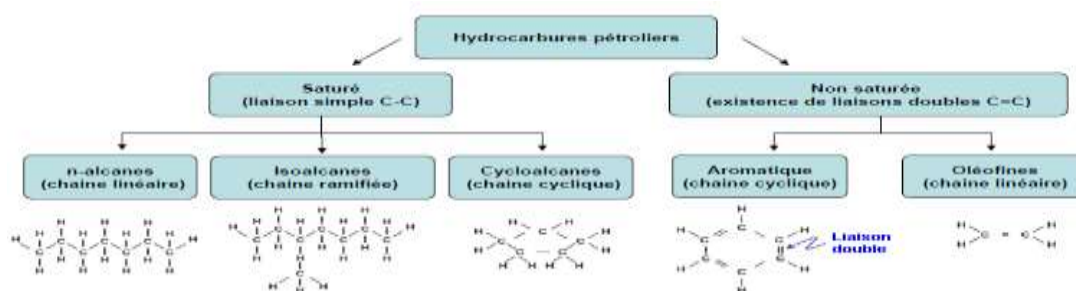


Figure 1.1: Structure moléculaire de base des principaux hydrocarbures pétroliers

1.3.1. Les hydrocarbures

Les hydrocarbures constituent les éléments essentiels des pétroles, leurs molécules ne contiennent que du carbone et d'hydrogène ; elles se divisent en plusieurs familles chimiques selon leur structure. Toutes ces structures sont basées sur la tétravalence du carbone.^[1]

➤ Les hydrocarbures aliphatiques

- **Les hydrocarbures aliphatiques Saturé (paraffine ou alcanes)**

Ces hydrocarbures ont pour formule générale C_nH_{2n+2} , ils peuvent être constitués soit une chaîne droite et sont appelées paraffines normales (n-paraffines) soit de chaîne ramifiées (iso-paraffines). Si le nombre de carbone compris entre $1 < n_c < 4$ ces hydrocarbures à l'état gazeux : que peut être utilisé comme combustible, si $5 < n_c < 16$ ces derniers sont à l'état liquide : ils font partie intégrante de l'essence kérosène et de gasoil ou utilisés comme matière première pour l'obtention des alcools gros et acides et détergente si $n_c > 16$ ils sont à l'état solide.

- **Les hydrocarbures aliphatiques insaturés (oléfine ou alcène)**

Cette famille distingue les produits qui ne contiennent qu'une double liaison (mono oléfines) et ceux qui en portent plusieurs (polyoléfines)^[2]. Leurs formules générales C_nH_{2n} on les retrouve dans le produit de distillation et dans les produits obtenus par craquage, sont la matière première de la pétrochimie (C_2H_4 , C_3H_6 , C_4H_8 ...) qui sont utilisés pour avoir de plastique ou de polymère.

- **Acétyléniques**

Ces hydrocarbures comportant une triple liaison ont pour formule générale C_nH_{2n-2} ^[2].

Les hydrocarbures cycliques

- **Les hydrocarbures cycliques saturés (naphtène)**

La formule générale de cette famille C_nH_{2n} , les naphtènes sont utilisés pour l'obtention des huiles car ils possèdent un grand indice de viscosités. Ils ont des températures d'ébullitions et des masses volumiques supérieures à celles à des alcanes à même nombre d'atome de carbone.

Les cycles les plus fréquemment rencontrés sont ceux à cinq ou six atome carbone, dans ces cycles, chaque atome d'hydrogène peut être substitué par une chaîne paraffinique droite ou ramifiée ^[1].

- **les hydrocarbures cycliques insaturés (aromatiques)**

Les premiers termes de cette famille est de benzène et toluène, xylène sont des matières premières fondamentales de la pétrochimie. Les aromatiques présentes en forte quantité dans les coupes les plus lourdes ^[4]. Ils sont caractérisés par une densité élevée, un excellent indice d'octane mais un très mauvais indice de cétane une bonne résistance au froid ^[5]. Il n'existe pas de règle précise de nomenclature désigner les hydrocarbures aromatiques qui, la plupart, portent un nom particulier consacré par l'usage.

1.3.2. Les composés sulfuriques

Pratiquement tout les pétroles bruts contiennent des composés sulfuriques, soit à l'état libre, soit beaucoup plus fréquemment. De façon générale, les produits sulfurés se concentrent dans les fractions les plus lourdes, par exemple dans un supercarburant classique la teneur en soufre sera toujours faible. Ces composés sulfuriques sont divisés en 3 groupes. ^[1]

- **les composés sulfuriques à basse acides (H_2S)** : c'est composé très volatil qui peut être trouvé dans les fractions pétrolières légères et certains gisements de gaz naturel. Il se comporte comme un acide minéral faible mais corrosif.
- **Les sulfures et les polysulfures ($R-S-R'$)** : relativement instables et aisément transformables.
- **Les composés sulfurés à grande masse moléculaire**, se trouvent principalement dans les mazouts et les goudrons. ^[2]

1.3.3. Les composés azotes

Généralement présente en faible quantité (0- 1%), il augmente avec l'augmentation de la température des fractions et ils sont toxiques pour les catalyseurs, ils sont décomposés sous l'action de la chaleur pour donner des bases organiques ou l'ammoniac par l'opération de craquage ou reformage.

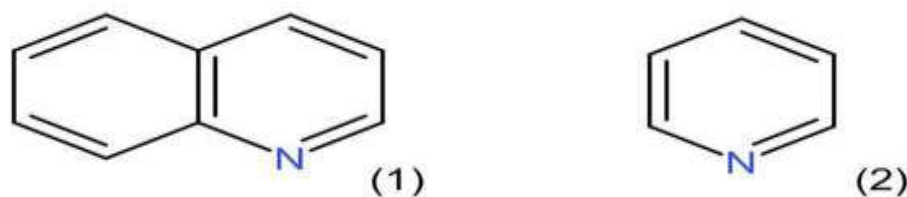


Figure 1.2 : les composés azotés

1.3.4. Les composés oxygénés

Le teneur d'oxygène varie de 0.03 à 3%, les pétroles bruts contiennent généralement moins d'oxygène possèdent un caractère très acide qu'est responsable de l'acidité globale des pétroles bruts et qu'engendre des problèmes de corrosion ^[4]on trouve oxygène dans (les phénols formés par la substituions d'un hydrogène à un hydrogène d'un cycle aromatique, les acides carboxyliques, les esters)

1.3.5. Composés organométallique

Dans les fractions les plus lourds tels que résine et les asphaltènes se trouvent des atomes métalliques comme le nickel et le vanadium. Ces derniers présentent de sérieux problèmes dans les procédés de raffinage, comme l'empoisonnement du catalyseur, le craquage du fait qu'ils sont corrosifs.

1.3.6. Composés chimique mal définis

Ils sont trouvés dans les fractions les plus lourds, talque :

➤ Les asphaltènes et les résines

La définition générale présente les asphaltènes comme la fraction insoluble d'une matrice pétrolière dans un solvant paraffinique (n-heptane ou n-pentane). Les composés appartenant à la fraction des résines et asphaltènes peuvent être complexés à d'autres éléments que l'hydrogène et le carbone tels que l'azote, l'oxygène et le soufre pour former des hétéro-éléments. Ces éléments peuvent également être complexés à des métaux lourds, tels que le nickel et le vanadium, généralement présents à l'état de trace dans les pétroles.

Les produits élués avec les solvants les plus polaires sont appelés résines. Leur composition, là aussi, dépend du protocole utilisé.

1.4. Classification de pétrole brut

On distingue les pétroles en fonction de leur origine et donc de leur composition chimique. Il est possible de distinguer les déférents types de pétrole selon 3 méthodes :

1.4.1. Méthode industrielle

A l'échelle, la densité est un critère important pour juger la qualité du pétrole brut car elle constitue une indication sur les rendements des coups pétroliers en raffinerie. Les pétroles sont repartis en 3 types selon leur densité :

- **Brut léger** : la densité comprise entre 0.8 - 0.83 ou 44 - 33 API, l'aspect du pétrole brut se rapproche de celui de gazole.
- **Brut moyenne** : la densité comprise entre 0.83 - 0.89 ou 33 - 27 API, la viscosité de pétrole brut intermédiaire entre pétrole léger et pétrole lourd.
- **Brut lourd** : la densité comprise entre 0.89 - 1 ou 27 - 10 API.

1.4.2. Méthode chimique

Cette classification divise le pétrole selon la prédominance de l'une des familles d'hydrocarbures, ils peuvent être :

- Paraffiniques ;
- Naphténiques ;
- Aromatiques ;
- Mixtes.

a) Facteur de caractérisation

On a quatre types :

- $Kuop = 13$: pétrole paraffinique normal ou iso
- $Kuop = 12$: pétrole hydrocarbures mixtes où le cycle et la chaîne sont équivalents
- $Kuop = 11$: pétrole naphténiques purs ou aromatiques légèrement substitués
- $Kuop = 10$: pétrole aromatique pure

b) Indice de corrélation

L'indice de corrélation, développé par l'US Bureau of Mines, est une fonction de la densité et de la température d'ébullition en degrés Kelvin.

$$CI = 473,7d - 456,8 + \frac{48,640}{T_{eb}}$$

D'après les valeurs de cet indice, nous pouvons dire que le pétrole est de nature :

Chapitre 1 : Généralités sur le pétrole brut

- paraffinique pour : $0 < CI < 15$

- Naphténique ou mixte (signifie un mélange de paraffines, naphtènes, et aromatique) pour : $15 < CI < 50$

- aromatique pour : $CI > 50$

1.4.3. Méthode technologie

Elle est basée sur des différents critères : de la teneur en soufre, teneur en fraction claires

a)- Teneur en Soufre

Elle est basée sur la connaissance de la teneur potentielle en soufre dans le pétrole et les fractions pétrolières.

- ✓ Pétrole peu sulfureux si la teneur ne dépasse pas 0.5%.
- ✓ Pétrole sulfureux si la teneur est comprise entre 0.5 -2,5 %.
- ✓ Pétrole très sulfureux si sa teneur $> 2,5$ %.

b)- Teneur en fractions Claires " PF = 350 C°

- ✓ Teneur élevée en fraction à PF= 350 C° : $> 45\%$ (pétrole léger);
- ✓ Teneur moyenne en fraction à PF= 350 C° : entre 30 et 45% (pétrole moyen);
- ✓ Teneur faible en fraction à PF= 350 C° : $< 30\%$ (pétrole lourd) ;

c)- teneur en paraffine

En fonction de la teneur en paraffines, on distingue trois espèces de pétrole :

- ✓ Pétrole peu paraffinique $< 1.5\%$
- ✓ Pétrole paraffinique 1.5 – 6 %
- ✓ Pétrole très paraffinique > 6 %

1.5. Le raffinage de pétrole

Le raffinage du pétrole est un procédé industriel qui permet de transformer le pétrole brut en différents produits finis tels que l'essence, le fioul lourd ou le naphta. Le pétrole brut est un mélange hétérogène d'hydrocarbures, inutilisable en l'état. Ses composants doivent être séparés afin d'obtenir les produits finaux exploitables directement. On en distingue en général types suivantes :

- Les carburants (essence, kérosène, et gazole),
- Les combustibles (gaz de pétrole liquéfié (GPL), fuels domestiques),

Chapitre 1 : Généralités sur le pétrole brut

- Les produits intermédiaires pour la pétrochimie (naphtas),
- Les produits de spécialité (huiles lubrifiantes, solvants, et bitumes).^[8]

1.6. Les procédés de séparations

La distillation du pétrole brut est réalisée en deux étapes complémentaires. Une première distillation dite atmosphérique permet de séparer les gaz, les essences et le naphta (coupes légères), le kérosène et le gazole (coupes moyennes) et les coupes lourdes. Les résidus des coupes lourdes subissent ensuite une distillation dite sous vide afin de séparer certains produits moyens

1.6.1. La distillation atmosphérique

La distillation atmosphérique consiste à séparer les différents composants d'un mélange liquide en fonction de leur température d'évaporation. Le pétrole brut est injecté dans une grande tour de distillation, haute de 60 mètres et large de 8 mètres environ, où il est chauffé à environ 400 °C. Les différents hydrocarbures contenus dans le pétrole brut sont vaporisés : d'abord les légers, puis les moyens, et enfin une partie des lourds. La température décroît au fur et à mesure que l'on monte dans la tour, permettant à chaque type d'hydrocarbure de se liquéfier afin d'être récupéré. Les plus légers sont récupérés tout en haut, et les plus lourds restent au fond de la tour. ^[1]

1.6.2. La distillation sous vide

L'opération consiste à séparer sur le même principe que la distillation atmosphérique les produits lourds des résidus de produits moyens en les soumettant à une deuxième phase de distillation dite « sous vide ». La colonne plus petite est fermée puis dépressurisée, ce qui fait diminuer la pression. Les produits les plus volatils, ont une température d'ébullition plus faible permettant ainsi aux produits lourds d'être plus facilement récupérable. En haut de la colonne on récupère du gazole et à sa base du fioul lourd. Les résidus de cette distillation sous vide sont récupérés en vue de produire des lubrifiants. ^[1]

1.7. Les coups pétroliers

Le gaz du pétrole liquéfié (G.P.L)

C'est un mélange de propane (C₃H₈) et de butane (C₄H₁₀) liquéfié il s'appelle aussi le Bu-Pro (butane-propane), il sert comme un combustible. C'est le premier liquide qu'on recueille lors de la distillation. Le (G.P.L) est stocké sous la forme d'un liquide sous pression ; son

Chapitre 1 : Généralités sur le pétrole brut

point d'ébullition varie selon le pourcentage de C3 et C4 mais il est généralement compris entre -78 et 38°C.

Les essences

Juste après les GPL, la fraction essence qui est un liquide inflammable, se présente sous une couleur jaune très pale voire transparent elle est par ailleurs fortement odorante. Facilement inflammable et très volatile. Il existe plusieurs types d'essences :

- Essence carburant (normal-super) entre 40°C et 190°C.
- Essences spéciales et qui sont utilisées dans les industries de colles, caoutchouc, peintures... et dans les extractions des corps gras. Ces essences correspondent à la fraction recueillie entre 135 et 205°C.

Kérosène

Le kérosène ou pétrole lampant est plus lourd que l'essence, et son points d'ébullition est plus élevé (entre 156°C et 250°C). par le passé, ce produit servait à l'éclairage (d'où son nom de pétrole lampant) et au chauffage, ce qui est encore les cas dans plusieurs pays en voie de développement. Aujourd'hui, le kérosène est avant tout un carburant d'aviation produit pour l'alimentation, dans le monde entier, des turboréacteurs et turbopropulseurs des avions de ligne.

Diesel

Le diesel, appelé gasoil en France, est le carburant par excellence des poids lourds, des autobus des bateaux, des machines agricoles et de chantiers. Le carburant diesel se compose comme mazout de chaîne d'hydrocarbures longs.

Lors de la distillation, son point d'ébullition se situe dans une plage moyenne de 250°C à 380°C. Elles sont distillées à l'élaboration du gas-oil moteur, elles doivent être désulfurées pour respecter les spécifications les plus sévères de teneur en soufre.

A la différence des voitures à essence, les diesels ont des moteurs à allumage par compression, le carburant diesel doit s'enflammer facilement pour que le moteur fonctionne de manière optimale. Cette aptitude à l'allumage est définie par l'indice de cétane. Comme l'essence, le diesel est désulfuré à la raffinerie dans la mesure du possible.

Les lubrifiants

Les lubrifiants réduisent les frottements et l'usure des pièces mobiles des moteurs et des machines. Sans lubrifiant, pas de mouvement. Ces huiles spéciales doivent être très stables et supporter de s températures extrêmement basses et élevées, ainsi que de fortes sollicitations. Les lubrifiants sont élaborés à partir d'huiles de base spéciales produites dans des raffineries.

Chapitre 1 : Généralités sur le pétrole brut

Ces huiles sont ensuite retraitées chimiquement puis mélangées à des substances, des additifs, afin d'en améliorer les propriétés.

Il existe différents types de lubrifiants tels que :

Les huiles végétales : obtenues à partir du raffinement des végétaux.

- Les huiles minérales : obtenues à partir du raffinement du pétrole.
- Les huiles de synthèse : obtenues par réactions chimiques.
- Les graisses consistantes.
- Le graphite.
- Les mélanges sont fabriqués à partir de mélange d'huile de base minéral issu d'un pétrole brut ou d'huiles synthétiques, ou des deux types d'huiles additionnées de produits chimiques divers, dont le rôle est d'améliorer les qualités des huiles de base quand elles sont exposées aux rudes conditions d'utilisation.

Bitume

Le bitume est un mélange d'hydrocarbures solide ou visqueux de couleur brune ou noire, obtenu comme résidu de la distillation sous vide des résidus de la distillation atmosphérique du pétrole. Il est utilisé principalement pour la construction des routes.

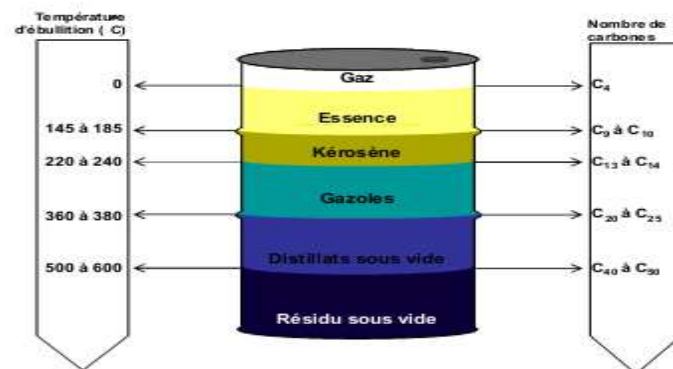


Figure 1.3 : Les principales coupes pétrolières et leurs intervalles de température d'ébullition

1.7.1. L'analyse chromatographique

La chromatographie est une méthode physique d'analyse, technique séparative des substances chimiques d'un mélange qui vont progresser à différentes vitesses. Elle est décrite soit par le phénomène d'adsorption soit par la théorie de partage.

Elle consiste à faire migrer les constituants à séparer sur une phase stationnaire immobile, à l'aide d'une phase mobile, liquide ou gazeuse, de nature différente.

On divise la chromatographie, selon les moyens, en quatre types :

- Chromatographie liquide-solide
- Chromatographie gaz-liquide
- Chromatographie gaz-solide
- Chromatographie liquide-liquide

1.7.2. Chromatographie phase gazeux

On s'intéresse à la chromatographie en phase gazeuse (CPG) qui permet de séparer des molécules d'un mélange gazeux, éventuellement très complexe, de natures très diverses. Elle s'applique principalement aux composés gazeux ou susceptibles d'être vaporisés par chauffage sans décomposition.

La CPG repose sur l'équilibre de partage des analytes entre une phase stationnaire et une phase mobile gazeuse. La séparation des analytes repose sur la différence d'affinité de ces composés pour la phase mobile et pour la phase stationnaire.

L'appareil utilisée pour réaliser une analyse par chromatographie en phase gazeuse est appelée chromatographe. Elle comporte plusieurs éléments, principalement (**figure1.4**) :

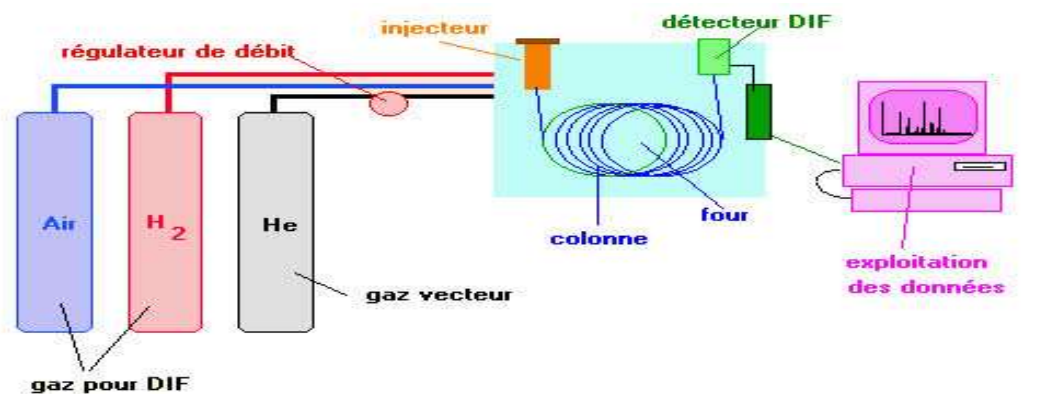


Figure 1.4 : Schéma fonctionnel d'un appareil de CPG

La colonne

C'est la phase stationnaire. Il existe deux types de colonnes : les colonnes remplies et les colonnes capillaires. Les colonnes remplies sont aujourd'hui supplantées par les colonnes capillaires, dont le pouvoir de résolution est bien supérieur.

Chapitre 1 : Généralités sur le pétrole brut

Une colonne capillaire de faible diamètre, longue, présentant une phase stationnaire épaisse et ayant des propriétés chimiques similaires aux molécules de l'échantillon permet typiquement d'obtenir de meilleures séparations.

Le gaz vecteur

C'est la phase mobile. Et il est le gaz qui circule à l'intérieur du chromatographe, entraînant les analytes à travers la colonne, depuis l'injecteur jusqu'au détecteur. Son choix dépend du type de détecteur utilisé, cela peut être par exemple de l'hélium, de l'azote, de l'argon ou de l'hydrogène.

Le système d'injection

Ce système permet d'introduire de l'échantillon dans la colonne du chromatographe, de même il présente l'organe de transfert de la colonne chromatographique.

L'injection se fait grâce à des micro-seringues de géométrie classique ou à piston.

Le détecteur

Il a pour le rôle essentiel de détecter les solutés au four et à mesurer qu'ils séton de la colonne. La détection des solutés s'effectue en mesurant soit un changement de propriétés physique de la phase mobile (conductivité, réfraction), soit en mesurant les propriétés plus ou moins spécifiques du soluté (radioactivité, ionisation dans le spectre ultra-violet).

Il en existe de nombreux modèles, dont :

✓ Le FID

Il est le plus utilisé. Typiquement utilisé avec les gaz vecteurs azote, hélium et hydrogène.

✓ Le TCD

Le TCD ou le cathétomètre. Typiquement utilisé avec les gaz vecteurs hélium et hydrogène.

Le four

La colonne est contenue dans un four de type chaleur tournante, dont la température est précisément ajustable (typiquement entre 20 et 350 °C) et programmable.

Chapitre 1 : Généralités sur le pétrole brut

Les températures utilisables en pratique dépendent des domaines de stabilité en température de la colonne utilisée, et de ceux des composés analysés.

Dans le domaine pétrolier, la chromatographie est utilisée pour découvrir la composition de pétrole brute, de condensat, et des coupes de distillation (distillats) tel que le GPL (le gaz de pétrole liquéfié).

L'appareil présente la composition chimique de composés constitués d'un nombre d'atome de carbone ne dépassant pas 36. Par conséquent, elle présente la composition chimique du condensat qui consiste en une petite chaîne carbonée ne dépassant pas 30 atomes de carbone.

D'autre part, le Pb est composé d'une chaîne carbonée longue et complexe de 36 atomes de carbone. Ce dernier doit être soumis à une chromatographie à l'aide d'un gaz étalon permet de rendre le processus possible et donc d'identifier ses composants.

Comme autre avantage, l'hydrocarbure total peut être analysé par un dispositif utilisé pour mesurer la teneur totale en hydrocarbures d'un échantillon gazeuse DHA. Cet appareil ne mesure pas la composition des échantillons.

Chapitre II : Le gasoil

*Savoir écouter, c'est posséder, outre le sien, le
cerveau des autres.*

Léonard De Vinci

Architecte, Artiste, Ingénieur, Peintre, Philosophe,
Scientifique, Sculpteur (1452 - 1519)

CHAPITRE II : LE GASOIL

2.1. Introduction

Le gasoil (ou diesel), est un produit issu du pétrole, un mélange d'hydrocarbures distillant entre 180 et 350°C. Il constitue la source d'énergie des véhicules Diesel routiers (voitures particulières, camionnettes, camions, etc.).

Dans ce chapitre on présentera une description générale sur le carburant diesel, son composition, ces familles de gasoil, ces spécifications algériennes et européennes ainsi son utilisation et inconvénients.

2.2. Composition de gasoil

Dans la gamme des molécules du gasoil provenant de la distillation du pétrole brut se trouvent les paraffines, les cyclo-paraffines et les molécules aromatiques, d'une ou deux substitutions de méthyle sur une longue chaîne carbonée (C8-C24). Les cyclo-paraffines ou naphthènes sont composés principalement d'un anneau de cyclohexane (ou deux anneaux dans une proportion mineure) avec plusieurs chaînes aliphatiques latérales.^[16]

Une chromatographie en phase gazeuse du Diesel analysé révèle une composition chimique contenant plus de 1000 espèces. Les pics intenses du signal visibles sur cette chromatographie sont principalement des alcanes et des naphthalènes dont on distingue (a) le nonane, (b) le décane, (c) l'undécane, (d) le dodécane, (e) le 2-methylnaphthalene, (f) le 1-methylnaphthalene, (g) le tridécane, (h) le tétradécane, (i) le pentadécane, (j) l'hexadécane, (k) l'heptadécane, (l) l'octadécane, (m) le nonadécane, (n) l'eicosane, (o) l'heneicosane, (p) le docosane, (q) le tricosane, (r) et la tétracosane (**figure 2.1**).^[15]

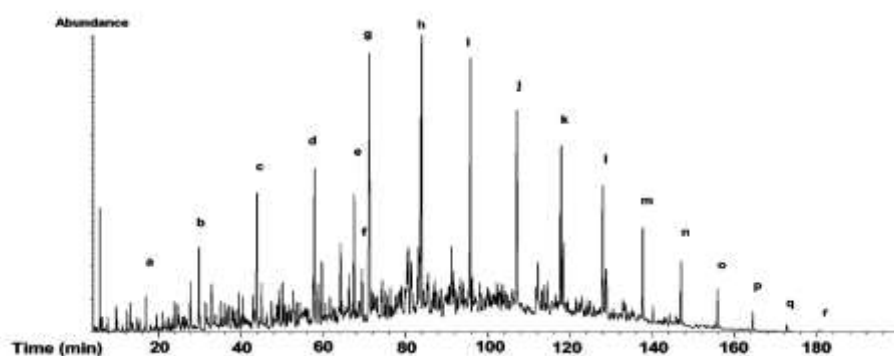


Figure 2.1:Chromatographe en phase gazeux du diesel

Chapitre 2 : Le gasoil

Le gasoil se compose par famille chimique. Le tableau suivant représente un exemple de composition chimique d'un gasoil analysé par spectrométrie de masse.

Tableau 2.1: composition par familles chimiques d'un gasoil

Les familles chimiques	Les naphthènes	Les paraffines	Naphtènes bicyclique	Alkyl benzène	Indène et tétralines	Naphtalène
Composition %poids	23.7	30.9	15.1	9.2	6.4	5.5

2.3. Les familles de gasoil

Les proportions entre les différentes familles chimiques peuvent sensiblement varier en fonction de la provenance du pétrole brut de départ. Ainsi, on distingue trois familles principales de gazole (Tableau 2).^[8]

- **le SRGO (Straight-Run Gas Oil)** : est obtenu par la distillation atmosphérique du brut pétrolier, avec une teneur moyenne en soufre comprise entre 0,5 et 2,0 % (m/m) et une teneur moyenne en azote de 50 à 500 ppm ;

- **le LCO (Light Cycle Oil)** : provenant du craquage catalytique en lit fluidisé (Fluid Catalytic Cracking ou FCC) a une concentration moyenne en soufre comprise entre 0,3 et 2,0 % (m/m) et a une teneur moyenne en azote de 300 à 1000 ppm ;

- **le CGO (Cocker Gas Oil)** : issu du procédé de cokéfaction, dont les caractéristiques sont voisines de celles du SRGO, en quantité de soufre et d'aromatiques mais qui contient beaucoup plus de composés azotés (à des teneurs supérieures à 1000 ppm).

Tableau 2.2: Propriétés de différents types de gasoil^[20]

	SRGO	LCO	CGO
Origène	La distillation atmosphérique	Fraction distillée du FCC	Procédé de cokéfaction
Température d'ébullition (°C)	180-360	180-360	180-360
Composition	10-40% (m/m) alcanes	60-90% (m/m) aromatiques	10-30% (m/m) alcanes
	30-70% (m/m) naphtènes		30-60% (m/m) naphtènes
	20-30% (m/m) aromatiques		30-40% (m/m) aromatiques
Indice de cétane	40-45	18-25	28-40
Teneur en soufre (% (m/m))	0,5-2,0	0,3-2,0	1,5-3,0

2.4. Les additifs de gasoil

Le gasoil comme les essences est formulé avec des additifs destinés à intervenir sur le processus de combustion : il existe des additifs qui sont utilisés pour améliorer certaines caractéristiques, et des détergents qui ont un rôle dans la maîtrise des risques d'encrassement des injecteurs afin d'assurer une bonne répartition du gasoil dans le cylindre.

Additifs améliorant l'indice de cétane des gazoles

A l'inverse des moteurs à allumage commandé pour lesquels le carburant doit résister à l'auto-ignition, dans le cas des moteurs Diesel, on recherche des combustibles, dont la référence est le cétane, susceptibles de s'auto-enflammer facilement, les additifs améliorant l'indice de cétane favoriseront l'oxydation des paraffines, en général, le seul composé utilisé est le nitrate d'éthyl-2-hexyle.^[1]

Additifs détergent pour le gasoil

Le rôle des additifs détergents est de maintenir les injecteurs propres afin d'assurer une bonne répartition du gasoil dans le cylindre. La structure de ces composés est semblable à celle des détergents pour les circuits d'admission des moteurs en essence. Les composés commercialisés sont de la famille des succins imides.

Additifs améliorant le comportement du gasoil à froid

Les additifs efficaces sur le point de trouble sont encore peu employés ; Cependant, il a été montré que certains polymères portant des ramifications paraffiniques reconnaissent les paraffines de taille équivalente et les maintiennent en solution. Il est donc possible de complexer sélectivement les paraffines les plus longues et diminuer ainsi le point de trouble de 3 à 4°C.^[1]

Les additifs efficaces sur la température de filtrabilité sont aussi des copolymères. Les plus courants sont des copolymères d'oléfines et d'esters de vinyle (éthylène-acétate de vinyle par exemple) ou oléfine et fumarate d'alkyle ou copolymère d'oléfines alpha.

Les additifs agissant sur le point d'écoulement modifient aussi la taille des cristaux et en outre diminuent les forces cohésives entre les cristaux, permettant un écoulement à plus basse température. Ces additifs sont aussi des copolymères avec des parties : ester de vinyle, acrylate d'alkyle ou fumarate d'alkyle.^[1]

2.5. Utilisation de gasoil

Le gazole est très largement utilisé comme carburant automobile, dans les moteurs Diesel. Initialement largement utilisé pour les transports de marchandises et les transports en commun, il s'est depuis largement répandu dans le secteur de l'automobile individuelle. En France, la fiscalité allégée du gazole par rapport à l'essence a accéléré le développement de ce marché. Les moteurs Diesel sont généralement plus économes, et cet aspect est encore renforcé par le prix inférieur du gazole. Ce n'est pas forcément le cas à l'étranger, où le gazole est au moins au prix de l'essence, voire plus cher.

2.6. Spécifications de gasoil

Tableau 2.3: Spécifications algériennes

Propriété	Unités	Valeur limite		La norme
		Min	Max	
La densité	Kg/m ³	810	860	NA 417
Viscosité	mm ² /s		9	NA 1443
Distillation		250	-	NA 1445
65% v/v		-	350	
90% v/v		-	390	
PF				
Indice de cétane	—	48	—	NA 8117
Point d'éclaire	°C	55		NA 2658
Teneur en soufre	%m/m	—	0.25	NA 2890
Teneur en cendre	%m/m	TND		NA 1660
Teneur en eau	% V/V	TND		NA 421
Point d'écoulement	°C	—	Hiver -9 Eté -7	NA 2660
Couleur	—	—	2.5	NA 1154

Tableau 2.4:Spécifications européennes

Les propriétés	Unités	Valeur		Norme
		Min	Max	
Masse volumique	Kg/m³	820.0	845.0	NF EN ISO 3675 NF EN ISO 12185
Distillation Récupérer 250°C Récupérer 350°C	% v/v	Inférieur à 56 % 85 % maximum		NF EN ISO 3405
Viscosité 40°C	Mm ² /s	2.00	4.5	NF EN ISO 3104
Indice de cétane calculé	—	51.1	—	NF EN ISO 20846
Teneur en eau	mg/kg	—	200.0	NF EN ISO 12937
Teneur en soufre	mg/kg	—	10.0	NF EN ISO 20846 NF EN ISO 20884
Variation de indice se cétane	Mg KOH/g	—	0.3	XP M 07-134
Point d'éclaire	°C	55		NF EN ISO 2719
Point de trouble Du 1 ^{er} octobre au 31 mars Du 1 ^{er} avril au 30 septembre	°C	—	-5 +5	NF EN ISO 23015
Température limite filtrabilité Du 1 ^{er} novembre au 31 mars Class E Du 1 ^{er} avril au 31 octobre Class B	°C	— —	-15 0	NF EN 116
Hydrocarbures aromatiques polycyclique	%m/m	—	8.0	NF EN 12916
Teneur en ester méthylique d'acide gras	% v/v	—	8.0	EMAG NF EN 14078

2.7. Les inconvénients de diesel

Gaz à effet de serre

Le gasoil classique est un hydrocarbure fossile qui contribue aux émissions de gaz à effet de serre au cours du processus de production et de transport et lors de son utilisation.

Ils sont classés cancérogènes par l'Organisation mondiale de la santé, associés au cancer du poumon et au cancer de la vessie.^[21]

Chapitre 2 : Le gasoil

Les oxydes d'azote NO_x

Il contient de NO_x qui est un gaz toxique entraînant une inflammation importante des voies respiratoires et contribuer à la formation de l'ozone troposphérique.

Jusqu'à la généralisation de la norme Euro 6b pour tous les véhicules immatriculés à partir du 1^{er} septembre 2015, les émissions d'oxydes d'azote autorisées pour les véhicules Diesel étaient nettement plus élevées que celles autorisées pour les véhicules à essence.^[22]

Les pluies acides soufrées

Les fiouls lourds provoquaient des pluies acides soufrées et étaient de plus en plus désulfurées. Aujourd'hui, les NO_x peuvent acidifier les pluies et une fois ils convertissent en nitrites et nitrates et s'ajoutant aux agricoles applications, ils peuvent contribuer à l'eutrophisation des cours d'eau et des lacs.

La congélation

En saison froide et dans les pays froids, le gasoil se fige en dessous d'une certaine température ; pour éviter cela, il faut le réchauffer ou adjoindre un additif à sa composition.

Particules Diesel

La combustion de Diesel émet des particules fines et suies ^[23], dans une proportion qui peut varier selon la formulation du gasoil. Ces particules parfois dites «particules Diesel» sont constituées d'une partie minérale avec un cœur carboné majoritaire, des traces métalliques présentant une toxicité respiratoire.

Chapitre III : Evaluation des propriétés physico-chimiques du gasoil et de pétrole brut

Un homme n'est jamais si grand que lorsqu'il est à genoux pour aider un enfant..

Pythagore

Astronome, Mathématicien, Philosophe, Scientifique

CHAPITRE 3 : EVALUATION DES PROPRIETES PHYSICO-CHIMIQUES DU GASOIL ET DE PETROLE BRUT

3.1 Introduction

Le gasoil se caractérise d'un ensemble des caractéristiques particulièrement, souvent dépendent l'une de l'autre, et elles sont ensemble obtenir un fonctionnement satisfait au moteur.

Dans ce chapitre, nous parlons de principales caractéristiques de gasoil ainsi, de brut principalement la densité, la viscosité et quelques autres propriétés communes.

3.2 Les caractéristiques physico-chimiques

3.2.1 La densité

La densité est le rapport du poids d'un certain d'échantillon à une température au poids même volume d'eau à une température standard de 4 °C.

$$d_4^{20} = \frac{\rho \text{ brut } (15^\circ\text{C})}{\rho \text{ eau distillé } (4^\circ\text{C})}$$

Dans les pays anglo-saxons on définit la specific gravity pour deux températures standards identiques, soit 60°F, et a pour symbole SpGr ou SpGr 60/60°F.

$$d_4^{20} = 0,99904 \cdot \text{SpGr } 60/60^\circ\text{F}$$

La densité peut-être également exprimée en API par la relation illustrée par l'institut américain de pétrole :

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

3.2.2 La viscosité

La viscosité est une grandeur physique qui mesure la résistance interne à l'écoulement d'un fluide provoqué par le frottement des molécules qui glissent les unes contre les autres. Il existe trois types de viscosités :

a. La viscosité dynamique

Elle est appelée aussi la viscosité absolue, elle est le rapport de la contrainte de cisaillement au gradient de vitesse de cisaillement. Le rapport est constant pour un fluide newtonien, exprimé en poise (P) ou centpoise (cPt).

b. La viscosité cinématique

C'est le rapport de la viscosité absolue à la densité mesurée à la même température. Elle s'exprime en stockes et en centistokes.

$$Viscosité\ cinématique = \frac{\text{viscosité dynamique}}{\text{masse volumique de fluide}} = \frac{\mu}{\rho}$$

c. La viscosité relative

La viscosité relative à la même définition qu'une densité. C'est le rapport de la viscosité du liquide à celle de l'eau mesurée à 20 °C. Or, la viscosité de l'eau à cette température est précisément d'un centpoise.

3.2.3 Les caractéristiques à froid

Le gasoil contient généralement de C₁₀ à C₃₅ d'hydrocarbures paraffiniques principalement linéaires, qui restent difficilement en solution à des températures inférieures à 0°C.

Lorsque le gasoil refroidi, des cristaux de paraffines apparaissent et affectent la limpidité de liquide.

Dans ce cas, on peut distinguer :

3.2.3.1 Le point de trouble

Le point de trouble est la température de refroidissement à partir de laquelle des cristaux minuscules de paraffine commencent à se former au sein de la masse de gasoil.

Le point de trouble est désigné parfois par les sigles PT ou CP (Cloud point en anglais).

3.2.3.2 Le point d'écoulement

C'est la température minimale à laquelle le produit s'écoule encore. On mesure souvent le point d'écoulement d'un brut, d'un gazole, d'un fioul ou d'un lubrifiant pour définir la faisabilité d'un pompage. Il varie selon les pays de +4°C (Inde) à -39°C (Suède).^[2]

3.2.3.3 Le point de congélation

Le point de congélation indique précisément la température de solidification de pétrole dans des conditions données. Il est le point lorsque les cristaux d'hydrocarbures solides formés.

Le point de congélation est majoré par 3 °C pour déterminer le point de congélation d'où :

$$\text{Point d'écoulement} = \text{Point de congélation} + 3\text{ °C}$$

3.2.3.4 La température limite de filtrabilité

La température limite de filtrabilité TLF est la température minimale pour laquelle un volume déterminé de combustibles pour moteur Diesel et même de brut, en un temps limite, un appareil de filtration bien défini. Elle comprise entre le point de trouble et le point d'écoulement.

3.2.4 Le point d'éclair

Le point d'éclair du gasoil ou de brut est la température à laquelle les vapeurs libérées par le produit explosent en présence d'air lors de l'application d'une flamme, permet de s'assurer de l'absence de composés volatils dans l'échantillon. Ces composés volatils peuvent occasionner, lors de la manipulation ou du stockage des produits, un risque d'inflammation ou d'explosion.

Le point d'éclair est de l'ordre de 60-70°C pour le gazole ou un fioul lourd.

3.2.5 Indice de cétane

L'indice de cétane est une propriété importante de gasoil, évalue la capacité d'un carburant à s'enflammer sur une échelle de 0 à 100. Il est particulièrement important pour les moteurs diesel où le carburant doit s'auto-enflammer sous l'effet de la compression.

Le grand indice de cétane du carburant indique La courte période de délai d'allumage et la petite quantité de carburant dans la chambre de combustion lorsque le carburant s'enflamme. Par conséquent, l'utilisation du carburant à haut indice de cétane réduit le bruit de combustion et de permettre un meilleur contrôle de combustion, donc l'efficacité et la puissance du moteur sont grandes.

De plus de ce qui précède, le haut indice de cétane des carburants se traduit par un démarrage plus facile, particulièrement par temps froid et un plus rapide échauffement. Les hautes vitesses des moteurs Diesel sont normalement fournies avec des combustibles de l'ordre de 45-55 indices de cétane.

3.2.6 Teneur en soufre

La teneur en soufre du gasoil dépend de l'origine du pétrole brut et sur les méthodes de raffinage. Le soufre peut être présent dans un certain nombre de formes, par exemple, comme les thiols, de sulfures, disulfures, ou des composés hétérocycliques. La teneur en soufre des carburants diesel ne doit pas excéder 10 mg/kg.

Le raffineur cherche toujours, dans les techniques de raffinage à réduire le plus la teneur en produits sulfurées, en raison de leur odeur désagréable pour l'utilisateur, de leurs caractères corrosifs, et de leur contribution à la pollution atmosphérique.

3.2.7 Pouvoir calorifique

Le pouvoir calorifique correspond à la quantité d'énergie libérée par unité de masse ou de volume de carburant lors de la réaction chimique de combustion complète conduisant à la formation de CO_2 et H_2O . Selon que l'eau obtenue par combustion se trouve à l'état liquide ou gazeux, on distingue entre deux grandeurs calorifiques :

- **PCS (Pouvoir Calorifique Supérieur) :** c'est le pouvoir calorifique du combustible calculé si l'eau dégagé de la combustion est sous forme d'un liquide.
- **PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur) :** c'est le pouvoir calorifique du combustible calculé si l'eau dégagé de la combustion est sous forme d'un vapeur.

Les valeurs typiques de PCI massique et volumique du gasoil sont 42,6 et 35,8 (MJ. Kg) respectivement.

3.2.8 Teneur en eau

La teneur en eau c'est la quantité d'eau liquide contenue dans un échantillon des carburants. L'eau peut contribuer au blocage du filtre et de provoquer une corrosion des composants du système d'injection de moteur.

3.2.9 La corrosion à lame de cuivre

L'essai de corrosion à la lame de cuivre met en évidence d'une manière qualitative la présence de composés corrosifs pour le moteur qui sont pour l'essentiel des composés soufrés.

3.2.10 La couleur

La couleur est une caractéristique qui s'applique aux produits dits blancs (sont les coupes liquides et légères des particules de couleur claire et transparente comme l'essence, le

kérosène et le gasoil) mais, en réalité, plus ou moins colorés depuis le jaune pâle jusqu'au brun foncé. ^[14]

3.2.11 L'indice de réfraction

L'indice de réfraction décrivant le comportement de la lumière dans celui-ci, il dépend de la longueur d'onde de mesure mais aussi des caractéristiques de l'environnement (notamment pression et la température).

C'est le rapport de la vitesse de la lumière dans le vide à la vitesse de la lumière dans la matière (du fluide) et est une quantité adimensionnelle représenté par **n** :

$$n = \frac{\text{la vitesse de la lumière de la vide}}{\text{la vitesse de la lumière dans le milieu étudié}}$$

3.2.12 Résidu de carbone

Le résidu de carbone Conradson est un test de laboratoire qui nous renseigne sur la tendance à former du coke ou des dépôts charbonneux au cours d'une combustion incomplète des pétroles bruts et des gasoils ou par suite de présence d'un fort pourcentage de produits lourds.

La détermination de quantité de résidu de carbone est obtenue après évaporation et pyrolyse d'un produit pétrolier dans des conditions spécifiques.

3.2.13 Teneur en cendres

Ce sont les sels et oxydes minéraux qui demeurent à l'état solide après combustion complète du Gas-oil ; parmi eux, on trouve principalement le silicium, le fer, le calcium, le sodium et le vanadium, ce dernier représentant dans certains cas 50% des cendres totales. Les spécifications prévoient des traces de cendres non dosables dans le Gas-oil pour éviter les dépôts solides sur les parties froides, en outre, la teneur en sédiments doit être nulle

3.2.14 Distillation ASTM D86

Elle permet au raffineur de contrôler la marche de l'installation et d'apprécier la qualité du fractionnement. Elle fournit à l'utilisateur de précieux renseignements sur la composition de la fraction pétrolière (parties volatils et parties lourds) et elle permet d'extraire les éléments de bases des fractions tels que les points initiales et finales, c'est ce qui permet de faire la courbe de distillation (température d'ébullition= f % de distillat) et d'écrire le bilan de matière :

$$\% \text{ des pertes} + \% \text{ de distillat} + \% \text{ de résidu} = 100\%$$

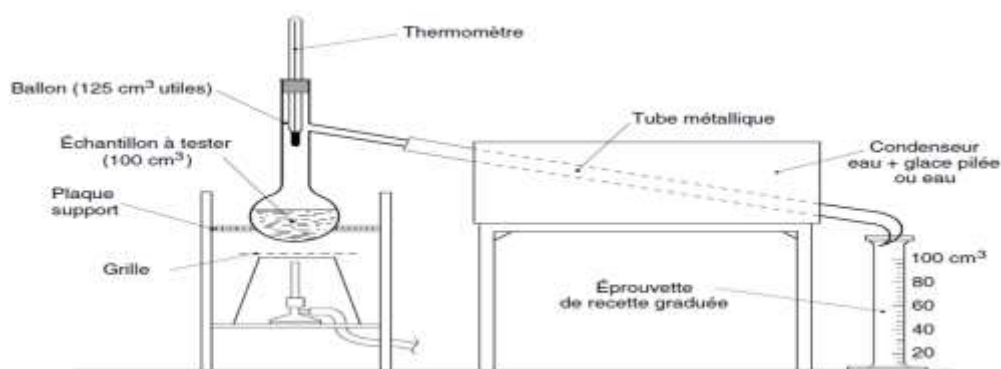


Figure 3.1 : Schéma de distillation ASTM D86

3.2.15 Masse moléculaire

La masse moléculaire d'une substance est définie comme la masse d'une mole de molécules de cette substance. Evidemment il est plus facile de la déterminer en connaissant la formule brute de la substance.

Dans le cas des produits pétroliers et du gasoil, ce paramètre présente un intérêt particulier, car il fournit la valeur moyenne du poids moléculaire des corps constituant la fraction pétrolière et du gasoil.

3.2.16 Tension de vapeur Reid

Elle est définie comme la pression de vapeur absolue exercée par la vapeur du liquide et tout gaz dissous/humidité à 37,8 °C (100 °F), elle permet d'estimer la teneur en hydrocarbures légers dans le pétrole brut.

3.2.17 Facteur de caractérisation Kuop

Les chercheurs Nelson, Watson de société UOP (universel oil products) proposés un caractérisé pour classé les différentes familles des hydrocarbures d'après de calcule un facteur Kuop qui permet de classer le critère PONA (paraffine, oléfine, naphtha, aromatique)

$$\text{Kuop} = \frac{\sqrt[3]{T(^{\circ}R)}}{\text{Sp.Gr}(60^{\circ}\frac{F}{60^{\circ}F})}$$

T_{eb} : température d'ébullition en °R

$\text{SpGr}(60/60^{\circ}F)$: La densité en 60 °F

La détermination au laboratoire du facteur de caractérisation Kuop se fait à partir de l'abaque de Nelson et Watson (méthode UOP375-59) en connaissant les températures de la distillation D86 aux points 10%,50%,70% et 90% distillé en déterminant la température moyenne d'ébullition et par la suite le Kuop à partir de la formule.

3.2.18 L'acidité

Les pétroles bruts contiennent des acides carboxyliques. Ceux-ci sont dosés par avec de la potasse caustique ; le résultat de l'analyse est exprimé en mg de KO H/g d e brut.

La répartition des acides n'est pas uniforme dans un même brut, en générale on enregistre la teneur maximale dans les fractions distillées entre 400-450°C.

Chapitre IV : Partie expérimentale

Tout groupe humain prend sa richesse dans la communication, l'entraide et la solidarité visant à un but commun : l'épanouissement de chacun dans le respect des différences..

Françoise Dolto

Artiste, Conjointe de célébrité, écrivaine, écrivaine scientifique, Médecin, Parente de célébrité, Pédiatre, Psychanalyste, Scientifique (1908 - 1988)

CHAPITRE 4 : PARTIE EXPERIMENTALE

4.1 Objectif

Dans ce chapitre, nous présentons le mode opératoire des essais normalisés qui ont été effectués sur le pétrole brut et le gasoil.

Les essais expérimentaux donnent des valeurs et des résultats précis et bien détaillées, mais le facteur temps de réalisation de l'ensemble des essais et la maîtrise des protocoles restent toujours un inconvénient, pour cela nous avons appliqué la méthode de corrélation.

4.2 Mode opératoire et résultats

4.2.1 Mode opératoire

1. Densité

La détermination de la masse volumique est effectuée à la moyenne d'un densimètre électronique à tube en U oscillant à une température de 20°C selon la norme ASTM D4052, depuis converti à une température de 15°C conformément aux tables de conversions de norme ASTM D1250.



Figure 4.1 : Densimètre électronique

Principe

La méthode du tube en U oscillant utilisé, repose sur le principe de mesure de la fréquence d'oscillation de ce tube, contenant le produit analysé.

Appareillage

Le densimètre électronique composé de tube en U oscillant, un lompe, une pompe de séchage incorporée, bain de circulation constante, un thermostat intégré pour régler la température de la cellule.

Mode opératoire

Une fois le densimètre est prêt, la température est stabilisée et la masse volumique affiché sur écran est de 0.0012 (c'est la masse volumique de l'aire), on suive les étapes suivantes :

- Remplir une seringue avec un volume de 2 ml de l'échantillon (Gasoil).
- Allumer l'éclairage de la cellule, puis injecter la seringue et vérifier qu'il n'y a pas les bulles d'air dans la cellule.
- Couper l'éclairage immédiatement après avoir examiné la cellule pour ne pas affecter la température de mesure
- Quand le densimètre affiche une lecture stable de masse volumique, on note la masse volumique à quatre chiffres.
- Nettoyer la cellule par une seringue remplie de l'essence et sécher la avec la pompe de séchage. Les traces d'eau et d'humidité sont aspirées a travers le silicate gel qui placé à l'entrée de la cellule.

2. La viscosité cinématique

La détermination de la viscosité se fait à l'aide d'un viscosimètre automatique de type OMNITEK U-Visc à une température de 38,7°C, selon la norme ASTM D445.



Figure 4.2 : Viscosimètre automatique

Principe

Le principe repose sur la mesure de temps nécessaire à un liquide, porté à une température nécessaire à un liquide, à l'aide d'un bain thermostatique pour passer du point supérieur A au point inférieure B. Le temps ainsi obtenu est multiplié à un constant propre de chaque capillaire pour permettre de déterminer la valeur de viscosité cinématique.

Mode opératoire

- Omnitek U-VIsc 220 est équipé de deux bains indépendants contenant chacun 2 tubes viscosimètres. Chaque bain comporte un plateau d'échantillonnage à 32 positions (16 échantillons par tube).
- Remplir le creuset en plastique avec l'échantillon jusqu'au 20 ml, puis déposer dans le passeur des échantillons.
- Les données sont analysées, puis les résultats de la mesure sont affichés sur l'écran.
- Toutes les surfaces du viscosimètre sont en contact avec l'échantillon, elles sont nettoyées à l'aide d'un solvant qui contient de l'essence + kérosène, le nettoyage se fait à l'aide de l'acétone.

3. Pouvoir calorifique supérieur PCS

La détermination du pouvoir calorifique supérieur se fait à l'aide d'appareil 6200 calorimètre selon la norme ASTM D240.



Figure4.3: L'appareil de mesure de PCS

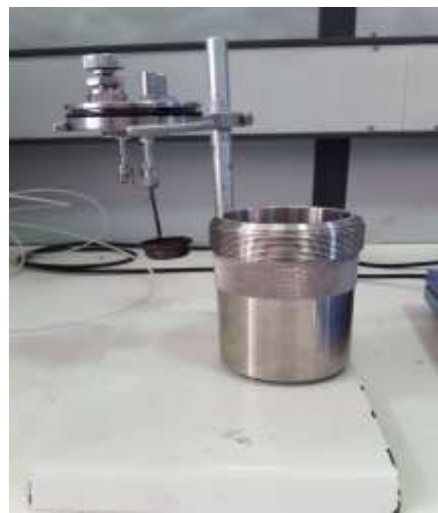


Figure 4.4 : La bombe calorimétrique

Principe

Le pouvoir calorifique supérieur est une mesure directe de la teneur énergétique du combustible et elle est déterminée comme étant la quantité de chaleur libérée au cours de combustion d'une unité de quantité de carburant avec de l'oxygène dans une bombe calorimétrique standard.

Mode opératoire

- Remplir le seau par 2 l de l'eau ultra pur
- Peser 0.5 à 0.6 g d'échantillon dans le creusé et mettre en contact l'échantillon avec la mèche dans la bombe calorimétrique.
- Fermer la bombe, placer dans l'appareil.
- remplir l'oxygène pond 1 min puis brancher les électrodes.
- Après avoir lancée l'essai, une montée rapide en température de l'eau de la bombe calorimétrique est constatée dans le tracé du graphe.
- l'appareil affiche la valeur de PCS, on dit PCS lue.
- Corriger le résultat de PCS selon les équations de correction décrites dans la norme.

$$PCS_{\text{corrigé}} = PCS_{\text{lue}} - E_1 - E_2$$

E₁ : correction dû à la formation de l'acide nitrique (par titrage)

E₂ : correction dû à la formation de l'acide sulfurique (% poids en soufre par UV ou RX)

Correction de l'acidité

Titrage :

- Laver la bombe par l'eau distillé et mettre le tout dans un bécher (la solution titrée) puis ajouter quelque goutte de l'indicateur coloré.
- Placer ce bécher sur un agitateur magnétique.
- Remplir la solution titrant par NaOH et noter le volume initial(V_i)
- Réaliser le titrage et lorsque la solution titrée changer la couleur vert le jaune, prendre le volume de NaOH final (V_f).

$$V_{\text{NaOH}} = V_f - V_i$$

$$E_1 = \text{volume NaOH} * 1,962$$

Correction de soufre

$$E_2 = \text{masse d'échantillon} * \% \text{poids de soufre} * 13,8766$$

4. Point d'écoulement et point de congélation et point trouble

Le point d'écoulement et point de congélation

La détermination expérimentale se fait à l'aide d'un appareil de marque LINETRONIC Newlabe 1300 selon la norme ASTM D97.



Figure 4.5 : L'appareil de mesure de point de congélation et point de trouble

Principe

Le principe consiste à injecter l'échantillon dans l'appareille et abaisse la température par 3°C. Puis réalise des tests d'écoulement par une inclinaison de tube qui porte l'échantillon par 45°.

Mode opératoire

- Remplir l'éprouvette par l'échantillon jusqu'à le trait jauge (45 ml), puis placer cette dernière dans l'appareil.
- Choisir l'analyse qu'on veut réaliser : point de congélation ou bien point de trouble sinon les deux ou même temps (si en veux choisir les deux ou même temps, on utilise l'éprouvette miroir).
- Entrer la température présumé (l'appareil commence à mesurer 9°C avant la température présumé).
- Chaque 3°C, l'appareil soulève et incline l'éprouvette jusqu'à la congélation de l'échantillon.

Chapitre 4 : Partie expérimentale

- Les résultats de point de congélation et d'écoulement sont affichés sur l'écran de l'appareil.

La détermination de point d'écoulement se fait selon la norme ASTM D 97 selon la relation mathématique qui lie entre cette dernière et le point de congélation :

Point de congélation + 3°C = point d'écoulement

L'appareil mesure le point de congélation et affiche sa valeur en addition la valeur de point d'écoulement à la fin de test de congélation.

Point de trouble

La détermination expérimentale de point de trouble se fait selon la norme ASTM D 2500.

Principe

Pour la mesure de point de trouble, on applique le même principe précédemment cité (point de congélation), mais il se diffère dans les points suivants :

- Le bulbe de thermomètre doit être plongé jusqu'au fond de tube à essai.
- La remarque de la formation de trouble est au fond de tube.
- Examiner le tube à essai après abaissement de température par 1°C.

Mode opératoire

Pour la mesure de point de trouble, on applique le même protocole que le point de congélation sauf que l'éprouvette utilisée est une éprouvette à miroir.

5. Teneur en soufre

La détermination de la teneur en soufre se fait par appareil fluorescence de rayon X de marque HORIBA SLFA-2100 Selon la norme ASTM D4294.



Figure 4.6 : L'appareil de mesure de teneur en soufre

Principe

Quand rayon x primaire excite les atomes de l'échantillon, une partie de ces rayons x excite les atomes de soufre pour produire des rayons x fluorescents. Les rayons fluorescents sont passés à travers un filtre qui laisse passer uniquement les atomes de soufre puis un détecteur mesure la quantité de soufre totale.

Appareillage

Couverture (papier film)

Des boîtes

Mode opératoire

- Remplir les boîtes par l'échantillon
- Couvrir les boîtes avec un papier film, puis créer des trous à son niveau pour éviter les bulles d'air
- Mettre la boîte d'échantillon dans l'appareil.
- Commencer l'analyse (3 mesures/ analyses) chaque mesure prend 100 secondes
- L'appareil affiche la moyenne des trois mesures et l'écart type

6. Corrosion lame de cuivre

La détermination expérimentale de cette propriété se fait par l'appareil NTB classique de marque NORMALAB S.A, selon la norme ASTM D130.



Figure 4.7 : L'appareil de mesure de corrosion lame de cuivre

Principe

Le principe de cet essai est immergé une lame de cuivre polie dans la prise d'essai, chauffer dans l'équipement à une température et durée de temps précisées par la norme (pour le gasoil, le chauffage se fait à 60°C et pendant 3 heures)

Appareillage

Des lames de cuivre

Papier au carbure de Silicium (Papier à verre)

L'acétone

Poudre de carborundum

Des tubes à essai

Mode opératoire

- Polissage de la lame de cuivre : Eliminer toutes les tâches sur les deux faces et les quatre tranches d'une lame à l'aide du papier au carbure de Silicium quia un degré de finesse convenable pour cette opération
- Rincer les lames dans une bouteille remplie d'acétone
- Essuyer les lames avec la poudre de carborundum jusqu'à avoir la couleur neutre du cuivre, rincer les dans la bouteille d'acétone une autre fois
- Remplir les tubes à essai avec l'échantillon, rincer les lames à l'intérieur
- Dans l'équipement, on chauffe le bain de silicone à 50°C (c'est la température pour le gasoil, la température diffère d'un échantillon à un autre).

Chapitre 4 : Partie expérimentale

- Placer les tubes dans les bains d'appareil pendant 3 heures à une température de 60 °C
- À l'aide d'un autre appareil de lecture qui basée sur le test de corrosion du cuivre, on entre la lame et comparer avec la lame référence.



Figure 4.8 : L'appareil de lecteur de lame de cuivre

7. Indice de réfraction

La détermination expérimentale de cette propriété se fait à l'aide d'un réfractomètre automatique selon la norme ASTM D 1218. Afin d'avoir la capacité d'un produit à imposer un changement de direction à la lumière qui le traverse.



Figure 4.9 : L'appareil de mesure l'indice de réfraction

Principe

La mesure de l'indice de réfraction d'un échantillon liquide est déterminée par l'angle de réfraction d'un rayon lumineuse à 20°C, cette mesure est affichée sur l'écran.

L'avantage de cet appareil (refractomètre automatique) est d'éviter l'erreur de lecture de notre œil.

Mode opératoire

- Régler le bain thermostatique à 20°C.
- Introduire sur le prisme de réfractomètre quelques gouttes de l'échantillon à l'aide d'une seringue, puis le résultat affiche sur l'écran avec une précision de + 0,0001.
- Avant et après chaque essai, nettoyer l'appareil par papier génétique et l'essence

8. Couleur

Cette propriété est déterminée au laboratoire à l'aide d'un colorimètre selon la norme ASTM D 1500



Figure 4.10 : Colorimètre

Principe

Le principe repose sur la comparaison entre la couleur d'échantillon et l'échelle référence qui varie de 0.5 (plus claire) à 8 (plus foncé) par $\frac{1}{2}$ graduation à l'aide de colorimètre.

Mode opératoire

- Remplir une éprouvette de la prise d'essai et placer la dans le compartiment central du colorimètre
- Placer l'éprouvette remplie d'eau distillée dans l'autre compartiment
- Comparer à travers l'oculaire de couleur de la prise d'essai avec celles des vers étalon
- Quand la couleur d'un verre étalon devient identique à celle de l'échantillon, noter l'indice du verre

9. Distillation ASTM D86

La détermination de cette propriété se fait par appareil analyseur de distillation ISL AD86 5G Gemini BV selon la norme ASTM D86.



Figure 4.11 : L'appareil de distillation D86

Principe

Le principe de cette propriété consiste à distiller 100 ml d'échantillon (les fractions pétrolières) dans des conditions normalisées.

Mode opératoire

- Introduire l'échantillon à l'aide d'une éprouvette graduée puis placer dans l'équipement pour vérifier le volume
- Verser l'échantillon dans un ballon normalisé
- Choisir les plaques chauffantes en fonction de type d'échantillon
- Vérifier que le ballon et le thermomètre sont bien placés puis chauffer le contenu de ballon
- Lorsque l'échantillon commence à bouillir, les vapeurs formés sont condensés, puis recueillis dans une éprouvette graduée
- L'apparition de la première goutte du produit pétrolier correspond à une température que nous appelons le point initial de la distillation.
- Détecter les températures pour les pourcentages de distillat recueillis 10% ; 50% ; 100% à l'aide de thermomètre au-dessus de ballon
- En fin de distillation, la température arrive à sa valeur maximale, appelée point final de la distillation.

10. Point d'éclair, vase fermé

La détermination expérimentale de point d'éclair se fait à l'aide d'un appareil de marque NPM-450 NORMALAB selon la norme ASTM D 93.



Figure 4.12 : L'appareil de mesure le point d'éclair

Principe

Le principe du point d'éclair consiste à chauffer doucement un échantillon à un rythme constant d'élévation de température et avec une agitation continue. À chaque degré d'augmentation de température, réalise des essais d'excitation par un éclair de feu sur notre échantillon diesel jusqu'à l'atteint de point d'inflammation d'échantillon.

Appareillage

NPM-450 NORMALAB est un appareil composé de chauffage, le vase (support d'échantillon), turbine permettant de refroidir l'échantillon rapidement après le test, écran, une flamme électrique autorégulée ainsi deux captures.

Mode opératoire

- Remplir le vase avec le gasoil jusqu'à le trait jauge puis placer dans l'appareil
- Placer les deux captures, le 1^{er} est pour détecter la température et le 2^{ème} concerne l'enthalpie
- Entrer la température présumé pour que l'appareil commence à exciter par la flamme 30°C avant cette température
- À chaque 1°C, une flamme est introduite dans la vapeur produite au-dessus de l'échantillon, le système est fonctionné automatiquement
- Observer un éclair à une certaine température et l'appareil enregistre la valeur : c'est le point d'éclair de notre échantillon puis système passe au refroidissement.

11. Résidu de carbone

L'essai est réalisé dans un four à moufle (marque NMC 440), selon la norme ASTM D 4530, afin d'évaluer la tendance du carburant à former des dépôts charbonneux (coke, asphaltènes, cendres).



Figure 4.13 : L'appareil de mesure de résidu de carbone et de teneur en cendres

Principe

Principe consiste à calciner l'échantillon à une température peut atteindre 550°C selon un mode opératoire strict. La masse de carbone résiduelle est appelée « carbone Conradson ».

Appareillage

Appareil NMC 445 compose de :

- Four à cokéfaction
- Vials
- Porte tubes : constitué d'un bloc cylindrique en aluminium
- Thermocouple

Mode opératoire

Pour le gasoil, il est nécessaire de faire la distillation ASTM D86 pour récupérer le résidu resté à 90% volume distillé « 10% résidu » qui sera utilisé à la place de l'échantillon.

L'appareil doit obligatoirement être placé sous une hotte afin d'évacuer les fumées générées par le test.

- Peser les tubes à essai propres et noter les masses.

Chapitre 4 : Partie expérimentale

- Verser une prise d'essai dans un vial taré, peser à nouveau.
- Mettre les vials contenant la prise d'essai dans le porte-tube.
- Placer le porte-tubes chargé des vials contenant les prises d'essais dans l'appareil, puis saisir le poids des prises d'essais
- Lancer l'essai en choisissant le programme 1
- À la fin de test, en attend que la température du four soit au-dessous de 250°C pour retirer le porte-tube
- Mettre le porte-tube dans le dessiccateur et laisser refroidir à la température ambiante
- Après refroidissement, peser les vials et noter les résultats

12. Teneur en cendres

La détermination expérimentale de cet essai se fait par le même appareil d'essai de résidu de carbone et selon la norme ASTM D 482

Principe

Pour la mesure de teneur en cendres, on applique le même principe précédemment que le résidu de carbone, mais il se diffère dans les points suivants :

- ✓ La température peut arriver jusqu'à 750°C
- ✓ La durée d'essai est de 3 heures

13. Température limite de filtrabilité

La détermination de cette propriété se fait par l'appareil CFPP Callisto 100 autonome de la marque ANTON PAAR selon la norme ASTM D6371.



Figure 4.14 : L'appareil de mesure de température limite de filtrabilité

Principe

L'essai de détermination de cette température consiste à faire passer l'échantillon à travers un filtre en le refroidissant progressivement jusqu'à la perte des bonnes caractéristiques de filtrabilité.

Mode opératoire

- Remplir une éprouvette de 50 ml d'échantillon (gasoil), puis introduire dans l'appareil de mesure
- Identifier dans le système le point de trouble présumé (par exemple, le point de trouble présumé est 5°C alors l'appareil commence la mesure à 10°C)
- L'échantillon monte et descend à travers le filtre à chaque 1°C ; lorsque le temps pour monter et descendre est de 60 secondes, la température sera affichée sur l'écran

14. L'indice de cétane

La détermination expérimentale de cet essai se fait selon la norme ASTM D 976 par l'appareil Herzog Cetane ID 510.



Figure 4.15 : L'appareil Herzog Cetane ID 510

Principe

Le principe consiste à mesurer l'aptitude de l'indice de cétane à s'enflammer dans la chambre de combustion des moteurs à allumage par compression. Lorsque la pression augmente, la valeur de l'indice de cétane augmente, la performance de moteur est évoluée.

Mode opératoire

- Allumer l'appareil et laisser chauffer jusqu'à 580°C
- Vidanger l'appareil avec l'azote, puis faire un auto-nettoyage par l'échantillon lui-même.
- À l'aide d'un entonnoir, injecter 150 ml d'échantillon dans l'appareil
- L'appareil fait un pré-test avant de commencer la mesure
- Après 15 tests, la valeur de l'indice de cétane sera affichée sur l'écran.

15. Teneur en eau

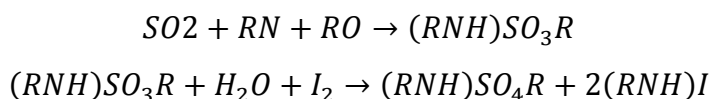
La méthode Karl Fischer est une technique analytique permettant le dosage de la **teneur en eau** dans un échantillon liquide ou solide par titrage. Elle se fait par la norme ASTM D6304 par l'appareil titreur Karl Fischer - Modèle V20S.



Figure 4.16 : L'appareil de mesure de teneur en eau par la méthode de Karl Fischer

Principe

Le principe de base de la méthode de KF est de l'oxydation du dioxyde de soufre par l'iode ou présence d'eau dans la réaction suivante :



Cette technique permet de trouver les plus infimes traces d'eau contenu dans un échantillon donné. Cette mesure extrêmement précise est capable de détecter des traces pouvant aller ppm (partie par million).

Appareillage :

60ml hydranal

Chapitre 4 : Partie expérimentale

20ml chloroforme

Une éprouvette graduée

Une seringue

Mode opératoire

- Dans une éprouvette graduée, préparer le solvant de titrage (60 ml hydranal avec 20 ml de chloroforme et l'iode).
- Peser 2 g de gasoil avec la seringue et l'injecter dans le solvant.
- Introduire une cathode dans le solvant qui permet à l'iode de réagir avec l'eau et le stabilise pour que l'appareil peut le lire. Plus de l'iode est consommé, plus le gasoil contient de l'eau.

16. L'acidité

La détermination expérimentale de l'acidité se fait par la norme ASTM D 664

Principe

La prise d'essai est dissoute dans un mélange de toluène, de Propan-2ol, la solution obtenue est titrée avec une solution d'hydroxyde de Potassium (KOH) alcoolique en présence d'un indicateur coloré jusqu'à ce que la couleur de la solution change.

Appareillage

- Solution KOH
- L'eau distillée
- Propanol-2
- Toluène

Mode opératoire

- Préparer de solution propanol-2 (500 ml de toluène + 490 ml de propanol-2 +10ml de l'eau distillée)
- Poser 20 g de gasoil puis mélanger avec la solution de propanol-2 et ajouter l'indicateur coloré

Chapitre 4 : Partie expérimentale

- Mettre l'agitation en marche jusqu'à ce que la prise d'essai soit entièrement dissoute dans le solvant
- Titrer le mélange par la solution KOH goutte à goutte ;
- Arrêter le titrage lorsque la couleur de la solution est changée.

L'indice d'acidité total se calcule par la formule suivante :

$$\text{indice d'acidité} \left(\frac{\text{mgKOH}}{\text{H}} \right) = \frac{v * N_{\text{KOH}} * 56,1}{M}$$

V: Volume en ml de KOH nécessaire pour titrer la solution

N_{KOH}: Normalité de la solution de KOH

M : masse en gramme de la prise d'essai.

56.1 : équivalent gramme de KOH.

17. Tension vapeur Reid

La détermination de cette propriété se fait selon la norme ASTM D323, cette propriété s'applique sur le pétrole brut et les produits pétroliers légers.

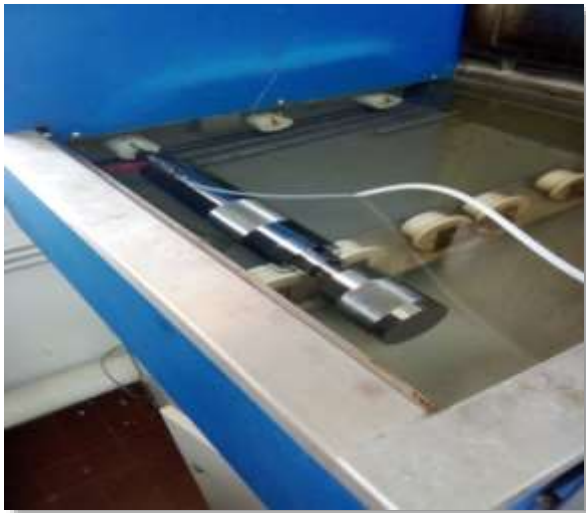


Figure 4.17 : L'emplacement de chambre à l'air

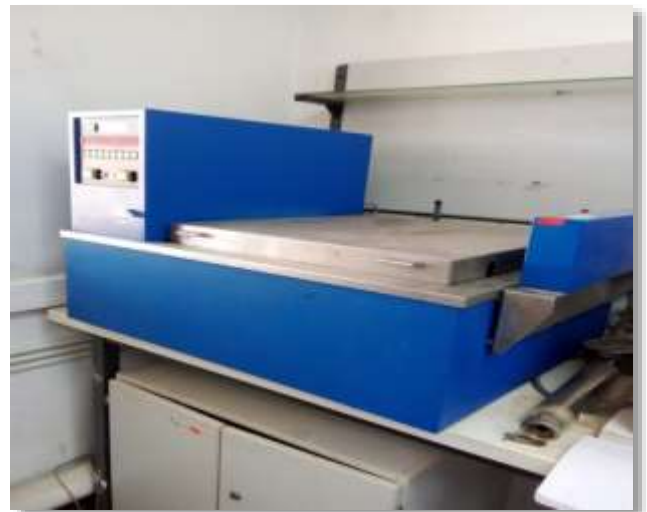


Figure 4.18 : Manomètre automatique

Principe

Principe consiste à remplir la petite chambre inférieure avec l'échantillon préalablement refroidie puis immerge dans un bain régler à 37,8°C (100°F) jusqu'à l'équilibre de pression. La valeur lue sur manomètre est la valeur de tension de vapeur Reid.

Mode opératoire

- Avant commencer l'essai, placer l'échantillon et la chambre de l'aire dans un réfrigérateur pendant au mois 10 minutes pour avoir une température compris entre 0 et 4 °C pour ne pas s'évaporer les constitues légers continus dans l'échantillon
- Préparer le bain et laisser la température se stabilise à 37,8°C
- Immerger la bombe d'une façon horizontale pendant une heure
- Continuer jusqu'à ce que l'équilibre de pression soit atteint, on lit directement la valeur de la tension de vapeur de l'échantillon sur le manomètre.

18. La distillation TBP

La détermination expérimentale de cet essai est suivie par la norme ASTM D2892, afin de faire une étude complète sur la nature et la répartition des hydrocarbures dans le pétrole brut.



Figure 4.19 : L'équipement de la distillation TBP

Principe

Le principe est basé sur la distillation d'une prise d'essai réalisée dans une colonne de type PILODIST, qui compose de 30 plateaux. C'est une distillation semi-automatique permet de contrôler précisément tous les paramètres dans tous les équipements de distillation grâce un logiciel. Elle effectué en trois étapes :

Chapitre 4 : Partie expérimentale

- Dégazage : qui consiste à piéger les gaz combustibles
- La distillation sous pression atmosphérique : permet de récupérer les coupes pétrolières distillées étroites par un intervalle de température de 5°C
- Distillation sous vide

Equipement et matériaux utilisés

Ballon avec rodage de capacité de 2 à 6 L

Chauffe ballon (flask heater)

Cache ballon (heater)

2 Cryostats

Colonne de fractionnement à plateaux (mental heater)

Un séparateur (tête de colonne)

Un piège pour les C-5 (à température de -60 °C)

Récepteurs (manuel, automatique)

Condenseur

Un thermomètre

Mode opératoire

- Le pétrole brut doit refroidir pendant 24 heures à 4°C.
- Déterminer la densité et la TVR de l'échantillon
- Peser le ballon vide, puis le remplir par l'échantillon et repeser pour déterminer la charge
- Placer dans la chauffe ballon, puis recouvert avec une cache de température (heater)
- Réaliser le montage.

Dégazage

- Peser le piège à gaz vide, puis placer dans un dewar rempli par l'alcool
- Chauffer progressivement l'échantillon, les vapeurs monter dans la colonne et atteindre le condenseur (tête de colonne) où on remarque une chute de température jusqu'à 0°C.

Chapitre 4 : Partie expérimentale

- Une fois que la température a chuté, commencer la débutanisation en arrêtant le cryostat jusqu'à ce que la température atteindra 15 °C, puis reprendre le cryostat (cette débutanisation est réalisée jusqu'à ce que la température se stabilise entre 13 et 15 °C).

Distillation atmosphérique

- Une fois que la température s'est stabilisée, noter la comme point initial et commencer à distiller jusqu'à 65°C, puis poser et déterminer son indice de réfraction et sa densité.
- Continuer la distillation atmosphérique jusqu'à 220°C et à chaque 5°C, une coupe est récupérée avec un taux de reflux 5 :1 (un temps de cycle total qui ne soit pas supérieur à 30 s, ni inférieur à 18 s)
- Peser et déterminer la densité et l'indice de réfraction pour chaque fraction

À partir de 220°C, opérer sous vide car la probabilité de craquage augmente

N.B : à 100 °C en tête de colonne, enlever la piège à gaz et peser après l'avoir soigneusement essuyé, puis acheminer le vers le Service Chromatographie (bien refroidi) pour l'analyser en phase gazeuse

Distillation réduite (40 mm Hg)

C'est l'étape qui suit l'étape atmosphérique jusqu'à une température de 320 °C sans craquage de liquide.

- Pour réduire la pression à 40 mm Hg, relier le système de contrôle et de pompage à l'appareil, puis chauffer le ballon progressivement jusqu'à ce que la température en tête de colonne se stabilise à la température avoisinant 220 °C puis commencer à distiller chaque 10°C jusqu'à 320 °C en maintenant un taux de reflux de 5 :1.
- Pour chaque fraction, déterminer sa densité, son indice de réfraction et son poids.
- Laisse l'installation se refroidit pour passer à l'étape suivante

À partir de 320°C, réduire la pression à 10 mm Hg car la probabilité de craquage au-delà de 320 °C à 40 mm Hg.

Distillation réduite (10 mm Hg)

C'est l'étape qui suit l'étape de distillation à 40 mm Hg. On procède de la même manière jusqu'à atteindre une pression de 10 mm Hg et une température maximale de 400 °C.

Chapitre 4 : Partie expérimentale

- Fermer la vanne de reflux ainsi que le système de chauffage. Laisser le contenu refroidir à une température permettant d'entamer la distillation à une pression inférieure sans ébullition.
- Peser toutes les fractions et déterminer leurs densités à 15°C et leurs indices de réfraction à 20°C.

N.B : après cette étape, on refait une autre distillation à l'aide de toluène au but de récupérer les traces de distillats ainsi pour nettoyer l'équipement

Distillation sous pression réduite 5 mm Hg

- Cet essai se fait selon la norme **ASTM D 1160**, l'équipement de cet essai est présenté dans la figure



Figure 4.20 : L'appareil de distillation D1160

4.2.2 Résultats de valorisation de pétrole brut

On a réalisé une caractérisation expérimentale bien détaillée de cinq pétroles bruts venant du sud algérien ainsi que leurs coupes de gasoil. Une série d'analyses préliminaires visant à déterminer les principales propriétés physico-chimiques de ces bruts et de leurs coupes gasoils.

Tableau 4.1: Propriétés physico-chimiques des cinq échantillons de pétrole brut

Caractérisation	Brut1	Brut 2	Brut 3	Brut 4	Brut 5
densité à 15°C	0.7949	0.8019	0,7989	0.8063	0,7986
SpGr (°60/°60)	0.7957	0,8027	0,7997	0.8071	0,7994
API	46.3	44,8	45,4	43.8	45,5
Viscosité cinématique en cSt à 37.8 °C	2.814	2.627	2,174	2.963	2,272
(TVR) à 37.8°C (100 °F)	—	—	64.8	—	95
Point d'éclair, Vase fermé (°C)	< -6.07	< - 8.1	< -2,12	<-8	< - 2,13
Point d'écoulement (°C)	-21	- 39	-39	-9	-27
Point de congélation (°C)	-24	- 42	-42	-12	-30
Teneur en eau et sédiments(BSW) en % V/V	0.6	TND	Nulle	TND	TND
Teneur en eau par extraction en % V/V	Nulle	Nulle	Nulle	Nulle	Nulle
Teneur en soufre par Ray X	0.0137	0.0809	0,0544	0.0214	0,0564
Pouvoir Calorique Supérieur	11081.1	11029.9	11 062,5	11074.0	10 999,3
Pouvoir Calorique Inferieur	10278.5	—	10 281,9	10296.6	—
Indice d'aciditémg KOH/g	0.27	1.0798	—	1.65	0.01
Teneur en Mercure	6.39		2,94	17.13	2,39
Teneur en Résidu de Carbone %poids	0.262	—	0.01	0.488	—
KUOP	12.4	12.25	12.3	12.3	12.3
Masse moléculaire g/mol	—	202	202,5	—	201,67

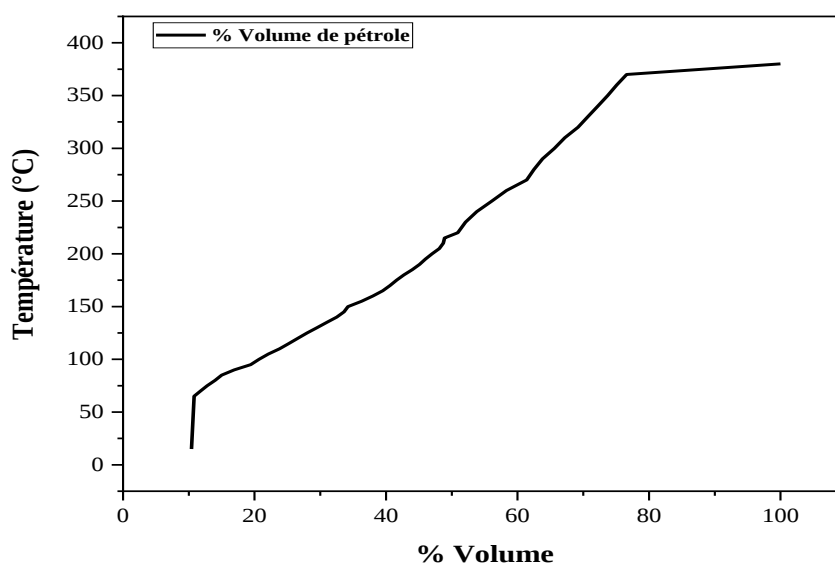
➤ Distillation TBP de pétrole 1

Tableau 4.2: Données de la distillation TBP du pétrole 1

N° Fractions	Température en °C	% Poids	% Poids cumulé	Masse volumique à 20 °C	Masse volumique à 15 °C	% Vol	% Vol cumulé	Indice de réfraction à 20°C
C ₅	<15	2,1	2,1	(^a)	(^a)	2,7	2,7	-
1	15 - 65	6,2	8,3	0,6449	0,6498	7,7	10,4	1,3673
2	65 - 70	0,3	8,6	0,6810	0,6858	0,4	10,8	1,3864
3	70 - 75	0,9	9,5	0,6871	0,6918	1,0	11,8	1,3875
4	75 - 80	0,9	10,4	0,6923	0,6970	1,0	12,8	1,3900
5	80 - 85	1,1	11,5	0,6993	0,7040	1,2	14,0	1,3936
6	85 - 90	0,9	12,4	0,6995	0,7042	1,0	15,0	1,3937
7	90 - 95	1,7	14,1	0,7135	0,7181	1,9	16,9	1,4009
8	95 - 100	2,3	16,4	0,7219	0,7265	2,5	19,4	1,4052
9	100 - 105	1,2	17,6	0,7264	0,7310	1,3	20,7	1,4085
10	105 - 110	1,3	18,9	0,7270	0,7316	1,4	22,1	1,4094
11	110 - 115	1,6	20,5	0,7280	0,7326	1,7	23,8	1,4097
12	115 - 120	1,3	21,8	0,7314	0,7360	1,4	25,2	1,4116
13	120 - 125	1,3	23,1	0,7390	0,7435	1,4	26,6	1,4156
14	125 - 130	1,3	24,4	0,7475	0,7520	1,4	28,0	1,4215
15	130 - 135	1,4	25,8	0,7529	0,7574	1,5	29,5	1,4248
16	135 - 140	1,4	27,2	0,7544	0,7589	1,5	31,0	1,4261
17	140 - 145	1,4	28,6	0,7553	0,7598	1,5	32,5	1,4262
18	145 - 150	1,0	29,6	0,7595	0,7640	1,1	33,6	1,4275
19	150 - 155	0,6	30,2	0,7605	0,7650	0,6	34,2	1,4286
20	155 - 160	2,0	32,2	0,7667	0,7711	2,1	36,3	1,4321
21	160 - 165	1,7	33,9	0,7704	0,7747	1,7	38,0	1,4343
22	165 - 170	1,5	35,4	0,7727	0,7769	1,5	39,5	1,4349
23	170 - 175	1,1	36,5	0,7745	0,7786	1,1	40,6	1,4357
24	175 - 180	1,0	37,5	0,7762	0,7803	1,0	41,6	1,4370
25	180 - 185	1,1	38,6	0,7775	0,7815	1,1	42,7	1,4372
26	185 - 190	1,3	39,9	0,7792	0,7832	1,3	44,0	1,4274
27	190 - 195	1,1	41,0	0,7824	0,7862	1,1	45,1	1,4392
28	195 - 200	0,9	41,9	0,7850	0,7888	0,9	46,0	1,4411
29	200 - 205	1,0	42,9	0,7863	0,7901	1,0	47,0	1,4413
30	205 - 210	1,1	44,0	0,7873	0,7911	1,1	48,1	1,4423
31	210 - 215	0,6	44,6	0,7909	0,7947	0,6	48,7	1,4432
32	215 - 220	0,2	44,8	0,7944	0,7981	0,2	48,9	1,4442
33	220 - 230	2,0	46,8	0,7989	0,8026	2,0	50,9	1,4476
34	230 - 240	1,2	48,0	0,8027	0,8064	1,2	52,1	1,4496
35	240 - 250	1,7	49,7	0,8070	0,8107	1,7	53,8	1,4521
36	250 - 260	2,4	52,1	0,8112	0,8149	2,3	56,1	1,4544
37	260 - 270	2,3	54,4	0,8152	0,8188	2,2	58,3	1,4566
38	270 - 280	3,2	57,6	0,8199	0,8235	3,1	61,4	1,4592
39	280 - 290	1,1	58,7	0,8231	0,8267	1,1	62,5	1,4603

N° Fractions	Température en °C	% Poids	% Poids cumulé	Masse volumique à 20 °C	Masse volumique à 15 °C	% Vol	% Vol cumulé	Indice de réfraction à 20°C
40	290 - 300	1,4	60,1	0,8235	0,8271	1,3	63,8	1,4604
41	300 - 310	1,9	62,0	0,8277	0,8313	1,8	65,6	1,4646
42	310 - 320	1,7	63,7	0,8319	0,8355	1,6	67,2	1,4648
43	320 - 330	2,1	65,8	0,8371	0,8407	2,0	69,2	1,4676
44	330 - 340	1,6	67,4	0,8422	0,8457	1,5	70,7	1,4706
45	340 - 350	1,6	69,0	0,8458	0,8493	1,5	72,2	1,4726
46	350 - 360	1,6	70,6	0,8475	0,8510	1,5	73,7	1,4735
47	360 - 370	1,5	72,1	0,8493	0,8528	1,4	75,1	1,4741
48	370 - 380	1,6	73,7	0,8513	0,8548	1,5	76,6	1,4748
Résidu	380+	26,3	100,0	0,8891	0,8926	23,4	100,0	—

➤ **Courbe TBP en pourcentage volumique de pétrole 1 :**



Graphique 1 : distillation TBP en pourcentage volume de pétrole 1

Interprétation :

La courbe TBP représente une pente, nous avons récupéré à la pression atmosphérique 31 fractions jusqu'à 220°C, à distillation sous vide nous avons récupéré 17 fractions jusqu'à 380°C.

Enfin cette distillation nous a permis de récupérer des fractions pétrolières de 73.7% volume et un résidu de 26.3% de volume à 380°C.

➤ L'analyse chromatographie phase gazeux de pétrole 1 :

Les résultats de l'analyse chromatographique de la coupe C₅ issu de la distillation TBP du pétrole donne sur le tableau suivant :

Tableau 4.3 : La composition de la coupe C5 de pétrole 1

Constituants	% Massique	% Volumique
Propane	0,1	0,2
iso-Butane	0,5	0,5
n-Butane	1,3	1,6
iso-Pentane	0,1	0,2
n-Pentane	0,1	0,2
Total	2,1	2,7

4.2.3 Résultats de valorisation des caractéristiques expérimentales des gasoils

Le tableau représentant les propriétés physico-chimiques des cinq échantillons de gasoil étudiés ainsi que leurs distillations ASTM sont donnés dans ce que suit :

➤ Résultats de caractérisations expérimentales des cinq gasoils :

Tableau 4.4: Caractéristiques physico-chimiques des coupes gasoils

Coup °C	Gasoil 1		Gasoil 2		Gasoil 3	Gasoil 4		Gasoil 5		Total 250-380
	250-320	320-380	235-320	320-360	250-360	250-320	320-380	250-320	320-380	
Densité à 20°C	0.8237	0.8454	0.8293	0.8531	0.8371	0.8207	0.8435	0.8302	0.8545	0.8399
Densité à 15°C	0.8273	0.8489	0.8329	0.8566	0.8407	0.8243	0.8470	0.8338	0.8580	0.8434
SpGr	0.8281	0.8497	0.8337	0.8574	0.8415	—	—	0.8346	0.8588	0.8442
API	39.5	35.0	38.2	33.5	36.7	40	35.4	38	33.3	36.1
Viscosité cinématique en cst										
• 20	—	—	—	—	7.281	—	—	—	—	—
• 37.8	3.311	8.480	—	—	4.449	3.427	8.852	3.382	8.478	4.998
• 40	—	—	2.920	6.862	4.231	3.270	8.281	—	—	—
Indice de réfraction	1.4608	1.4722	1.4648	1.4792	1.4680	1.4599	1.4707	1.4644	1.4775	0.4696
Indice de cétane	57.27	57.62	52.78	54.43	59.4	57.63	58.18	55.8	60.28	57.5
Point d'écoulement, °C	-15	+9	-24	+3	-12	-15	+3	-15	+3	-9
Point de congélation, °C	-18	+6	-27	0	-15	-18	0	-18	0	-12
Point de trouble, °C	-16	+9	-21	+3	-9	-16	+9	-19	+5	-5
TLF	-16	+8	<-21	0	-6	-17	0	—	—	—
Corrosion lame de cuivre	1a	1a	1a	1a	1a	1a	1a	—	—	—
Teneur en soufre, %Pds	<LQ	0.0334	0.0271	0.68	0.0449	0.0033	0.0217	0.0262	0.131	0.0729
Couleur ASTM	L0.5	L0.5	L0.5	L1.0	L0.5	L0.5	L0.5	—	—	—
Indice d'acide mg KOH/g	0.06	0.07	0.1	0.1	0.04	0.06	0.06	0.04	0.04	0.02
Point d'éclaircissement	146	202	124	166	126	138	192	—	—	—

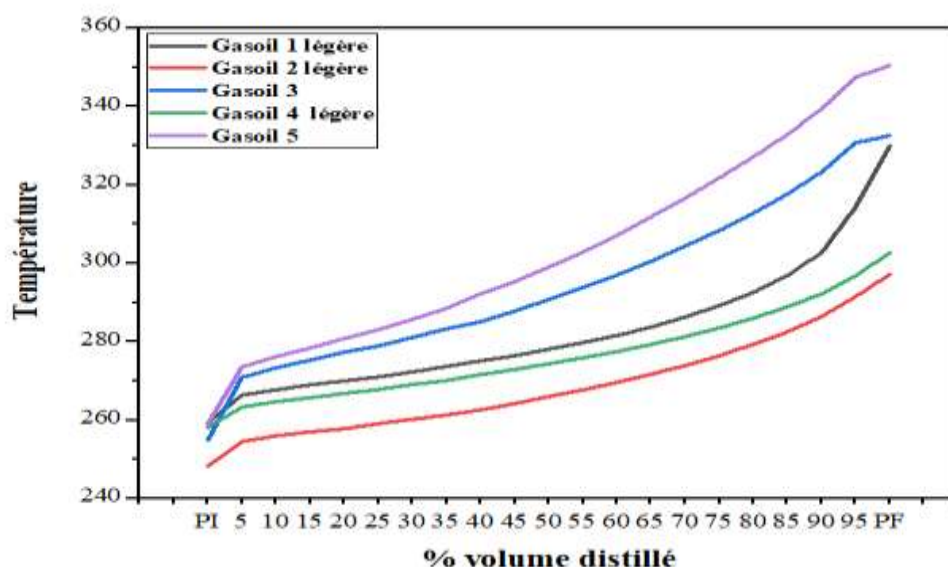
Chapitre 4 : Partie expérimentale

Coup °C	Gasoil 1		Gasoil 2		Gasoil 3	Gasoil 4		Gasoil 5		Total 250-380
	250-320	320-380	235-320	320-360	250-360	250-320	320-380	250-320	320-380	
fermé, °C										
PSC	11074.8	11035	10954	11.33.9	11033.9	11108.4	11037.4	—	—	—
Masse moléculaire	222	272.5	213.6	265	232	218.2	260	215	273	249
Kuop	12.8	12.15	11.93	12	12.01	12.12	12.14	12	12	12
Teneur en résidu de carbone, %Pds	0.004	0.015	0.042	0.011	—	0.007	0.113	—	—	—

➤ Résultats de distillation ASTM D 86 :

Tableau 4.5 : Résultats des la distillation ASTM D86 du gasoil

Coupes °C	Gasoil 1		Gasoil 2		Gasoil 3	Gasoil 4		Gasoil 5		
	250-320	320-380	235 - 320	320-360	250-360	250-320	320-380	250-320	320-380	250-380
PI	259,3	322,4	248,3	314,6	270,9	258,2	327,4	260,1	310,4	259
5	266,4	330	254,5	321,6	273,3	263,3	328,7	266,3	320,8	273,5
10	267,7	329,9	256	322,2	277,4	264,7	329,6	267,1	322,4	276,2
20	270	331,2	257,8	323,8	281,1	266,8	329,7	268,7	323,1	280,8
30	272,3	332,2	260,2	325	285,1	269,1	331	269,6	325,3	285,7
40	275,1	333,4	262,6	326	290,8	271,6	332,8	271,3	327,5	292,3
50	278,1	334,9	266	327,1	297,0	274,4	334,2	273,3	328,7	299
60	281,6	336,6	269,6	328,6	304,4	277,5	335,8	275,5	331,9	307,1
70	286,3	339	273,9	330,1	312,8	281,3	338,4	278,4	333,5	316,6
80	292,6	342	279,4	332,4	323,3	286	342,1	282,1	336,7	327,2
90	302,7	346,9	286,4	336	330,8	292,2	347,5	287,4	343,2	339,4
PF	329,9	354,3	297,2	341,7	332,6	302,7	356	298,5	349,5	350,5



Graphique 2 : les courbes de distillation ASTM des 5 échantillons de gasoil

Interprétation :

D'après les résultats obtenus sur les coupes légères 1, 2,3 on remarque que gasoil 2 le plus léger, et pour les coupes complètes 3et 5 on remarque que gasoil 5 le plus lourds.

La distillation ASTM D86 des coups gasoils répond bien aux spécifications algériennes et européennes et montre que les 5 gasoils sont de bonne qualité.

4.3 Valorisation des gasoils algériens par corrélations

Généralement, pour pouvoir déterminer les différentes propriétés physico-chimiques, on a tendance à utiliser les différents appareillages adéquats pour chacune d'entre elles, selon des normes bien précises, mais parfois ces derniers ne sont pas disponibles au niveau du laboratoire ou encore, présentent quelques problèmes techniques donc, on a recours à d'autres méthodes analytiques ; soit par abaques ou par des corrélations comme cité ci-dessous et cela pour chaque propriété.

4.3.1 La densité des fractions pétrolières

La densité des fractions pétrolières peut être facilement déterminée expérimentalement. Elle peut aussi être estimée par des corrélations, connaissant ou non la composition en paraffines, Naphtènes, et en aromatiques.

La densité moyenne de la fraction pétrolière est calculée en admettant la règle d'additivité des densités des fractions :

$$d = X_p \times d_p + X_n \times d_n + X_a \times d_a$$

Avec :

d_p, d_n, d_a : Les densités respectivement en paraffines, naphtènes et aromatiques.

X_p, X_n, X_a : Les compositions massiques et volumiques respectivement en paraffine, naphtènes et aromatiques.

a. Corrélation de RIAZI-DAUBERT I

RIAZI et DAUBERT ont proposé une corrélation donnant la densité à 20°C pour les fractions pétrolières ^[10] :

$$d_4^{20} = 2.83086 \times M^{0.03975} \times I^{1.13543}$$

M : masse molaire en g/mole.

I : Facteur de caractérisation de Huang.

$$I = \frac{(n_D^{20})^2 - 1}{(n_D^{20})^2 + 2}$$

n_D^{20} : Indice de réfraction à 20°C.

b. Corrélation de RIAZI-DAUBERT II

Pour : $70 \text{ g/mole} \leq m \leq 300 \text{ g/mole}$ et $80^\circ \text{ F} \leq T_{eb} \leq 650^\circ \text{ F}$ [10] [11]

$$\rho(20) = 0,982554 \times T_{eb}^{0,002016} \times SpGr^{1,0055}$$

$\rho(20)$: Masse volumique à 20° en $[\text{g/cm}^3]$.

T_{eb} : température d'ébullition en $^\circ \text{R}$.

SpGr: specific gravity à $60/60^\circ \text{F}$.

Pour : $300 \text{ g/mole} \leq M \leq 600 \text{ g/mole}$ et $650^\circ \text{ F} \leq T_{eb} \leq 1000^\circ \text{ F}$

$$\rho(20) = 2,8308 \times M^{0,03975} \times I^{1,0055}$$

c. Corrélation de RIAZI-DAUBERT III

La densité à 20°C est également déterminée à partir de la formule suivante :

$$d_4^{20} = SpGr - 4.5 \times 10^{-3} \times (2.34 - 1.9 \times SpG)$$

d_4^{20} : Densité a 20°C (g/cm^3).

SpGr: specific gravity à $60/60^\circ \text{F}$.

Tableau 4.6: Comparaison des résultats expérimentaux et calculés de la densité de gasoil

	Gasoil 1		Gasoil 2		Gasoil 3	Gasoil 4		Gasoil 5		
Resultants expérimentaux	0,8237	0,8454	0,8293	0,8531	0,8371	0,8207	0,8435	0,8302	0,8545	0,8399
Corrélation de RIAZI-DAUBERT I	0,8078	0,8341	0,8135	0,8451	0,8216	0,8057	0,8299	0,8129	0,8433	0,8267
Ecart (%)	1,9245	1,3350	1,9108	0,9268	1,8501	1,8215	1,6024	2,0741	1,3132	1,5750
Corrélation de RIAZI-DAUBERT II	0,8242	0,8456	0,8298	0,8537	0,8377	0,7212	0,8440	0,8307	0,8550	0,8404
Ecart (%)	0,062	0,0697	0,0585	0,0680	0,0684	0,0616	0,0677	0,0627	0,0690	0,0580
Corrélation de RIAZI-DAUBERT III	0,8247	0,8464	0,8313	0,8542	0,8381	0,8216	0,8445	0,8312	0,8556	0,8409
Ecart (%)	0,1154	0,1224	0,1204	0,1290	0,1272	0,1127	0,1207	0,12116	0,1302	0,1177

Chapitre 4 : Partie expérimentale

Nous remarquons que les corrélations présentent des écarts très faibles par rapport aux résultats expérimentaux. La corrélation de RIAZI-DAUBERT II donne le plus faible écart.

4.3.2 Masse moléculaire des fractions pétrolières

a. Corrélation de RIAZI-DAUBERT ^[10]^[11]

Cette corrélation fait appel à la connaissance de la température d'ébullition et de la specific gravity :

$$M = 4,5673 \times 10^{-5} \times Teb^{2,1962} \times SpGr^{-1,0164}$$

Avec :

Teb : exprimée en [°R].

SpGr: specific gravity à 60/60°F.

Cette équation est valable pour $100^{\circ}F < Teb < 850^{\circ}C$.

b. Corrélation d'ASPEN ^[13]^[14]

Cette corrélation ne fait intervenir que la température d'ébullition.

Modèle 1 :

$$M = \text{Exp}(0,001423 \times Teb + 3,6444)$$

Teb : est exprimée en °R.

Modèle 2 :

$$\begin{aligned} M = & -48,16 + 0.1366.Teb + 0.6705.10^{-3}.Teb^2.0.482.10^{-2}.^{\circ}API.Teb \\ & - 0.4906.10^{-6}.Teb^3 - 0.7548.10.^{\circ}API.Teb^2 - 0.4252.10^{-4}.Teb \\ & + 0.8078.10^7.^{\circ}API^2.Teb^2 \end{aligned}$$

c. Corrélation de KUPPU-BARDON ^[17]

Ces auteurs proposent de relier la masse molaire au facteur de caractérisation et à la température d'ébullition selon la forme suivante :

$$M = \left(\frac{Teb}{A} \right)^B$$

Chapitre 4 : Partie expérimentale

Avec :

$$A = 22,31 + 1,68 \times Kuop$$

$$B = 1,27 + 0,071 \times Kuop$$

T_{eb} : température d'ébullition en °K

Kuop : le facteur de caractérisation de Watson, Nelson et Murphy

d. Corrélation de WINN ^[18]

$$M = 5,805 * 10^{-5} \frac{Teb^{2,3776}}{SpGr}$$

Teb : exprimée en °R.

e. Corrélation de WITSON-RAIZI

$$M = \left(\frac{Kuop * SpGr^{0.84573}}{4,5579} \right)^{6,58848}$$

SpGr: specific Gravity à 60/60°F

f. Corrélation de HERSCH

$$\log M = 0.001979 * Teb + 1.9394 + \log(2.15 - d_4^{20})$$

Teb exprimé en °C

g. Corrélation de HUANG

Pour M > 200

$$M = 6,8654 * 10^{-6} * Teb^{2,7356} * I^{2,7356} * I^{-2,51} * d_4^{20}$$

Teb exprimé en °R

h. Corrélation de SIM-DAUBERT ^[19]

$$M = 5,805 * 10^{-5} \frac{Teb^{2,3776}}{SpGr^{0.9371}}$$

Teb exprimé en K

i. Corrélation PEDERSON-AL

$$M = \left(\frac{Kuop}{4,5579} \right)^{6,588} * SpGr^{5,527}$$

j. Corrélation de PENN-STATE

$$M = 1,435 * 10^{-5} \frac{Teb^{2,3776}}{SpGr^{0,9371}}$$

k. Corrélation de GRAY-WILSON ^[12]

$$M = \exp(-8,7409 + 2,2022 * \ln(Teb) - 0,98 * \ln SpGr)$$

Teb exprimé en K

Tableau 4.7: Comparaison des résultats expérimentaux et calculés de la masse molaire de gasoil

	Gasoil 1		Gasoil 2		Gasoil 3	Gasoil 4		Gasoil 5		
RE	222	272,5	213,6	265	232	218,2	260	215	273	249
Corrélation de RIAZI-DAUBERT	215,03	257,84	205,62	249,83	226,32	215,37	253,27	214,98	252,12	229,14
Ecart (%)	3,138	5,3793	3,7363	5,7259	2,4482	1,2974	2,5894	0,0054	7,6528	7,9778
Corrélation de ASPN	158,38	183,13	155,16	180,24	166,22	158,78	180,52	159,79	181,61	167,97
Ecart (%)	28,380	32,797	27,357	31,985	28,353	27,234	30,567	25,676	33,474	32,54
Corrélation de KUPPU-BARDON	236,54	291,10	224,69	280,69	250,74	236,98	285,45	236,44	283,63	254,29
Ecart (%)	6,548	6,936	5,195	5,922	8,077	8,606	9,789	9,971	3,892	2,127
Corrélation de WINN	216,75	259,60	207,20	251,43	227,96	217,12	255,01	216,62	253,70	230,76
Ecart (%)	2,365	4,735	2,997	5,122	1,741	0,494	1,917	0,757	7,068	7,324
Corrélation de WITSIN-RAIZI	215,02	257,82	205,60	279,80	226,30	215,35	253,24	214,96	251,08	229,11
Ecart (%)	3,146	5,387	3,744	5,734	2,456	1,306	2,598	0,014	7,661	7,986
Corrélation de HERSCH	217,65	275,23	207,20	264,79	233,09	217,40	268,90	218,46	269,08	236,92
Ecart (%)	1,958	1,002	2,994	0,078	0,173	0,365	3,424	1,609	1,435	4,847
Corrélation de SIM-DAUBERT	233,07	284,89	222,29	275,72	246,99	233,33	279,32	233,32	278,52	250,45
Ecart (%)	4,989	4,548	4,070	4,046	6,463	6,934	7,432	8,521	2,024	0,583
Corrélation de PEDERSON-AL	216,74	259,59	207,19	251,42	227,96	217,12	255,01	216,62	253,70	230,76
ECART (%)	2,365	4,735	2,997	5,122	1,740	0,493	1,916	0,757	7,068	7,323
Corrélation de PENN-STARE	233,06	284,88	222,28	275,71	246,98	233,32	279,31	233,31	278,51	250,44

	Gasoil 1		Gasoil 2		Gasoil 3	Gasoil 4		Gasoil 5		
Ecart (%)	4,986	4,544	4,066	4,043	6,459	6,931	7,428	8,517	2,020	0,580
Corrélation GRAY-WILSON	213,59	256,49	204,26	248,58	224,97	213,89	251,91	213,61	250,88	227,80
Ecart(%)	3.78	5.87	4.36	6.19	3,02	1,97	1,11	0,64	8,10	8,51

D'après les résultats, qui ont été exécutés (dirigés) par la comparaison des écarts obtenus à partir des valeurs expérimentales des masses moléculaires, on dit que la corrélation de HERSCH est la plus fiable (E%=1,958) par rapport à la corrélation de ASPN qui a l'écart le plus grand (E%=28,380)

4.3.3 Indice de réfraction

a. Corrélation de LIPKIN-MARTIN

$$n_D^{20} = \frac{69,878 \cdot d_4^{20} - 0,4044 \cdot A \cdot d_4^{20} - 0,597 \cdot A + 136,566}{5,543 \cdot d_4^{20} - 0,746 \cdot A + 126,683}$$

Avec :

$$A = 55,3 + \frac{3516}{M + 12}$$

d_4^{20} : Densité à 20°C (g/cm³).

M : masse molaire (g/mol).

b. Corrélation RIAZI-DAUBERT ^[24]

$$I = 1.2419 * 10^{-2} [\exp(7.272 * 10^{-4} * M + 3.3223 * SpGr - 8.867 * 10^{-4} M * SpGr)] * M^{0.0006438} * SpGr^{-1.6117}$$

Donc on définit l'indice de réfraction comme suit :

$$n_D^{20} = \left[\frac{2I + 1}{1 - I} \right]^{\frac{1}{2}}$$

c. Corrélation en fonction du facteur de caractérisation de HUANG

En effet le calcul de I nous permet d'atteindre l'indice de réfraction par la relation :

$$n = \sqrt{2} * I + \frac{I}{I} - I$$

- **Corrélation de Huang**

Pour $M < 200$

$$I = 3,583 * 10^{-3} Teb^{1,01477} * \left(\frac{M}{d_4^{20}}\right)^{-0.478}$$

Pour $M > 200$

$$I = 1,4 * 10^{-3} * Teb^{1,09} * \left(\frac{M}{d_4^{20}}\right)^{-0.3984}$$

Avec Teb exprimée en K

- **Corrélation de RAIZI-DAUBERT**

$$I = 0,3824 * Teb^{-0,02269} * SpGr^{0,9182}$$

Teb exprimée en °R

Tableau 4.8 : Comparaison des résultats expérimentaux et calculés de l'indice de réfraction de gasoil

	Gasoil 1		Gasoil 2		Gasoil 3	Gasoil 4		Gasoil 5		
RE	1,4608	1,4722	1,4648	1,4792	1,468	1,4599	1,4707	1,4644	1,4775	1,4696
corrélation de LIPKIN-MARTIN	1,6336	1,6331	1,6380	1,6374	1,6369	1,6333	1,6343	1,6380	1,6368	1,6347
Ecart (%)	11,835	10,932	11,827	10,700	11,509	11,882	11,126	11,858	10,784	11,238
Corrélation de RAIZI-DAUBERT	1,457	1,471	1,460	1,476	1,465	1,455	1,470	1,461	1,477	1,467
Ecart (%)	0,23	0,05	0,27	0,18	0,14	0,30	0,04	0,20	0,01	0,12

Corrélation de RAIZI-DAUBERT est la corrélation la plus fiable par rapport à la corrélation de LIPKIN-MARTIN.

4.3.4 Pouvoir calorifique supérieur PCS

De nombreuses formules existent, mais nous ne citerons que celles qui donnent des résultats très proches de ceux que l'on obtient par essai à la bombe

Chapitre 4 : Partie expérimentale

a. Corrélation de MERGHACHE et CHITOUR

La corrélation empirique proposée fait appel à une grandeur accessible expérimentalement :

$$PCS = -354,75 + 187,854 * T_{mav} - 1,10893 * T_{mav}^2 + 0,0028094 * T_{mav}^3 - 2,59881 * 10^{-6} T_{mav}^4$$

T_{mav} : la température pondérée

b. Corrélation de CRAIGO

La corrélation de CRAIGO est basée sur la masse volumique (m),

$$PCS = 12400 - 2200 m^2$$

m : la masse volumique

c. Corrélation de SHERMANN

Elle est identique à la corrélation de CRAIGO mais elle est basée sur la densité de Baumé API au lieu de la masse volumique :

$$PCS = 5 / 9 [18000 + (40 B - 10)]$$

B : la densité de Baumé API.

Tableau 4.9 : Comparaison des résultats expérimentaux et calculés de PCS de gasoil

	Gasoil 1		Gasoil 2		Gasoil 3	Gasoil 4		Gasoil 5		
R.E	11074,8	11035,0	11014,1	10954,7	11033,9	11108,4	11037,4	10999	10929,7	10974,0
C.de Mergha- che et Chitour	11001,0	11015,8	11007,4	11016,4	11001,3	11001,2	11016,5	11000	11016,5	11003,0
Ecart (%)	3,13	5,379	3,736	5,725	2,448	1,297	2,589	0,005	7,652	7,9778
C. de CRAIGO	10894,2	10814,6	10873,8	10785,7	10845,0	10905,1	10821,7	10870	10780,4	10835,0
Ecart (%)	1,63	2,00	1,27	1,54	1,71	1,82	1,95	1,16	1,36	1,26
C. de Sheman	10870	10772, 2	10843, 3	10738, 8	10810	10883, 3	10781,1	10838	10734	10796,6
Ecart (%)	1,84	2,38	1,55	1,97	2,02	2,02	2,32	90,23	1,78	1,61

Corrélation de CARGIO est la corrélation la plus satisfaite par rapport à les autres corrélations

4.3.5 Viscosité cinématique

a. Corrélation de Beg-Amin-Hussein

Elle nécessite la connaissance de la densité API et de la température d'ébullition :^[6]

$$V = A e^{\left(\frac{B}{T}\right)}$$

Avec :

$$A = -0,0339 \times API^{0,189} + 0,241 \times (T_{eb}/B)$$

$$B = \exp(5,471 + 0,00342 \times T_{eb})$$

T : Température en kelvin.

V : viscosité cinématique en cSt.

T_{eb} : température d'ébullition à 50%vol, en kelvin.

b. Corrélation de BEAL

$$v = 0.32 + \left(\frac{1.8 \times 10^7}{API^{4.53}} \right) \times \left(\frac{360}{T_{eb} + 200} \right)^X$$

$$X = 10^{\left(0.43 + \frac{8.33}{API}\right)}$$

T : Température en °F.

v : Viscosité cinématique en cSt.

Tableau 4.10 : Comparaison des résultats expérimentaux et calculés de la viscosité de gasoil

	Gasoil 1		Gasoil 2		Gasoil 3	Gasoil 4		Gasoil 5		
R.E	3,311	8,480	—	—	4,449	3,427	8,852	3,382	8,478	4,998
Corrélation de Beg-Amin-Hussein	2.60	4.83	2.38	4.74	3.1	2.49	4,74	2,56	4,84	2,39
Ecart (%)	21,2	42.96	—	—	30,25	27,24	46,38	24,25	42,9	31,9
Corrélation de BEAL	2,68	4,57	3,07	5,62	3,68	2,51	4,34	3,14	5,78	3,96
Ecart (%)	18.8	46,03	—	—	17,25	26,5	50,9	6,8	31,7	20,6

Chapitre 4 : Partie expérimentale

Nous remarquons que les écarts des deux corrélations sont grands. Et par comparaison des résultats, nous trouvons que les résultats des corrélations sont lions des résultats expérimentaux. Il est possible de dire donc que les deux corrélations ne soient pas fiables à utiliser.

4.3.6 Facteur de caractérisation KUOP

a. Corrélation de Watson et Nelson

Nelson, Watson et Murphy de la société UOP (Universal Oil Products) ont proposé la formule suivante :^[10]

$$Kuop = \frac{T_{eb}^{\frac{1}{3}}}{SpGr}$$

T_{eb} : Température d'ébullition en °R

$SpGr$: Specific gravity à 60/60°F

b. Corrélation de WHITSON ^[7]

$$Kuop = 4.5579 * M^{0.5458} * SpGr^{-0.8573}$$

M : la masse moléculaire g/mol

SpGr : specific gravity

Tableau 4.11: Comparaison des résultats expérimentaux et calculés du KUOP de gasoil

	Gasoil 1		Gasoil 2		Gasoil 3	Gasoil 4		Gasoil 5		
R.E	12,08	12,15	11,93	12	12,01	12,12	12,14	12	12	12
Corrélation de Watson et Nelson	12,081	12,151	11,931	12,001	12,011	12,011	12,121	12,141	12,001	12,001
Ecart (%)	0,001	0,009	0,011	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Corrélation de	12,14	12,25	12	12,1	12,05	12,14	12,18	12	12,14	12,15
Ecart (%)	0,49	0,85	0,59	0,91	0,38	0,21	0,41	0,01	1,22	1,28

L'étude corrélative est satisfaite pour les deux corrélations.

4.3.7 Point d'éclair

a. Corrélation de RIAZI-DAUBERT ^[9]

$$T_f = -124.72 + 0.70704 \times T_{(10\%ASTM)}$$

$T_{(10\%ASTM)}$: Température moyenne de l'intervalle de distillation entre les points 0 et 10% ASTM en °F

b. Corrélation de NELSON ^[24]

$$T_f = 0.64 \times T_{(10\%ASTM)} - 100$$

$T_{(10\%ASTM)}$: Température moyenne de l'intervalle de distillation entre les points 0 et 10% ASTM en °F

Tableau 4.12 : Comparaison des résultats expérimentaux et calculés du point d'éclair de gasoil

	Gasoil 1		Gasoil 2		Gasoil 3	Gasoil 4		Gasoil 5		
RE	146	202	124	166	126	138	192	—	—	—
Corrélation de RIAZI-DAUBERT	114,88	158,88	106,60	153,43	118,84	112,75	158,66	114,45	153,57	120,89
Ecart (%)	21,31	21,34	14,02	7,57	5,68	18,29	17,36	—	—	—
Corrélation de NELSON	109,37	149,18	101,88	144,25	112,95	107,45	148,98	108,98	144,38	114,81
Ecart (%)	25,08	26,14	17,83	13,10	10,35	22,13	22,40	—	—	—

Nous remarquons que les écarts des deux corrélations sont grands et par comparaison des résultats, nous trouvons que les résultats des corrélations sont loin des résultats expérimentaux. Il est possible de dire donc que les deux corrélations ne sont pas fiables à utiliser.

4.3.8 Point de congélation

Le calcul du point d'écoulement se fait à partir de la corrélation du point de congélation. ^[13]

$$T_{cg} = 234.8 \times SpGr \times M^{(0.61235-0.479575SpGr)} \times \vartheta_{37.38^\circ C}^{(0.310331-0.32834SpGr)}$$

T_{cg} : Point de congélation de la fraction pétrolière en °R

$\vartheta_{37.38^\circ C}$: Viscosité cinématique à 37.38°C en cSt

M : Masse molaire en g/mol

4.3.9 Indice de cétane

a. Corrélation d'éthyle

$$CCI = 454,74 - 1641,416\rho + 777,74\rho^2 - 0,554(T_{50}) + 97,083(\log T_{50})^2$$

CCI : indice de cétane calculé

ρ : La masse volumique à 15°C

T_{50} : 50% En volume distillé (ASTM D86). En °C

b. Corrélation de NVFEL

Il y a également cette corrélation qui a été proposée par National Vehicle and Fuel Emissions Laboratoire (NVFEL).

$$CCI = -420.34 + 0.016G^2 + 0.192G\log M + 65.01(\log M)^2 - 0.0001809M^2$$

M : Température (°F) correspondant à 50% distillée selon la méthode ASTM D86

G : Degré API à 60°F

c. Corrélation de 3 températures repères

$$CCI = 45.2 * 0.0892 * T_{10N} + (0.131 + 0.901B) + T_{50N}(0.0523 - 0.420B) + T_{90N} + 0.00049 * (T_{10N}^2 - T_{90N}^2) + 107B + 60B^2$$

CCI : indice de cétane calculé

ρ : Masse volumique à 15°C en kg/dm³.

$$B = \exp(-3.5 * (\rho - 0.85)) - 1$$

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

T_{10} : température en °C correspondant à 10% distillés

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

T_{50} : température en °C correspondant à 50% distillés

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

Chapitre 4 : Partie expérimentale

T₉₀ : température en °C correspondant à 90% distillée

Tableau 4.13 : Comparaison des résultats expérimentaux et calculés de l'indice de cétane de gasoil

	Gasoil 1		Gasoil 2		Gasoil 3	Gasoil 4		Gasoil 5		
RE	57,27	57,62	52,78	54,43	59,4	57,63	58,18	55,28	60,28	57,5
Corrélation d'éthyle	55,024	55,199	50,634	52,087	52,617	55,387	55,754	51,828	51,805	52,970
Ecart (%)	3,921	4,201	4,065	4,302	11,41	3,891	4,169	7,116	14,058	7,877
Corrélation de NVFEL	57,04	55,83	52,49	52,97	54,46	57,41	56,47	53,60	52,75	54,59
Ecart (%)	0,39	3,09	0,53	2,66	8,31	0,37	2,93	3,83	12,48	5,05
Corrélation de 3 températures	64,085	73,606	56,732	66,668	61,048	64,170	74,525	59,186	66,395	61,783
Ecart (%)	11,90	27,74	7,48	22,48	2,77	11,34	28,09	6,06	10,14	7,44

La corrélation la plus fiable est la corrélation de NVFEL (E= 0,39) comparèrent aux autres corrélations.

Conclusion générale

Les différentes analyses effectuées au niveau de laboratoire ont pour but de contrôler la qualité du gasoil. Ces analyses permettent la caractérisation du gasoil dont les valeurs sont mentionnées sur une fiche technique qui est importante et exigée par le client.

D'après les résultats expérimentaux de cinq gasoils, on a constaté que ces gasoils appartiennent aux hydrocarbures mixtes ou cyclés.

On a constaté aussi que les chaines sont équivalentes selon la valeur de Kuop. De plus ces gasoils ont un indice de cétane élevé. Ils sont aussi caractérisés par l'absence des eaux ainsi qu'une faible teneur en soufre, ce qui fait minimiser et réduire tout risque de corrosion des installations dans les raffineries, lors du transport et du stockage.

Dans le but de vérifier nos analyses expérimentales, nous avons exploité les performances des méthodes numériques de calcul déjà élaborées pour comparer leurs résultats avec l'expérience. La corrélation qui donne les résultats les plus proches à ceux déterminés par expérience a été retenue pour la détermination de ces diverses propriétés pour les fractions pétrolières appartenant à ce domaine.

Référence bibliographique

- [1] J.P. WUITHIER, le pétrole, Raffinage et génie chimique, Tome 1, 1972 édition Technip.
- [2] J.C GUIBET, Carburants et moteurs Tome 1, 1997 Edition Technip.
- [3] J.G.SPEICHT, The chemistry and Technology of petroleum. Fifth Edition, CRC Press
Taylor & Francis Group, 2014
- [4] J.P FAVENNEC, Le raffinage du pétrole, Exploitation et gestion de la raffinerie, 1998
Edition Technip.
- [5] J.P WAUQUIER, Le raffinage du pétrole Tome 1, 1994 Edition Technip.
- [6] S.A.Beg, M.B. Amin and I. Hussain, Generalized Kinematic Viscosity-Temperature
Correlation for Undefined Petroleum Fractions, The Chemical Engineering Journal, 38, 123-
136, 1987
- [7] Beal, C, The viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oils and its Associated Gases at
Oil Field Temperatures and Pressures, Trans. AIME, 165:94-112 (1946)
- [8] HAMMADOU SOUAD, Désulfuration oxydative du gasoil catalysée par des complexes à
base de vanadium et des liquides ioniques, Thèse de doctorat, Faculté des hydrocarbures et de
la chimie UMBB, 2018
- [9] S.E.CHITOUR: Séminaire ENP/CRD-SH/ Les corrélations sur les propriétés physiques et
les Fluides pétroliers, 2000
- [10] M.R. Riazi et T.E.Daubert : Molecularweight of heavy oil fractions estimated from
viscosity, oil and gas journal, 110-112.
- [11] M.R. Riazi et T.E.Daubert: Hydrocarbon processing – P.P-115-116, March, 1980
- [12] S.E. Chitour : Séminaire ENP/CRD-SH/ Les corrélations sur les propriétés physiques et
les Fluides pétroliers, 2000.
- [13] Aspen: Projet réalisé par des chercheurs, Massachusset – Institute of technology. Mit,
Boston, 1977.
- [14] Méthodes d'essais des produits pétroliers éditions AFNOR(1974).

Références bibliographiques

- [15] KNOTHE, Gerhard, SHARP, Christopher A., et RYAN, Thomas W. Exhaust emissions of biodiesel, petrodiesel, neat methyl esters, and alkanes in a new technology engine. *Energy and Fuels*, 2006, vol. 20, no 1, p. 403-408.
- [16] KRKOŠOVÁ, Ž. KUBINEC, R., ADDOVÁ, G., et al. Gas chromatographic-mass spectrometric characterization of monomethylalkanes from fuel diesel, *Petroleum and Coal*, 2007, vol. 49, no 3, p. 51- 62.
- [17] M.R. RIAZI et T.E DUABERT: Molecular weight of heavy oil fractions estimated from viscosity, *oil and gas journal*, 110-112
- [18] V. Tranvphant, manuel pratique de chromatographie en phase gazeuse, éditions Masson, paris 2004.
- [19] N. Skander, contribution à la détermination des propriétés physiques des mélanges d'hydrocarbures et des fractions pétrolières par méthodes de contribution de groupes. Thèse de doctorat 2004.
- [20] LOMBAERT, Karine. Composition et évolution des espèces particulières émises à l'échappement d'un moteur diesel en fonction des paramètres moteur et de la nature du carburant. 2002. Thèse de doctorat. Université-Paris V.
- [21] Emission de particules et de NOx par les véhicules routiers, pdf sur ademe. fr, Ademe, juin 2014.
- [22] Les gaz d'échappement des moteurs Diesel cancérogènes, pdf sur larc. fr, Centre international de recherche sur les cancers (CIRC), 12 juin 2012.
- [23] O. Mathieu, Etude cinétique de la formation des particules de suie dans les conditions de fonctionnement des moteurs automobiles (thèse de doctorat), Orléans, 2006.
- [24] S.E.Chitour : « Raffinage » : Les propriétés physiques des hydrocarbures et des fractions pétrolières –tom 1- édition, OPU, 1999.

Annexes

Tableau A.1: Données de la distillation TBP du pétrole 2

N° Fracti ons	T en °C à 760 mm Hg	% Poids	% Poids cumulés	Masse volumique à 20 °C, g/cm ³	Masse volumique à 15 °C, g/cm ³	% Volume	% Volumés cumulés	Indice de réfraction à 20°C	KUOP
Légers	<15	2,1	2,1	(a)	(a)	2,8	2,8	-	-
C ₅	15 - 65	5,7	7,8	0,6351	0,6399	7,2	10,0	-	-
1	65 - 70	1,1	8,9	0,6717	0,6764	1,3	11,3	1,3634	12,55
2	70 - 75	0,7	9,6	0,6802	0,6849	0,8	12,1	1,3809	12,45
3	75 - 80	1,0	10,6	0,6864	0,6910	1,2	13,3	1,3843	12,40
4	80 - 85	1,5	12,1	0,6959	0,7005	1,8	15,1	1,3882	12,29
5	85 - 90	1,3	13,4	0,7046	0,7092	1,5	16,6	1,3917	12,20
6	90 - 95	1,7	15,1	0,7124	0,7169	1,9	18,5	1,3966	12,12
7	95 - 100	1,2	16,3	0,7207	0,7252	1,3	19,8	1,4007	12,04
8	100 - 105	1,3	17,6	0,7234	0,7279	1,4	21,2	1,4043	12,05
9	105 - 110	0,3	17,9	0,7261	0,7306	0,3	21,5	1,4056	12,06
10	110 - 115	1,5	19,4	0,7288	0,7333	1,6	23,1	1,4070	12,06
11	115 - 120	1,6	21,0	0,7310	0,7355	1,7	24,8	1,4083	12,08
12	120 - 125	1,9	22,9	0,7379	0,7424	2,1	26,9	1,4097	12,02
13	125 - 130	1,0	23,9	0,7461	0,7505	1,1	28,0	1,4137	11,94
14	130 - 135	1,4	25,3	0,7489	0,7533	1,5	29,5	1,4184	11,94
15	135 - 140	1,1	26,4	0,7505	0,7549	1,2	30,7	1,4200	11,97
16	140 - 145	1,2	27,6	0,7515	0,7559	1,3	32,0	1,4208	12,00
17	145 - 150	1,3	28,9	0,7560	0,7604	1,4	33,4	1,4212	11,98
18	150 - 155	1,4	30,3	0,7618	0,7662	1,5	34,9	1,4236	11,93
19	155 - 160	1,2	31,5	0,7683	0,7726	1,2	36,1	1,4270	11,88
20	160 - 165	1,3	32,8	0,7724	0,7765	1,3	37,4	1,4308	11,86
21	165 - 170	1,2	34,0	0,7745	0,7785	1,2	38,6	1,4330	11,88
22	170 - 175	1,6	35,6	0,7767	0,7807	1,6	40,2	1,4348	11,89
23	175 - 180	1,2	36,8	0,7788	0,7827	1,2	41,4	1,4356	11,90
24	180 - 185	0,7	37,5	0,7820	0,7858	0,7	42,1	1,4364	11,90
25	185 - 190	1,1	38,6	0,7826	0,7863	1,1	43,2	1,4379	11,94
26	190 - 195	1,3	39,9	0,7837	0,7874	1,3	44,5	1,4383	11,96
27	195 - 200	1,2	41,1	0,7910	0,7947	1,2	45,7	1,4390	11,90
28	200 - 205	1,0	42,1	0,7963	0,7999	1,0	46,7	1,4429	11,86
29	205 - 210	0,8	42,9	0,8006	0,8042	0,8	47,5	1,4456	11,84
30	210 - 215	1,3	44,2	0,8049	0,8085	1,3	48,8	1,4476	11,82
31	215 - 220	1,0	45,2	0,8092	0,8128	1,0	49,8	1,4497	11,79
32	220 - 230	1,7	46,9	0,8135	0,8170	1,7	51,5	1,4517	11,79
34	230 - 240	3,2	50,1	0,8169	0,8204	3,1	54,6	1,4537	11,82
35	240 - 250	1,7	51,8	0,8202	0,8237	1,7	56,3	1,4567	11,85
36	250 - 260	2,2	54,0	0,8226	0,8261	2,1	58,4	1,4597	11,89
37	260 - 270	2,4	56,4	0,8272	0,8307	2,3	60,7	1,4608	11,90
38	270 - 280	1,5	57,9	0,8370	0,8405	1,4	62,1	1,4635	11,83
39	280 - 290	1,7	59,6	0,8372	0,8407	1,6	63,7	1,4649	11,90
40	290 - 300	1,7	61,3	0,8390	0,8424	1,6	65,3	1,4662	11,95
41	300 - 310	2,0	63,3	0,8407	0,8441	1,9	67,2	1,4676	11,99
42	310 - 320	1,8	65,1	0,8425	0,8459	1,7	68,9	1,4677	12,04
43	320 - 330	1,6	66,7	0,8482	0,8516	1,5	70,4	1,4705	12,02
44	330 - 340	1,9	68,6	0,8547	0,8581	1,8	72,2	1,4739	12,00
45	340 - 350	1,6	70,2	0,8616	0,8650	1,5	73,7	1,4779	11,97
46	350 - 360	1,6	71,8	0,8620	0,8654	1,5	75,2	1,4824	12,03
47	360 - 370	1,4	73,2	0,8662	0,8696	1,3	76,5	1,4824	12,03
48	370 - 380	1,4	74,6	0,8671	0,8705	1,3	77,8	1,4849	12,08
Résidu	380+	25,	100,0	0,9124	0,9124	22,2	100,0	1,4850	-

Tableau A.2: Données de la Distillation TBP du Pétrole 3

N° Fractions	T en °C à 760 mm Hg	% Poids	% Poids cumulé	Masse volumique à 20 °C, g/cm ³	Masse volumique à 15 °C, g/cm ³	% Volume	% Volume cumulé	Indice de réfraction à 20°C	KUOP
Légers C ₅	<12,7	3,8	3,8	-	0,5756	5,2	5,2	-	-
1	12,7 - 65	7,9	11,7	0,6449	0,6498	9,7	14,9	1,3670	-
2	65 - 70	0,7	12,4	0,6910	0,6957	0,7	15,6	1,3891	12,20
3	70 - 75	0,2	12,6	0,7054	0,7101	0,2	15,8	1,3954	12,01
4	75 - 80	0,5	13,1	0,7091	0,7137	0,5	16,3	1,3970	12,01
5	80 - 85	0,9	14,0	0,7098	0,7144	1,0	17,3	1,3976	12,05
6	85 - 90	0,9	14,9	0,7117	0,7163	1,0	18,3	1,3986	12,08
7	90 - 95	2,4	17,3	0,7194	0,7240	2,7	21,0	1,4029	12,00
8	95 - 100	1,4	18,7	0,7278	0,7324	1,5	22,5	1,4072	11,92
9	100 - 105	1,0	19,7	0,7301	0,7347	1,1	23,6	1,4086	11,94
10	105 - 110	0,8	20,5	0,7302	0,7348	0,9	24,5	1,4088	11,99
11	110 - 115	1,1	21,6	0,7304	0,7350	1,2	25,7	1,4091	12,04
12	115 - 120	1,4	23,0	0,7334	0,7380	1,5	27,2	1,4113	12,04
13	120 - 125	1,3	24,3	0,7379	0,7424	1,4	28,6	1,4148	12,02
14	125 - 130	1,0	25,3	0,7383	0,7428	1,0	29,6	1,4198	12,06
15	130 - 135	1,3	26,6	0,7513	0,7558	1,3	30,9	1,4217	11,90
16	135 - 140	1,3	27,9	0,7527	0,7572	1,4	32,3	1,4222	11,93
17	140 - 145	0,9	28,8	0,7542	0,7587	1,0	33,3	1,4236	11,95
18	145 - 150	1,1	29,9	0,7585	0,7630	1,2	34,5	1,4254	11,93
19	150 - 155	1,2	31,1	0,7639	0,7684	1,2	35,7	1,4285	11,90
20	155 - 160	1,2	32,3	0,7677	0,7721	1,2	36,9	1,4307	11,89
21	160 - 165	1,2	33,5	0,7702	0,7745	1,2	38,1	1,4322	11,90
22	165 - 170	0,8	34,3	0,7727	0,7769	0,8	38,9	1,4336	11,90
23	170 - 175	1,2	35,5	0,7739	0,7781	1,2	40,1	1,4340	11,93
24	175 - 180	1,1	36,6	0,7766	0,7807	1,1	41,2	1,4354	11,93
25	180 - 185	1,2	37,8	0,7788	0,7828	1,2	42,4	1,4365	11,95
26	185 - 190	1,1	38,9	0,7816	0,7855	1,1	43,5	1,4379	11,95
27	190 - 195	0,9	39,8	0,7855	0,7893	1,0	44,5	1,4399	11,93
28	195 - 200	1,0	40,8	0,7881	0,7919	1,0	45,5	1,4411	11,94
29	200 - 210	2,1	42,9	0,7905	0,7943	2,1	47,6	1,4422	11,96
30	210 - 220	1,1	44,0	0,8002	0,8039	1,1	48,7	1,4467	11,90
31	220 - 230	1,4	45,4	0,8026	0,8063	1,4	50,1	1,4489	11,95
32	230 - 240	2,3	47,7	0,8066	0,8103	2,2	52,3	1,4511	11,97
33	240 - 250	2,3	50,0	0,8128	0,8165	2,2	54,5	1,4550	11,95
34	250 - 260	1,7	51,7	0,8181	0,8217	1,7	56,2	1,4580	11,96
35	260 - 270	1,9	53,6	0,8228	0,8264	1,9	58,1	1,4608	11,96
36	270 - 280	1,8	55,4	0,8276	0,8312	1,8	59,9	1,4633	11,97
37	280 - 290	1,7	57,1	0,8320	0,8356	1,6	61,5	1,4652	11,97
38	290 - 300	1,4	58,5	0,8328	0,8364	1,4	62,9	1,4655	12,03
39	300 - 310	2,3	60,8	0,8339	0,8375	2,2	65,1	1,4660	12,09
40	310 - 320	1,6	62,4	0,8381	0,8416	1,5	66,6	1,4681	12,10
41	320 - 330	1,6	64,0	0,8438	0,8473	1,5	68,1	1,4713	12,08
42	330 - 340	1,7	65,7	0,8491	0,8526	1,6	69,7	1,4742	12,08
43	340 - 350	1,7	67,4	0,8533	0,8568	1,6	71,3	1,4768	12,08
44	350 - 360	1,0	68,4	0,8552	0,8587	0,9	72,2	1,4780	12,12
45	360 - 370	1,1	69,5	0,8572	0,8607	1,0	73,2	1,4791	12,16
46	370 - 380	2,1	71,6	0,8596	0,8631	1,9	75,1	1,4800	12,19
Résidu	380+	28,4	100,0	-	0,9126	24,9	100,0	-	-

Tableau A.3: Composition de la coupe C₅ issue de la Distillation TBP du Pétrole

Constituants	% Massique	% Volumique
Propane	0,1	0,2
iso-Butane	0,5	0,7
n-Butane	3,0	4,1
iso-Pentane	0,1	0,1
n-Pentane	0,1	0,1
Total	3,8	5,2

Tableau A.4: donnée de distillation TBP de pétrole 4

N° Fractions	Température en °C	% Poids	% Poids cumulés	*Masse volumique à 20 °C	*Masse volumique à 15 °C	% Vol	% Vol cumulés	Indice de réfraction à 20°C	KUOP
Légers C ₅	<15	1,2	1,2	(^a)	(^a)	1,6	1,6	-	-
1	15 - 65	3,8	5,0	0,6464	0,6513	4,8	6,4	1,3682	12,67
2	65 - 70	0,8	5,8	0,6752	0,6800	0,9	7,3	1,3816	12,48
3	70 - 75	0,7	6,5	0,6847	0,6894	0,8	8,1	1,3858	12,37
4	75 - 80	0,5	7,0	0,6925	0,6972	0,6	8,7	1,3897	12,29
5	80 - 85	0,6	7,6	0,6985	0,7032	0,7	9,4	1,3927	12,24
6	85 - 90	1,0	8,6	0,7036	0,7083	1,1	10,5	1,3954	12,21
7	90 - 95	1,2	9,8	0,7119	0,7165	1,3	11,8	1,3997	12,13
8	95 - 100	1,3	11,1	0,7202	0,7248	1,4	13,2	1,4041	12,04
9	100 - 105	1,2	12,3	0,7243	0,7289	1,3	14,5	1,4062	12,03
10	105 - 110	1,1	13,4	0,7268	0,7314	1,2	15,7	1,4076	12,04
11	110 - 115	1,4	14,8	0,7287	0,7333	1,6	17,3	1,4088	12,06
12	115 - 120	1,0	15,8	0,7323	0,7369	1,1	18,4	1,4107	12,06
13	120 - 125	0,9	16,7	0,7359	0,7405	1,0	19,4	1,4133	12,05
14	125 - 130	1,6	18,3	0,743	0,7475	1,8	21,2	1,4175	11,99
15	130 - 135	1,2	19,5	0,7477	0,7522	1,3	22,5	1,4201	11,96
16	135 - 140	1,6	21,1	0,7503	0,7548	1,8	24,3	1,4215	11,97
17	140 - 145	1,4	22,5	0,7533	0,7578	1,5	25,8	1,4230	11,97
18	145 - 150	0,9	23,4	0,7564	0,7609	1,0	26,8	1,4247	11,97
19	150 - 155	1,5	24,9	0,7608	0,7653	1,6	28,4	1,4273	11,95
20	155 - 160	1,5	26,4	0,7644	0,7689	1,6	30,0	1,4293	11,94
21	160 - 165	1,2	27,6	0,7669	0,7713	1,3	31,3	1,4306	11,94
22	165 - 170	1,6	29,2	0,7691	0,7734	1,7	33,0	1,4318	11,96
23	170 - 175	1,2	30,4	0,7714	0,7757	1,2	34,2	1,4329	11,97
24	175 - 180	1,1	31,5	0,7735	0,7777	1,1	35,3	1,4339	11,98
25	180 - 185	1,0	32,5	0,7753	0,7794	1,0	36,3	1,4347	12,00
26	185 - 190	1,1	33,6	0,7774	0,7814	1,1	37,4	1,4357	12,01
27	190 - 195	1,1	34,7	0,7797	0,7836	1,1	38,5	1,4368	12,02
28	195 - 200	1,4	36,1	0,7821	0,7860	1,4	39,9	1,4380	12,03
29	200 - 205	1,3	37,4	0,7843	0,7881	1,3	41,2	1,4391	12,04
30	205 - 210	1,1	38,5	0,786	0,7898	1,1	42,3	1,4398	12,05
31	210 - 215	0,9	39,4	0,7881	0,7919	0,9	43,2	1,4409	12,06

Annexe

N° Fractions	Température en °C	% Poids	% Poids cumulés	*Masse volumique à 20 °C	*Masse volumique à 15 °C	% Vol	% Vol cumulés	Indice de réfraction à 20°C	KUOP
32	215 - 220	1,1	40,5	0,7906	0,7944	1,1	44,3	1,4420	12,07
33	220 – 230	2,0	42,5	0,7986	0,8023	2,0	46,3	1,4458	12,01
34	230 - 240	2,9	45,4	0,8018	0,8055	2,9	49,2	1,4479	12,04
35	240 - 250	2,5	47,9	0,8066	0,8103	2,5	51,7	1,4508	12,05
36	250 - 260	2,0	49,9	0,8107	0,8144	2,0	53,7	1,4530	12,06
37	260 - 270	2,0	51,9	0,814	0,8176	2,0	55,7	1,4548	12,09
38	270 - 280	2,9	54,8	0,8184	0,8220	2,8	58,5	1,4573	12,10
39	280 - 290	1,9	56,7	0,8209	0,8245	1,9	60,4	1,4585	12,14
40	290 - 300	2,3	59,0	0,8236	0,8272	2,2	62,6	1,4597	12,17
41	300 - 310	1,6	60,6	0,8263	0,8299	1,6	64,2	1,4608	12,20
42	310 - 320	2,2	62,8	0,8302	0,8338	2,1	66,3	1,4629	12,21
43	320 - 330	2,0	64,8	0,8349	0,8385	1,9	68,2	1,4655	12,21
44	330 - 340	1,8	66,6	0,8391	0,8426	1,7	69,9	1,4679	12,22
45	340 - 350	1,7	68,3	0,8426	0,8461	1,6	71,5	1,4701	12,24
46	350 - 360	1,1	69,4	0,8449	0,8484	1,0	72,5	1,4714	12,27
47	360 - 370	1,6	71,0	0,8474	0,8509	1,5	74,0	1,4727	12,30
48	370 - 380	1,7	72,7	0,8505	0,8540	1,6	75,6	1,4741	12,32
49	380 - 390	1,8	74,5	0,8598	0,8633	1,7	77,3	1,4772	12,24
50	390 - 400	1,4	75,9	0,8664	0,8699	1,3	78,6	1,4874	12,21
Résidu	400+	24,1	100,0	0,9029	0,9064	21,4	100,0		-

Tableau A.5: Données de la distillation TBP du Pétrole 5

N° Fractions	Température en °C à 760 mm Hg	% Poids	% Poids Cumulés	Masse volumique à 20 °C, g/cm ³	Masse volumique à 15 °C, g/cm ³	% Volume	% Volumes cumulés	Indice de réfraction à 20°C	KUOP
Légers C ₅	<12	3,5	3,5	-	0,5691	4,9	4,9	-	-
1	12 - 65	7,4	10,9	0,6464	0,6513	8,9	13,8	1,3687	-
2	65 - 70	0,7	11,6	0,6886	0,6933	0,8	14,6	1,3881	12,24
3	70 - 75	0,4	12,0	0,6954	0,7001	0,5	15,1	1,3912	12,18
4	75 - 80	0,7	12,7	0,6978	0,7025	0,8	15,9	1,3924	12,20
5	80 - 85	0,6	13,3	0,7016	0,7063	0,7	16,6	1,3944	12,19
6	85 - 90	1,1	14,4	0,7038	0,7085	1,2	17,8	1,3954	12,21
7	90 - 95	1,2	15,6	0,7140	0,7186	1,3	19,1	1,4007	12,09
8	95 - 100	1,7	17,3	0,7209	0,7255	1,8	20,9	1,4043	12,03
9	100 - 105	1,3	18,6	0,7255	0,7301	1,4	22,3	1,4066	12,01
10	105 - 110	1,5	20,1	0,7269	0,7315	1,6	23,9	1,4073	12,04
11	110 - 115	1,5	21,6	0,7292	0,7338	1,6	25,5	1,4086	12,05
12	115 - 120	0,9	22,5	0,7310	0,7356	1,0	26,5	1,4100	12,08
13	120 - 125	1,2	23,7	0,7376	0,7422	1,3	27,8	1,4139	12,02
14	125 - 130	1,5	25,2	0,7445	0,7490	1,6	29,4	1,4179	11,96
15	130 - 135	1,1	26,3	0,7480	0,7525	1,2	30,6	1,4198	11,96
16	135 - 140	1,4	27,7	0,7500	0,7545	1,5	32,1	1,4208	11,97
17	140 - 145	1,3	29,0	0,7523	0,7568	1,3	33,4	1,4220	11,98
18	145 - 150	1,1	30,1	0,7571	0,7616	1,1	34,5	1,4247	11,96
19	150 - 155	1,1	31,2	0,7619	0,7664	1,1	35,6	1,4275	11,93
20	155 - 160	1,3	32,5	0,7655	0,7700	1,4	37,0	1,4295	11,92
21	160 - 165	1,2	33,7	0,7685	0,7729	1,3	38,3	1,4311	11,92
22	165 - 170	1,2	34,9	0,7710	0,7753	1,3	39,6	1,4326	11,93
23	170 - 175	1,2	36,1	0,7739	0,7781	1,3	40,9	1,4340	11,93
24	175 - 180	1,1	37,2	0,7765	0,7806	1,1	42,0	1,4353	11,94
25	180 - 185	1,2	38,4	0,7789	0,7829	1,2	43,2	1,4366	11,94
26	185 - 190	1,1	39,5	0,7818	0,7857	1,1	44,3	1,4381	11,95
27	190 - 195	0,9	40,4	0,7848	0,7886	1,0	45,3	1,4397	11,94
28	195 - 200	1,4	41,8	0,7877	0,7915	1,4	46,7	1,4410	11,94
29	200 - 205	1,2	43,0	0,7901	0,7939	1,2	47,9	1,4429	11,95
30	205 - 210	0,5	43,5	0,7926	0,7963	0,5	48,4	1,4443	11,95
31	210 - 215	0,7	44,2	0,7950	0,7987	0,7	49,1	1,4445	11,96
32	215 - 220	0,9	45,1	0,7959	0,7996	0,9	50,0	1,4450	11,99
33	220 - 230	2,2	47,3	0,8015	0,8052	2,2	52,2	1,4482	11,96
34	230 - 240	1,9	49,2	0,8068	0,8105	1,9	54,1	1,4512	11,97
35	240 - 250	2,1	51,3	0,8141	0,8177	2,0	56,1	1,4553	11,94
36	250 - 260	1,9	53,2	0,8197	0,8233	1,8	57,9	1,4590	11,93
37	260 - 270	2,0	55,2	0,8247	0,8283	1,9	59,8	1,4618	11,93
38	270 - 280	1,9	57,1	0,8295	0,8331	1,8	61,6	1,4643	11,94
39	280 - 290	2,0	59,1	0,8322	0,8358	1,9	63,5	1,4663	11,97
40	290 - 300	1,2	60,3	0,8350	0,8386	1,1	64,6	1,4669	12,00
41	300 - 310	1,8	62,1	0,8353	0,8389	1,7	66,3	1,4670	12,07
42	310 - 320	1,8	63,9	0,8407	0,8442	1,7	68,0	1,4695	12,06
43	320 - 330	1,7	65,6	0,8468	0,8503	1,6	69,6	1,4730	12,04
44	330 - 340	1,6	67,2	0,8522	0,8557	1,5	71,1	1,4761	12,03
45	340 - 350	1,5	68,7	0,8561	0,8596	1,4	72,5	1,4784	12,04
46	350 - 360	1,5	70,2	0,8591	0,8626	1,4	73,9	1,4801	12,07
47	360 - 370	1,4	71,6	0,8616	0,8651	1,3	75,2	1,4815	12,09
48	370 - 380	1,5	73,1	0,8640	0,8675	1,4	76,6	1,4827	12,12
Résidu	380+	26,9	100,0	-	0,9166	23,4	100,0	-	-

Tableau A.6: Composition de la coupe C₅ issue de la Distillation TBP

Constituants	% Massique	% Volumique
Éthane	0,0	0,0
Propane	0,3	0,5
Iso- Butane	0,5	0,7
n-Butane	2,6	3,6
iso Pentane	0,1	0,1
n- Pentane	0,0	0,0
Total	3,5	4,9