

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université de M'Hamed Bougara - Boumerdes

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



Département de Génie des Procédés Chimiques et Pharmaceutiques

Mémoire de fin d'Etudes en vue de l'obtention du Diplôme de

Master

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie des Procédés

Option: Raffinage

Thème

EVALUATION D'UN PETROLE BRUT ALGERIEN

Réaliser par :

M^{lle}. SAIDI Amina

M^{lle}. KESSAISSIA Fatma Zohra

Encadré par :

Dr. MIMOUN.H

Promotion 2015/2016



Remerciements

Tout d'abord nous remercions dieu le tous puissant de nous avoir donné la volonté et le courage pour terminé notre formation, et qui nous a permis d'acquérir un tel niveau de savoir.

*On tient à remercier notre promoteur **Dr. MIMOUN HADJ** pour son aide précieux dans la réalisation de ce modeste travail et sa disponibilité et ses conseils.*

*Nos remerciements les plus distingués à **Mme KHOUDJAOUI NADIA** qui nous a donnée l'occasion d'effectué notre stage au sein de DTD (Division Technologie et Développement), et **M. HOUACHE REDOUANE** pour son aide et ses conseils.*

Notre reconnaissance va également à l'équipe de CPPS, qui nous ont apporté leur aide et leur soutien.

Nous remercions les membres de jury pour accepter d'examiner notre modeste travail.

Nous remercions tous les enseignants de la faculté des hydrocarbures et chimie.

Nous tenons à remercier chaleureusement, tous nos proches et tous ceux qui, de près ou de loin, nous ont apporté leurs sollicitudes pour accomplir ce travail.



Dédicace

Je dédie ce modeste travail aux êtres les plus chères à mon cœur

A mon père SAÏD et ma mère KANIT NOUARA pour leurs soutiennent durant toutes mes années d'études, je les remercie pour ses sacrifices et ses dévouement et leurs amours et leur encouragement.

Je prie le bon Dieu de les bénir, de veiller sur eux, en espérant qu'ils seront toujours fiers de moi.

A mon grand père SAÏDI TAHAR qui mon dieu le protège.

A mon chère frère LAZHAR HOUSSAM EDDINE.

A mes chères sœurs KHAOULA et son marie LAMINE, FULLA,

ZINEB et HADJER,

A mon fiancé KACEM SABER.

A la mémoire des mes grandes parents, que dieu le tout puissant l'accorde sa sainte miséricorde et l'accueille en son vaste paradis.

A Toute la famille SAÏDI et la famille KANIT.

A Tous mes amis, et en particulier ma meilleure copine HADJER,

A mes amis (es) de Boumerdes et de Biskra.

AMINA



Dédicace

*Je dédie ce modeste travail aux êtres les plus chères à mon
cœur*

*A mes parents MOUSSA BAYA et NOUREDDINE,
grâce à leurs tendres encouragements et leurs grands
sacrifices, ils ont pu créer le climat affectueux et propice à la
poursuite de mes études.*

*Aucune dédicace ne pourrait exprimer mon respect, ma
considération et mes profonds sentiments envers eux,
Je prie le bon Dieu de les bénir, de veiller sur eux, en
espérant qu'ils seront toujours fiers de moi.*

A Mes très chères sœurs WAFAA et MERJEM

A Mon très chère frère WASSIM

A mes très chers amis

ET à toute la famille KESSAISSIA et la famille MOUSSA

FATMA ZOHRA



SOMMAIRE

INTRODUCTION

Chapitre I : Généralité sur le pétrole brut

I.1. Introduction

I.2. Historique

I.3. Origine et définition de pétrole brut

I.4. Composition et les familles chimiques des hydrocarbures

I.5. Classification du pétrole

Chapitre II : Caractérisation et propriétés de pétrole brut

II.1. Introduction

II.2. Caractéristiques physico-chimiques des produits pétroliers

II.2.1. Densité

II.2.2. viscosité

II.2.3. Tension de vapeur Reid

II.2.4. Point d'éclair

II.2.5. Point de trouble, d'écoulement et point de congélation

II.2.7. Teneur en soufre

II.2.8. Acidité

II.2.9. Teneur en asphaltènes

II.2.10. Teneur en cendres

II.2.11. Teneur en résidu Conradson

II.2.12. Teneur en eau et sédiments et sels

II.2.13. Masse molaire

II.2.14. Couleur

II.2.15. Corrosion à la lame de cuivre

II.2.16. Indice de réfraction

II.2.17. Point d'aniline

I.2.18. Indice de cétane

II.2.19. Température limite de filtrabilité (TLF)

II.2.20. Température d'ébullition

II.2.21. Chaleur spécifique

II.2.22. Chaleur latente de vaporisation

SOMMAIRE

II.2.23. Pouvoir calorifique

II.2.24. Facteur de caractérisation K_{uop}

II.2.25. Indice de corrélation CI

II.2.26. Rapport C/H

Chapitre III : Séparation et découpage de pétrole brut

III.1. Introduction

III.2. Objectif de raffinage

III.3. Notion générale sur la distillation

III.3.1. Distillation atmosphérique

III.3.2. distillation sous vide

III.3.3. Produits pétroliers

III.3.4. Distillation préparative au laboratoire: T .B.P. (True Boiling Point)

III.3.5. Distillation non préparative A.S.T.M (American Society for Testing Materials)

III.4. Analyse chromatographique en phase gazeuse

III.5. Représentation graphique des analyses

Chapitre IV : Normes et modes opératoires

IV.1. Introduction

IV.2. Echantillonnage

IV.3. Essais préliminaires de brut et ses fractions

IV.3.1. Densité

IV.3.2. viscosité

IV.3.3. Tension de vapeur Reid

IV.3.4. Point d'éclair

IV.3.5. Point de trouble, point d'écoulement, point de congélation

IV.3.6. Teneur en soufre

IV.3.7. Indice d'acidité

IV.3.8. teneur en asphaltène

IV.3.9. Teneur en eau

IV.3.10. Teneur en eau et sédiments (BSW)

IV.3.11. couleur

IV.3.12. Corrosion à la lame de cuivre

IV.3.13. Indice de réfraction

SOMMAIRE

IV.3.14. Température limite de filtrabilité (TLF)

IV.3.15. Point d'aniline

IV.3.16. Indice de cétane

IV.4. Distillation TBP

IV.5. Distillation ASTM D 86

Chapitre V : Résultats d'analyses expérimentales, bilans et discussion

V.1. Introduction

V.2. Caractéristiques générales du pétrole brut

V.3. Etude du pétrole brut

V.4. Bilan de valorisation

Chapitre VI : Analyses des fractions et résidus

VI.1. Introduction

VI.2. Analyse des légers c_5^-

VI.3. Analyses des essences

VI.4. Analyse de Kérosène

VI.5. Analyse de gasoil

VI.7. Analyse des Résidus

VI.8. Analyse des fractions 380 – 560°C et 560+

CONCLUSION

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION.....	1
Chapitre I : Généralité sur le pétrole brut	
I.1.Introduction.....	2
I.2. Historique.....	2
I.3. Origine et définition de pétrole brut.....	2
I.3.1. Origine.....	2
I.3.2. Définition	3
I.4. Composition et les familles chimiques des hydrocarbures	3
I.4.1. Constituants purs	4
I.4.1.1. Hydrocarbures	4
I.4.1.2. Composés autre que les hydrocarbures	6
I.4.2. Composés chimiquement mal définis	8
I.4.2.1. Asphaltènes.....	8
I.4.2.2. Résines.....	9
I.5. Classification du pétrole	9
I.5.1. Classification industrielle.....	9
I.5.2. Classification chimique	9
I.5.3. Classification économique (technologique).....	10
Chapitre II : caractérisation et propriétés de pétrole brut	
II.1. Introduction	11
II.2. Caractéristiques physico-chimiques des produits pétroliers.....	11
II.2.1. Densité	12
II.2.2. viscosité.....	14
II.2.3. Tension de vapeur Reid	15
II.2.4. Point d'éclair.....	15
II.2.5. point de trouble, d'écoulement et point de congélation.....	15
II.2.7.Teneur en soufre	16
II.2.8. Acidité.....	17
II.2.9. Teneur en asphaltènes	17
II.2.10. Teneur en cendres	18
II.2.11. Teneur en résidu Conradson	18

TABLE DES MATIERES

II.2.12. Teneur en eau et sédiments et sels	18
II.2.13. Masse molaire	19
II.2.14. Couleur.....	20
II.2.15. Corrosion à la Lame de cuivre	20
II.2.16. Indice de réfraction	20
II.2.17. Point d'aniline.....	21
I.2.18. Indice de cétane	21
II.2.19. Température limite de filtrabilité (TLF)	21
II.2.20. Température d'ébullition	22
II.2.21. Chaleur spécifique	22
II.2.22. Chaleur latente de vaporisation.....	22
II.2.23. Pouvoir calorifique.....	22
II.2.24. Facteur de caractérisation K_{uop}	23
II.2.25. Indice de corrélation CI	24
II.2.26. Rapport C/H.....	24
Chapitre III : séparation et découpage de pétrole brut	
III.1. Introduction	25
III.2. Objectif de raffinage	25
III.3. Notion générale sur la distillation	26
III.3.1. Distillation atmosphérique.....	27
III.3.2. distillation sous vide	29
III.3.3. Les produits pétroliers	30
III.3.3.1. Gaz de pétrole liquéfié GPL	30
III.3.3.2. Essence.....	30
III.3.3.3. Kérosène	30
III.3.3.4. Gasoil	31
III.3.3.5. Fuel-oils	31
III.3.3.6. Huiles et graisse	31
III.3.3.7. Bitume.....	31
III.3.3.8. Paraffines	32
III.3.3.9. Coke	32
III.3.4. Distillation préparative au laboratoire: T .B.P. (True Boiling Point).....	33
III.3.5. Distillation non préparative A.S.T.M (American Society for Testing Materials)....	34

TABLE DES MATIERES

III.4. Analyse chromatographique en phase gazeuse	35
III.4.2. Avantage de la chromatographie en phase gazeuse.....	35
III.4.3. Appareillage.....	36
III.5. Représentation graphique des analyses	38
III.5.1. Courbe de propriétés instantanées	38
III.5.2. Courbes propriétés rendements	38
III.5.3. Courbes iso-propriétés	39
Chapitre IV : Normes et modes opératoires	
IV.1. Introduction.....	40
IV.2. Echantillonnage.....	40
IV.3. Les essais préliminaires de brut et ses fractions	41
IV.3.1. Densité.....	42
IV.3.2. viscosité.....	42
IV.3.3. Tension de vapeur Reid.....	43
IV.3.4. Point d'éclair	44
IV.3.5. Point de trouble, point d'écoulement, point de congélation.....	45
IV.3.6. Teneur en soufre	46
IV.3.6.1 Détermination de la teneur en soufre par fluorescence x.....	46
IV3.6.2. Détermination de la teneur en soufre par fluorescence UV.....	47
IV.3.7. Indice d'acidité	48
IV.3.8. Teneur en asphaltène	50
IV.3.9. Teneur en eau	50
IV.3.10. Teneur en eau et sédiments (BSW)	51
IV.3.11. Couleur	52
IV.3.12. Corrosion à la lame de cuivre	53
IV.3.13. Indice de réfraction.....	55
IV.3.14. Température limite de filtrabilité (TLF).....	55
IV.3.15. Point d'aniline	56
IV.3.16. Indice de cétane	57
IV.4. Distillation TBP	57
IV.5. Distillation ASTM D 86.....	60

TABLE DES MATIERES

Chapitre V : Résultats d'analyses expérimentales, bilans et discussion

V.1. Introduction	61
V.2. Caractéristiques générales du pétrole brut.....	61
V.3. Etude du pétrole brut	61
V.3.a. Caractéristiques physico-chimique du brut.....	62
V.3.b. Distillation ASTM du brut.....	63
V.3.c. Distillation TBP du brut.....	64
V.3.d. Analyses des coupes étroites	71
V.4. Bilan de valorisation.....	74
V.4.a. Préparation des coupes.....	74
V. 4.b. Bilan de valorisation des coupes larges	74

Chapitre VI : Analyses des fractions et résidus

VI.1. Introduction	77
VI.2. Analyse des légers c_5^-	77
VI.3. Analyses des essences	80
VI.3.a. caractéristiques physico-chimiques des essences	80
VI.3.b. Distillation ASTM des essences	81
VI.4. Analyse de Kérosène.....	84
VI.4.a. Caractéristiques physico-chimiques de Kérosène	84
VI.4.b. Distillation ASTM de Kérosène	85
VI.5. Analyse de gasoil	87
VI.5.a. Caractéristiques physico-chimiques de Gasoil	87
VI.6.b. Résultats de distillation ASTM de diesel	88
VI.7. Analyse des Résidus.....	91
VI.7.a. Caractéristiques physico-chimiques des Résidus	91
VI.7.b. Résultats de distillation à pression réduite du résidu 380+	92
VI.8. Analyse des fractions 380 – 560°C et 560+	94
VI.8.a. Caractéristiques physico-chimiques des fractions 380 – 560°C et 560+	94
CONCLUSION	95

INTRODUCTION

INTRODUCTION

L'économie mondiale d'aujourd'hui repose essentiellement sur le pétrole, qui est une énergie fossile très importante et jouant un rôle primordial spécialement en Algérie, le pétrole est une matière première de l'industrie chimique et la base de la production des carburants.

Le brut extrait des puits ne peut pas être utilisé tel qu'il est, car c'est un mélange assez complexe de toutes sortes de constituants hydrocarbonés. Il est indispensable d'utiliser des différents processus de traitement et de transformation afin de tirer le maximum de produits à haute valeur commerciale. L'ensemble de ces transformations constituent le raffinage de pétrole qui se présente comme un art complexe où chaque spécialité ne peut s'épanouir qu'en bonne harmonie avec sa voisine.

Le pétrole est la première source d'énergie mondiale, une telle importance nécessite de la part du raffineur une connaissance détaillée de la composition et des caractéristiques physico-chimiques du pétrole afin de mieux le valoriser en termes de qualité pour le marché des carburants.

Dans notre travail nous nous sommes intéressés à l'étude d'un pétrole Algérien provenant de la région du sud. Diverses analyses ont été effectuées au sein du laboratoire de la Division de Technologie et de Développement de la société Sonatrach (DTD) sur ce pétrole et sur les fractions pétrolières issus de ce dernier et évaluer leurs principales caractéristiques et fixer les rendements.

La Division Technologies et Développement est constituée de laboratoires de pointe et de ressources humaines de haut niveau, elle représente l'outil scientifique et technique nécessaire à la prospection, l'exploitation et le développement des hydrocarbures.

Cette présente étude comporte les étapes suivantes :

- ✓ Normes et modes opératoires utilisés dans notre travail.
- ✓ Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut.
- ✓ Distillation TBP et le bilan de valorisation du brut.
- ✓ Iso – Propriété du pétrole brut.
- ✓ Distillation et caractérisation des coupes larges et résidus.
- ✓ Résultats et interprétations.

Chapitre I

Généralité sur le pétrole brut

I.1.Introduction

La composition du pétrole brut varie avec les origines géographiques, ses caractéristiques physico-chimiques sont variables d'un champ de production à un autre et même à l'intérieur d'un même gisement. [1]

Le pétrole contient un nombre pratiquement infini des constituants où la gamme varie des produits finis ou encore la diversité des techniques d'élaboration.

I.2. Historique

Le pétrole, vient du mot latin « Petra » pierre et « oléum » huile « soit : huile de pierre », est une Énergie fossile "redécouverte" au XIXe siècle, le pétrole est présent dans la nature depuis toujours. [15]

Depuis l'Antiquité, il est repéré au Moyen-Orient et dans d'autres parties du monde quand il coule à la surface du sol. Mais personne ne se doute, jusqu'en 1850, qu'il deviendra une source d'énergie capable d'engendrer une véritable révolution industrielle et de faire entrer l'humanité dans les temps modernes. [15]

Il est exploité en 1857 en Roumanie, et en 1859 aux Etats-Unis. À partir de 1910, il est considéré comme une matière première stratégique, à l'origine de la géopolitique du pétrole.

La période 1920-1970 est marquée par une série de grandes découvertes de gisements, particulièrement au Moyen- Orient.

Les marchés de produits pétroliers se développent également, en outre les carburants comme l'essence, le gasoil et le fioul lourd, qui accompagnent l'essor des transports dans leurs ensemble, l'industrie pétrolière génère une multitude de produits dérivés tels les matières plastiques, les textiles, le caoutchouc artificiel, les colorants, les intermédiaires se synthèse pour la chimie et la pharmacie.

I.3. Origine et définition de pétrole brut

I.3.1. Origine

Depuis la découverte de pétrole et à cause de son importance, plusieurs chercheurs se sont penchés sur le problème de l'origine de cette source d'énergie. Pour cela de nombreuses théoriques étaient émises, mais seules deux d'entre elles ont été prises en considération :

- La première, celle de l'origine minérale défendue autrefois par importants auteurs tels que MOISSAN et SABATIER.

- Quant à la deuxième, la plus vraisemblable aujourd'hui, a été défendue autrefois par ENGLER et HOFER. En effet, ces deux savants ont réussi à obtenir au laboratoire des hydrocarbures à partir des composés organiques, ce qui a permis d'expliquer la formation des immenses nappes de pétrole. [4]

I.3.2. Définition

Le pétrole est un liquide brun plus ou moins visqueux d'origine naturelle, mélange complexe d'hydrocarbures, son exploitation est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine, car il fournit la quasi-totalité des carburants liquides. Le pétrole est aussi souvent appelé or noir en référence à sa couleur et à son coût élevé.

Il est plus ou moins fluide suivant son origine, son odeur est habituellement forte et caractéristique. [12]

I.4. Composition et les familles chimiques des hydrocarbures [1]

Le pétrole brut et les fractions pétrolières sont essentiellement composés des molécules résultant de la combinaison d'atomes de carbone et d'atomes d'hydrogène, sont appelées hydrocarbures.

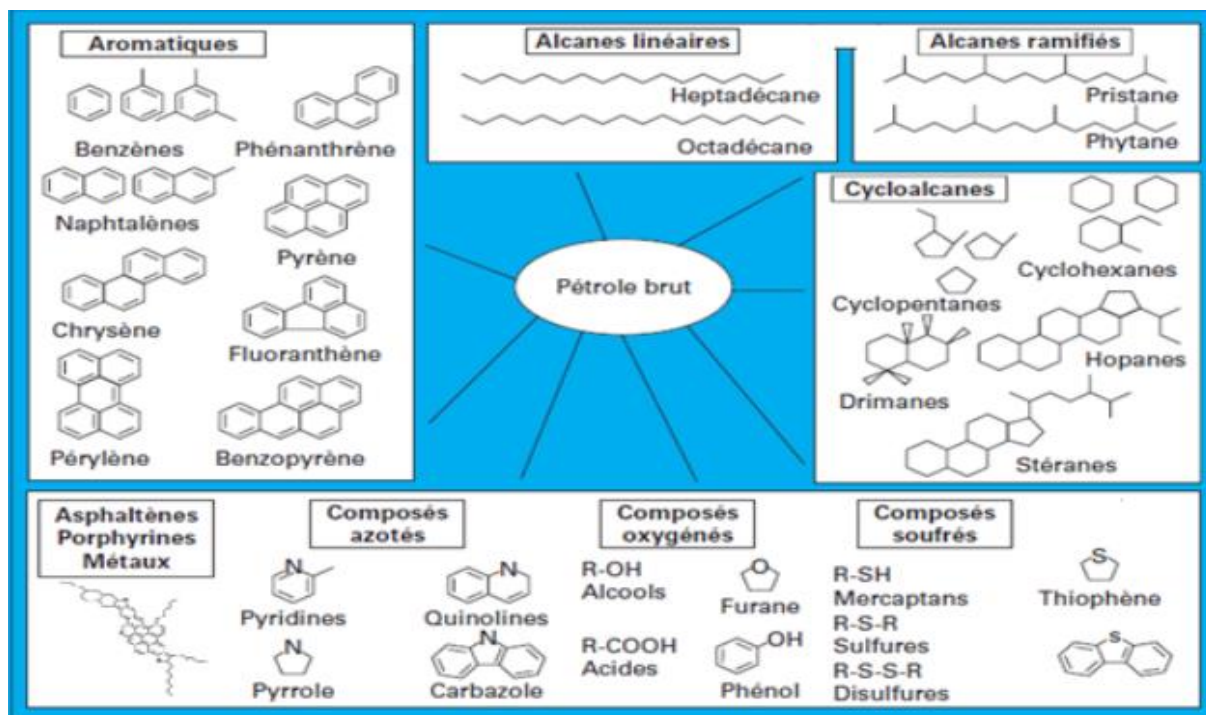


Figure N° I.1. Ensemble des hydrocarbures présents dans les pétroles bruts. [2]

Le pétrole brut est donc un cocktail de plusieurs milliers de molécules d'hydrocarbures différentes, qu'on peut caractériser grossièrement par leurs nombres d'atomes de carbone. Ce nombre peut varier d'un atome jusqu'à plusieurs centaines d'atomes. Cette composition est propre à chaque gisement de pétrole, elle est donc une sorte de signature permettant à partir d'un échantillon de pétrole d'identifier son gisement d'origine. A noter que les éléments contenus dans le pétrole peuvent être gazeux, liquides ou solides.

A part quelques exceptions, les proportions des éléments ; carbone, hydrogène, azote, oxygène, soufre et métaux dans le pétrole (quel que soit sa source) ; varient approximativement dans les limites suivantes :

Tableau N° I.1 : Composition massique atomique d'un pétrole brut [2]

C (%)	H (%)	S (%)	N (%)	O (%)	Métaux (%)	Eaux et sédiments (%)	Sels minéraux (%)
83 à 87	10 à 14	0.05 à 6	0.1 à 2.0	0.05 à 1.5	0.005 à 0.015 (dont 75% nickel et vanadium)	0.1 à 0.6	0.002 à 0.02

% : pourcentage volumique .

I.4.1. Constituants purs

Le pétrole est constitué par des mélanges de corps purs, mais ceux-ci sont en très grand nombre et la difficulté de la description des différentes fractions croît avec le nombre d'atome de carbone.

I.4.1.1. Hydrocarbures

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

I.4.1.1.1. Hydrocarbures aliphatiques saturés (les paraffines)

Ils sont constitués d'un enchainement d'atomes de carbone portant chacun de 0 à 3 atomes d'hydrogène (sauf pour le plus simple d'entre eux, le méthane : CH₄). Chaque carbone est toujours lié à quatre atomes (soit carbone, soit hydrogène) ; leur formule générale est :



Ils peuvent être structurés en chaînes droites, ce sont les paraffines normales ou n-alcanes, de formule développée : CH₃ - (CH)_n - CH₃, ou chaînes ramifiées (iso paraffines).

* Leur point d'ébullition s'élève avec le nombre d'atomes de carbone. Dans les premiers termes, l'addition d'un carbone augmente le point d'ébullition d'environ 25°C ; cet incrément est ensuite plus faible.

* Les pétroles paraffiniques contiennent environ 50% de paraffine.

* Pour un même nombre de carbone $(T_{eb})_{iso} < (T_{eb})_n$.

I.4.1.1.2. Hydrocarbures cycliques saturés (les Naphtènes)

Dans ces hydrocarbures, il y a cyclisation de tout ou partie du squelette carboné. Ils ont des températures d'ébullition et des masses volumiques supérieures à celle des paraffines à même nombre d'atomes de carbone.

Dans les pétroles bruts, les cycles fréquemment rencontrés sont ceux à 5 ou 6 atomes de carbone.

La formule générale des cyclanes comprenant :

- Un seul cycle est : $C_n H_{2n}$
- A plusieurs cycles accolés est : $C_n H_{2n-2}$
-

I.4.1.1.3. Hydrocarbures aromatiques

Ce sont des hydrocarbures cycliques polyinsaturés présents en forte concentration dans les pétroles bruts. La présence dans leur formule d'au moins un cycle à 3 doubles liaisons conjuguées leur confère les propriétés remarquables.

En effet, les premiers termes (benzène, Toluène, xylènes) sont des matières premières fondamentales de la pétrochimie (ils contribuent également à augmenter l'indice d'octane

d'une essence) alors que les homologues supérieurs sont en général néfastes (problèmes d'environnement, de santé publique, de détérioration de l'activité de catalyseurs par leur capacité à former du coke...)

Leur formule générale C_nH_{2n-6}

I.4.1.1.4. Hydrocarbures aliphatiques insaturés (les oléfines)

Les oléfines (alcènes) qui ne se rencontrent pas ou très peu dans le pétrole brut du fait de leur réactivité. Cependant, les oléfines peuvent être produites lors des procédés de raffinage et notamment lors de procédés de conversion des coupes lourdes.

Généralement on ne les trouve pas dans le brut mais ils sont formés pendant le traitement du pétrole par les procédés de craquage thermique ou thermo-catalytique.

La formule générale est C_nH_{2n} pour les alcènes et C_nH_{2n-2} pour les alcynes.

I.4.1.2. Composés autre que les hydrocarbures

Dans cette catégorie entrent les molécules contenant d'autres atomes que le carbone et l'hydrogène. On y distingue les composés organiques et les organométalliques.

I.4.1.2.1. Composés organiques hétéroatomiques

- Composés soufrés

Le soufre est l'hétéro élément le plus répandu dans les pétroles bruts. Sa concentration peut aller de 0.1 à plus de 8% ; cette teneur est d'ailleurs corrélée avec la densité du brut et donc sa qualité (léger ou lourd).

Le soufre peut être présent sous forme :

Inorganique : Soufre élémentaire, hydrogène sulfuré H_2S , oxysulfure de carbone COS.

Organique : engagé dans des molécules organique

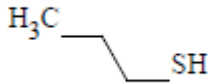
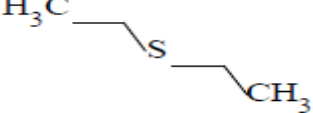
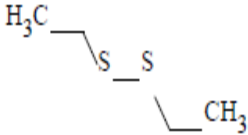
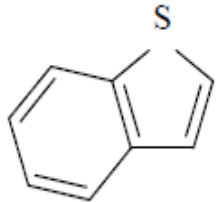
Sulfures: $R-S-R'$

Disulfures: $R-S-S-R'$

Mercaptans: $C_nH_{2n+1}RS$

Thiophènes: cycles.

Tableau N°I.2 : Structure des composés soufrés organiques présents dans le pétrole. [2]

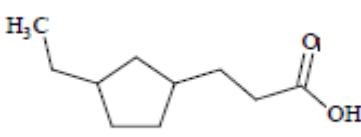
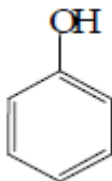
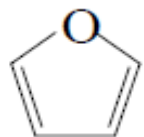
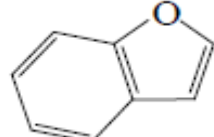
Familles	Mercaptans	Sulfures	Disulfures	Benzothiophènes
Exemples				

La connaissance de ces produits est importante car ils sont nocifs à divers titres : odeur désagréable, production de SO_2 par combustion, empoisonnement des catalyseurs.

- Composés oxygénés

Les bruts contiennent généralement moins d'oxygène que de soufre, bien que peu abondant, l'oxygène peut jouer un rôle non négligeable ; en particulier, il est responsable de l'acidité des pétroles. Ce sont les acides, les phénols, les cétones et les esters, plus rarement anhydrides et dérivés furaniques.

Tableau N° I.3 : Structure de composés oxygénés présent dans le pétrole. [2]

Familles	Acide naphténiq	Phénol	Furane	Benzofurane
Exemples				

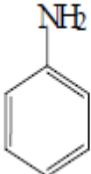
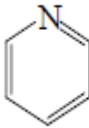
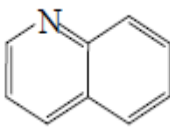
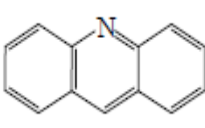
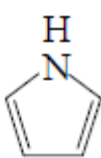
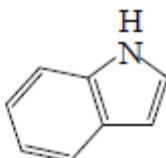
-Composés azotés

Dans le pétrole brut, l'azote se retrouve préférentiellement dans les fractions de point d'ébullition supérieur à 250°C . Il est particulièrement concentré dans les résines et les asphaltènes. On trouve l'azote sous forme :

- d'amides soit saturées soit aromatiques.
- d'amines.

- des carbazoles, un cycle azoté est condensé à un ou plusieurs cycles aromatiques (ces composés sont neutres).
- de pyridines (azote basique).

Tableau N° I.4 : Structure de composés azotés présents dans le pétrole. [2]

Familles	Dérivés basiques				Dérivés neutres	
	Aniline	Pyridine	Quinoléine	Acridine	Pyrrrole	Indole
Exemples						

A la suite de certains procédés de raffinage, une fraction notable de l'azote pourra se retrouver dans les coupes légères et détériorer la qualité : instabilité au stockage, couleur brune, gomme...

I.4.1.2.2. Composés organométalliques

Ces éléments se concentrent essentiellement dans les fractions lourdes du pétrole, les plus fréquentes étant le fer, le zinc, le vanadium, le nickel, le cobalt, le cuivre, le chrome, le sodium et l'arsenic.

La présence des métaux conduit à des problèmes de pollution, de corrosion et d'empoisonnement des catalyseurs.

I.4.2. Composés chimiquement mal définis

Vu la difficulté d'analyser les produits résiduels lourds, de nos jours, les analystes les séparent en différentes classes, conduisant à des définitions purement opératoires.

I.4.2.1. Asphaltènes

Le pétrole renferme des composés non volatils solides et de masse moléculaire élevée qui, à la distillation se concentrent dans les résidus. Les asphaltènes sont obtenus au laboratoire par précipitation à l'heptane normal, la partie soluble dans l'heptane normale constitue les maltènes.

Les asphaltènes sont des solides noirs et brillants, dont la masse moléculaire peut varier de 1000 à 100 000 g/mol. Ils sont constitués d'une accumulation de feuillets poly-aromatiques condensés reliés par des chaînes saturées.

I.4.2.2. Résines

Si on soumet les maltènes à une chromatographie liquide, les produits élués avec les solvants les plus polaires, sont appelés résines. Ce sont en générale des molécules à caractère aromatique très marqué, renfermant des hétéro-éléments (N, O, S). Leur masse moléculaire peut varier de 500 à 1000 g/mol.

I.5. Classification du pétrole [4]

La classification est d'une extrême importance car elle nous permet de reconnaître l'ensemble des traitements à envisager pour le pétrole et la qualité des produits pétroliers à obtenir.

I.5.1. Classification industrielle

Les pétroles sont répartis dans la partie industrielle en : légers, moyens et lourds, déterminés par simple mesure de densité tels que :

- ✓ Les bruts légers : $d_4^{15} < 0.825$
- ✓ Les bruts moyens : $0.825 < d_4^{15} < 0.875$
- ✓ Les bruts lourds : $0.875 < d_4^{15} < 1.000$
- ✓ Les bruts extra lourds : $d_4^{15} > 1.000$

I.5.2. Classification chimique

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

- Paraffiniques
- Naphténiques
- Paraffino-naphténiques
- Aromatiques
- Paraffino-naphténio-aromatique

Classification selon le facteur de caractérisation K_{UOP}

Aromatiques purs : $K_{UOP} = 10$

Naphtènes purs : $K_{UOP} = 11$

Chaînes et cycles de poids équivalent : $K_{UOP} = 12$

Paraffines purs : $K_{UOP} = 13$

I.5.3. Classification économique (technologique)

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

- Teneur en soufre $< 0.5\%$ = sweet crude
- $0.5\% <$ Teneur en soufre $< 2.5\%$ = intermediate crude
- Teneur en soufre $> 2.5\%$ = sour crude

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

Chapitre II

Caractérisation et propriétés de pétrole brut

II.1. Introduction

Tous les pétroles bruts subissent à leur découverte une série d'expériences au laboratoire afin de les caractériser et de déterminer leurs rendements en certaines fractions. On donnera ci-après les principales caractéristiques contenues dans une analyse simplifiée d'un pétrole brut.

La connaissance des caractéristiques physico-chimiques globales des pétroles bruts est d'une extrême importance car elle va conditionner le traitement initial (séparation des gaz associés et stabilisation sur le champ de production), le transport, le stockage et elle va permettre à l'acheteur potentiel d'avoir une première idée des qualités essentielles du brut et d'estimer grossièrement sa valeur.

Les expériences effectuées englobent deux volets :

- a.** Les essais classiques qui sont la mesure des propriétés physiques du pétrole brut en respectant les normes d'analyse spécifiques à chaque essai.
- b.** La distillation TBP qui est un procédé physique de séparation dont le but est de disposer des fractions pétrolières qui à leur tour subiront des analyses.

II.2. Caractéristiques physico-chimiques des produits pétroliers

Les analyses préliminaires effectuées sur les pétroles bruts et ses coupes pétrolières obtenues, vise à déterminer leurs principales caractéristiques physico-chimiques tel que la densité, la viscosité, la tension de vapeur etc.....

L'appareillage et le mode opératoire de ces essais sont normalisés, de sorte que les résultats sont aisément reproductibles et comparables. [3]

Il existe plusieurs types de normes internationales pour des raisons d'économie, de sécurité et d'environnement, les plus importantes sont : [10]

- **ASTM**: American Society for Testing and Materials (États-Unis).
- **ISO**: Organisation internationale de Standardisation
- **INAPI** : Institut National de la Propriété Industrielle(Algérie).
- **AFNOR** : Association Française de Normalisation(France).
- **CEN** : Communauté Européenne de Normalisation.

La connaissance de ces propriétés va permettre au raffineur de faire un choix pour sélectionner les charges des différentes unités de séparation, de transformation et de conversion, fixer leurs conditions opératoires dans le but de satisfaire les exigences du marché dans les meilleures conditions.[3]

II.2.1. Densité

II.2.1.1. Définition

La densité est un paramètre physique, sans dimension, spécifique à chaque produit. C'est le rapport du poids d'un certain volume d'échantillon à une température (T) au poids du même volume d'eau à une température standard. Le choix de l'état standard à 4°C permet l'identification des chiffres qui mesurent la densité et la masse volumique. La densité légale en France se mesure à 20°C et a pour symbole : [3]

$$d_4^{20} = \frac{\text{poids d'un volume de produit à } 20^\circ}{\text{poids du même volume d'eau à } 4^\circ} \quad \text{II.1}$$

Dans une même région géographique, la densité du brut varie d'un gisement à un autre, et dans un même champ, on observe aussi des variations des densités d'un puits à un autre. [1]

Dans les pays anglo-saxon, la mesure de la densité se rapporte à celle de la spécifique gravité par hydromètre, ou celle par pycnomètre. Il faut souligner l'inversion du sens des mots Spécifique Gravité (SG) et densité qui signifient respectivement densité et masse volumique.

La spécifique gravité est définie pour deux températures standard identiques, soit 60°F (environ 15°C) et a pour symbole : **sp.gr** ou **sp.gr.60**.

Les Américains utilisent également pour mesurer la densité, le degré API défini par l'American Petroleum Institute, comme une fonction hyperbolique de la spécifique Gravité :

$$\text{DegréAPI} = \frac{141.5}{\text{Specificgravity}} - 131.5 \quad \text{II.2}$$

Cette unité correspond à l'ancien degré Baumé

$$\text{Degré Baumé} = \frac{140}{\text{densité}} - 130 \quad \text{II.3}$$

Les coefficients **141.5** et **131.5** de la formule degré **API** ont été introduits pour compenser l'erreur d'étalonnage des premiers hydromètres mis en service et gradués en échelle baumé.

Plus le degré **API** est grand, plus le produit est léger (moins dense). On classe d'ailleurs les pétroles bruts selon leur densité, qui est une propriété caractérisant la répartition naturelle des divers constituants du pétrole.

Le calcul de la densité d_4^{20} à partir de la densité à n'importe quelle température se fait selon la formule :

$$d_4^{20} = d_4^t \pm K (t - 20) \quad \text{II.4}$$

Ou **K** est un coefficient dépendant du produit, selon le tableau suivant : [3]

Tableau N°II.1 : Les valeurs de coefficient **K** en fonction de la densité à 15°C

d_4^{20}	0,6 – 0,7	0,7 – 0,76	0,76 – 0,8	0,8 – 0,85	0,85 – 0,88	0,88 – 0,9
K	0,0009	0,00085	0,0008	0,00075	0,00065	0,00062

Pour une bonne précision on calcul **K** par : [11]

$$K = 0.001828 - 0.00132 d_4^{20} \quad \text{II.5}$$

II.2.1.2. Intérêt

La densité est fréquemment utilisée pour classer d'une manière approximative les pétroles bruts.[1]

Cette propriété permet d'effectuer des bilans massiques et de connaître le degré de stabilisation du pétrole et les pertes accidentelles des produits légers due aux conditions de prélèvement, de stockage et de transport.

II.2.2. Viscosité

II.2.2.1. Définition

La viscosité est une grandeur physique qui mesure la résistance interne à l'écoulement d'un fluide, cette résistance est due au frottement des molécules qui glissent les unes contre les autres.

On désigne 03 types de viscosités :

a. Viscosité dynamique (absolue)

La viscosité dynamique μ , traduit les interactions moléculaires au sein du fluide en mouvement. Elle est exprimée en poises (P) ou en centipoises (cP).

b. Viscosité cinématique

La viscosité cinématique ν est le rapport entre la viscosité absolue et la densité mesurée à la même température. Elle est obtenue par la formule suivante :

$$\text{Viscosité cinématique } \nu = \frac{\text{viscosité dynamique } \mu}{\text{masse volumique } \rho} \quad \text{II.6}$$

Le ν habituellement s'exprime en stokes (St) et en centistokes (cSt), la viscosité cinématique dans le système SI (système international) doit être mesurée en mètres carré par seconde (m^2/s). La correspondance avec les unités habituelles est la suivante :

$$1 \text{ cSt} = 0,01 \text{ St} = 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} = 1 \text{ mm}^2/\text{s}$$

c. Viscosité relative

Elle a la même définition qu'une densité. C'est le rapport de la viscosité du liquide à celle de l'eau, mesurée à 20°C. La viscosité de l'eau à cette température est précisément de 1cpo.

II.2.2.2. Intérêt

La viscosité joue un rôle important dans de nombreux procédés industriels ; sa connaissance est utile pour le calcul des pertes de charge à travers les pipelines, les tuyauteries et les conduites de raffinerie, ainsi pour la spécification des pompes et des échangeurs, comme elle définit le type d'écoulement dans les canalisations. [7]

II.2.3. Tension de vapeur Reid**II.2.3.1. Définition**

La tension de vapeur Reid mesure la tendance des molécules à s'échapper d'une phase liquide pour engendrer une phase vapeur en équilibre thermodynamique à une température de 37.8 °C.

II.2.3.2. Intérêt

L'essai de tension de vapeur est très important, car il indique d'une manière indirecte, la teneur en produits très légers qui conditionnent la sécurité au cours du transport, ainsi elle permet d'évaluer les pertes au stockage et la volatilité des essences. [1] [3]

II.2.4. Point d'éclair**II.2.4.1. Définition**

Le point d'éclair est défini comme étant la température minimale à laquelle les vapeurs du produit pétrolier forment avec l'air un mélange susceptible de donner une flamme de courte durée sous l'effet d'une cause extérieure (flamme, étincelle électrique).

II.2.4.2. Intérêt

Le point d'éclair caractérise la teneur en produits volatils, et permet de connaître jusqu'à quelle température un produit pourra être chauffé sans danger. De plus, il renseigne l'opérateur d'une unité de distillation sur le fractionnement des strippings.

II.2.5. Point de trouble, d'écoulement et point de congélation**II.2.5.1 Définition****a. Point de trouble**

C'est la température à laquelle les hydrocarbures paraffiniques, normalement dissous dans le mélange commencent à se solidifier et à se séparer lorsque le produit est refroidi dans des conditions normalisées.

b. Point d'écoulement

Le point d'écoulement d'un pétrole brut est la température la plus basse à laquelle un brut coule lorsque qu'il est refroidi dans les conditions normalisée.

c. Point de congélation

Le point de congélation est la température à laquelle une fraction pétrolière soumise au refroidissement dans une éprouvette de mesure demeure immobile lorsque l'éprouvette est inclinée de 45°C.

Le point d'écoulement = le point de congélation+3°C

II.2.6.2. Intérêt

La connaissance de ces points caractérise :

1. La teneur en paraffines des huiles.
2. La teneur en hydrocarbures à haut point de congélation des autres produits.

Elle permet d'apprécier les limites de températures à respecter dans la mise en œuvre des produits, en particuliers, pour leur pompage en hiver.

II.2.7.Teneur en soufre**II.2.7.1.Définition**

La teneur en soufre est exprimée en % massique : c'est le rapport de la masse de soufre par masse d'échantillon analysé.

Le soufre est parmi les hétéros éléments le plus répandu dans les pétroles bruts. D'une manière générale, la teneur en soufre total d'un brut est comprise entre 0.1 et 8% en poids.

Le soufre peut être présent sous forme :

- a) Inorganiques : S, H₂S et COS
- b) Organiques : Sulfure (R-S-R'), Disulfures (R-S-S-R') Mercaptans : C_nH_{2n+1}SH

- Plus un pétrole brut est lourd et visqueux, plus il y a de soufre.

II.2.7.2. Intérêt

La connaissance de la nature et de la quantité des produits sulfurés contenus dans les bruts et les coupes pétroliers est d'une importance primordiale pour le raffineur, car elle

constitue une contrainte dans l'établissement du schéma de raffinage et l'élaboration des produits finis.

La détermination de cette teneur nous permet d'éviter : [1]

- ✓ La corrosion des réservoirs ou récipients qui le renferment.
- ✓ L'empoisonnement des catalyseurs utilisés (reformage catalytique).
- ✓ La corrosion des tuyaux d'échappement utilisés.
- ✓ Pollution de l'atmosphère (SO_2 , SO_3 , H_2S).
- ✓ La réduction de la durée de vie des huiles lubrifiantes.
- ✓ La détérioration de la qualité des produits finis en altérant leur couleur et en leur conférant une odeur désagréable.
- ✓ Les incendies causés par le contact entre le sulfure de fer de tuyauteries corrodées et l'air.

II.2.8. Acidité

II.2.8.1. Définition

Les pétroles bruts contiennent des acides carboxyliques. Ceux-ci sont dosés par neutralisation avec la potasse caustique ; le résultat de l'analyse est exprimé en mg de KOH par gramme de 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. [1]

II.2.8.2. Intérêt

La détermination de cette acidité est très importante pour le raffineur afin d'éviter les risques suivants :

- ✓ La formation des émulsions stables avec la soude caustique au cours de dessalage ou de la fabrication d'huile de lubrification.
- ✓ Corrosion à haute température (il attaque les tuyauteries en acier carbone ordinaire ce qui oblige à utiliser l'acier allié). [1]

II.2.9. Teneur en asphaltènes

II.2.9.1. Définition

Les asphaltènes sont définis comme étant la fraction lourde de pétrole brute dont la masse moléculaire peut varier de 1000 à 100 000 g/mol, ils sont obtenus au laboratoire par précipitation à n-heptane.

II.2.9.2. Intérêt

L'industrie du raffinage cherche en générale soit à éliminer les asphaltènes, soit à les convertir en produits légers car :

- ✓ Ils sont responsables de la viscosité et de densité élevées des pétroles bruts lourds, et conduisent à des problèmes difficiles de transport.
- ✓ Ils sont concentrés en hétéros éléments (soufre, azote) qu'ils provoquent des problèmes de pollution, corrosion et d'empoisonnement de catalyseur. [1]

II.2.10. Teneur en cendres**II.2.10.1. Définition**

Cette méthode consiste à calciner l'échantillon dans un creuset. Le résidu charbonneux obtenu est ensuite incinéré dans un four à moufle pour brûler le carbone.

Après refroidissement dans un dessiccateur, il ne reste que les sels minéraux.

II.2.10.2. Intérêt

- ✓ Donne des indications précieuses sur les risques de dépôts après combustion complète dans les meilleures conditions.
- ✓ Donne des informations sur la teneur en métaux dans les produits pétroliers notamment les lubrifiants.

II.2.11. Teneur en résidu Conradson**II.2.11.1. Définition**

C'est la détermination du carbone résiduel obtenu après évaporation et pyrolyse d'un produit pétrolier. Il nous renseigne sur la tendance d'un produit pétrolier à former du coke.

II.2.11.2. Intérêt

Donne une indication sur la quantité de dépôts charbonneux qu'un combustible provoquera dans le cas d'une combustion imparfaite. [3]

II.2.12. Teneur en eau et sédiments et sels [1]

Les pétroles bruts contiennent, en très faible quantités, de l'eau, des sédiments et des sels minéraux dont la majeure partie est dissoute dans l'eau, le reste se trouve sous forme de cristaux très fins.

II.2.12.1. Définition**a. Teneur en eau**

Dans le brut l'eau se trouve en partie dissoute et en partie sous forme d'émulsion plus ou moins stable.

La teneur en eau des pétroles bruts à la sortie du puits est en générale faible, elle croit généralement pendant le transport et le stockage où elle peut atteindre 3%.

b. Teneur en sédiments

Les sédiments sont des produits solides non solubles dans les hydrocarbures ou dans l'eau, peuvent être entraînés avec le brut, ils sont présentés sous forme de fines particules de sables, de boue de forage, de débris de roche, des métaux sous forme des minerais ou à l'état libre.

c. Teneur en sels

Les pétroles bruts contiennent des sels (les chlorures de sodium, de magnésium et de calcium) en faible quantité, de l'ordre de quelque dizaines de ppm.

La teneur en sels est liée en grande partie à la teneur en eau, leur présence est due soit au contact avec de l'eau salée du gisement, soit avec l'eau de mer lors des transports.

II.2.12.2. Intérêt

La présence de l'eau, sédiments et les sels dans les pétroles bruts causent des problèmes qu'ils engendrent dans les installations de raffinage :

- ✓ Peuvent détériorer les équipements (corrosion, érosion, dépôts, bouchages, empoisonnement de catalyseur, etc....).
- ✓ Les sédiments causent des irrégularités de fonctionnement et peuvent même perturber la marche du procédé.
- ✓ Les sels se déposent dans les conduites et les tubes des échangeurs ce qui diminue le transfert de chaleur dans les tubes des fours et crée des points chauds et favorise le cokage.

II.2.13. Masse molaire [4]**II.2.13.1. Définition**

La masse molaire d'une substance est définie comme étant la masse d'une mole de cette substance, elle est la plus importante caractéristique physico-chimique de toute substance.

La masse molaire des produits pétroliers peut être déterminé par différentes méthodes tels que : osmomètre, cryoscopie, abaques,.....

a. Osmomètre : Cette analyse n'est valable que pour des poids moléculaires, $PM > 200g/mol$

b. Cryoscopie : Cette méthode est applicable pour les fractions légères, cas de $PM < 200g/mol$

II.2.13.2. Intérêt

Ce paramètre présente un intérêt particulier, car il fournit la valeur moyenne de la masse moléculaire des corps constituant telle ou telle fraction, de plus en plus on tient largement compte dans le calcul des appareils en raffinerie.

II.2.14. Couleur

II.2.14.1. Définition

Pour les produits légers ce paramètre est un critère de qualité, en particulier pour le gasoil qui ne doit pas être polluée par des traces de produit asphaltique noir.

Pour les huiles leur couleur dépend des traitements qu'elles ont subis.

II.2.14.2. Intérêt

La détermination du couleur d'un produit permet de :

- ✓ Contrôler la sélectivité du fractionnement.
- ✓ Contrôler l'efficacité des procédés de raffinage (éliminer les composés indésirables généralement colorés).

II.2.15. Corrosion à la lame de cuivre

II.2.15.1. Définition

C'est la détermination de l'action corrosive des produits pétroliers liquides et les huiles lubrifiantes sur le cuivre y compris les produits volatils ayant une tension de vapeur Reid inférieur ou égale à 124 kpa à 37.8 °C.

II.2.15.2. Intérêt

Evaluer le pouvoir corrosif des hydrocarbures, sa détermination nous a permis d'éviter la corrosion des installations.

II.2.16. Indice de réfraction [4]

II.2.16.1. Définition

La réfraction : c'est le changement de vitesse et de direction des rayons lumineux en passant d'un milieu à un autre.

L'indice de réfraction dépend de la température à laquelle en fait la détermination et de la longueur d'onde de la lumière.

II.2.16.2. Intérêt

L'indice de réfraction présente un grand intérêt pour le pétrole et les produits pétroliers qui sont des mélanges complexes de composés divers. Il est d'autant plus petit que la teneur relative en hydrogène est plus élevée.

II.2.17. Point d'aniline**II.2.17.1. Définition**

Le point d'aniline est la température la plus basse à laquelle des volumes égaux d'aniline et de produit à tester sont complètement miscibles, la rupture de la miscibilité se manifeste par l'apparition du trouble net.

II.2.17.2. Intérêt

La connaissance de ce point caractérise la teneur en aromatique. Le point d'aniline est d'autant plus élevé que cette teneur est faible.

I.2.18. Indice de cétane**II.2.18.1. Définition**

C'est une grandeur de grand intérêt industriel, indiquant l'aptitude d'un combustible pour moteur du type diesel à s'enflammer dans les conditions de l'essai normalisé.

Un gasoil a un nombre de cétane égal à X lorsque dans le moteur CFR il possède les mêmes propriétés d'auto-inflammation comme un mélange de référence de X % en volume de cétane et de (100-X)% en volume de α -méthyl-naphtalène.

Un carburant à haut indice de cétane est caractérisé par sa facilité à s'auto-allumer. [5]

II.2.18.2. Intérêt

Il décrit les qualités de carburant adaptées au type de moteur.

II.2.19. Température limite de filtrabilité (TLF)**II.2.19.1. Définition**

La température limite de filtrabilité est la température la plus élevée à laquelle un volume déterminé de produit cesse de traverser en un temps limité un appareil de filtration normalisé, quand il est soumis à un refroidissement dans des conditions normalisées.

II.2.19.2. Intérêt

Elle est déterminée pour évaluer la température la plus basse jusqu'à laquelle le produit peut s'écouler librement, pour éviter le bouchage des moteurs diesel.

II.2.20. Température d'ébullition

La température d'ébullition est une caractéristique propre à chaque substance. Elle est définie comme étant la température à laquelle s'effectue la vaporisation rapide d'un liquide à pression donnée.

II.2.21. Chaleur spécifique**II.2.21.1. Définition**

La chaleur spécifique est définie comme étant la quantité de chaleur qu'il faut fournir à un gramme de cette substance pour élever sa température de un degré.

II.2.21.2. Intérêt

La mesure de cette grandeur est très importante lors du calcul des quantités de chaleur nécessaire pour le refroidissement et le chauffage d'un produit suivant les conditions dans lesquelles se produit l'élévation de température.

II.2.22. Chaleur latente de vaporisation**II.2.22.1. Définition**

La chaleur latente de vaporisation est la quantité de chaleur fournie à l'unité de poids d'une substance pour la transformer en vapeur à une température donnée. [3]

L'unité : kJ.kg^{-1} (kJ.mol^{-1}).

II.2.22.2. Intérêt

La chaleur latente de vaporisation est une quantité importante en chimie et en physique. En effet, elle doit être prise en compte pour évaluer les conditions dans lesquelles se produiront une expérience ou un procédé.

II.2.23. Pouvoir calorifique**II.2.23.1. Définition [5]**

C'est la quantité de chaleur libérée lors de la combustion complète par unité de volume ou de poids de combustible, conduisant à la formation de CO_2 et H_2O .

Il existe deux valeurs du pouvoir calorifique :

P.C.I : pouvoir calorifique inférieur (net value).

P.C.S : pouvoir calorifique supérieur (gross value).

II.2.23.2. Intérêt

Cette mesure permet d'évaluer la consommation en fuel ou en gaz d'un four dont on a calculé la charge thermique, et dont on connaît le rendement. [5]

II.2.24. Facteur de caractérisation K_{uop}

II.2.24.1. Définition

Nelson, Watson et Murphy de la société UOP (Univers Oil Products) ont proposé le facteur de caractérisation K_{UOP} pour classer les bruts selon la prédominance d'une famille chimique, il est directement lié à la température d'ébullition moyenne du pétrole ou de produit pétrolier selon la formule : [5]

$$K_{UOP} = \frac{\sqrt[3]{T_{eb}}}{sp.gr_{60/60}} \quad \text{II.7}$$

Où T_{eb} est la température d'ébullition exprimée en degrés Rankine ($^{\circ}R$), elle est convertie au $^{\circ}C$ selon la formule :

$$\boxed{^{\circ}R = 1,8^{\circ}C + 491,67}$$

a. Pour un pétrole brut distillé par TBP :
$$T_{eb} = \frac{T_{20} + T_{50} + T_{80}}{3}$$

b. Pour une coupe pétrolière distillée par ASTM :
$$T_{eb} = \frac{T_{10} + 2T_{50} + T_{90}}{4}$$

T_{10} : Température à laquelle distillent 10 % du produit

$sp.gr$: est la densité 60/60 $^{\circ}F$ ($d_{15,6}^{15,6}$) calculé selon la formule :

$$sp. gr \frac{60}{60} ^{\circ}F = \frac{d_4^{15}}{0,99904} \quad \text{II.8}$$

II.2.24.2. Intérêt

La connaissance du facteur de caractérisation K_{uop} permet de situer les tendances des pétroles bruts et de des fractions pétrolières. [1]

$K_{uop} = 13$ pour les paraffines normales et iso.

$K_{uop} = 12$ pour les hydrocarbures mixtes où la chaîne et le cycle sont équivalents.

$K_{uop} = 11$ pour les aromatiques et les naphthéniques légèrement substitués.

$K_{uop} = 10$ pour les aromatiques

Remarque : La distinction par le K_{UOP} est moins forte que par les méthodes modernes, mais encore très utilisée car facile et rapide.

II.2.25. Indice de corrélation CI

Le bureau de mines a établi une corrélation définie par la relation suivante :

$$CI = \frac{87552}{T_{eb}} + 473.5 \times SpGr - 456.8 \quad \text{II.9}$$

T_{eb} : en Rankine

II.2.26. Rapport C/H

Le rapport C/H est un facteur utilisé pour caractériser un hydrocarbure, un rapport C/H faible repère une molécule très condensé .on peut donc en déduire immédiatement une relation entre la spécifique gravity et le rapport C/H. [5]

La classification sous ce rapport est particulièrement intéressante pour les phénomènes de combustion et l'estimation des quantités d'air nécessaire à cette combustion. [6]

Pour les paraffines $5 < C/H < 6$

Pour les naphthènes $C/H = 6$

Pour les aromatique $C/H > 6$

Chapitre III

séparation de pétrole brut

III.1. Introduction

Un pétrole brut est constitué par un mélange complexe de nombreux composés, l'obtention des produits pétroliers répondants à des spécifications données nécessite une séparation préalable en différentes fractions ou coupes, lesquelles doivent être purifiées, cette opération est appelée le raffinage.

Le raffinage est une série d'opérations qui permet de transformer le brut en une palette de produits pétroliers (GPL, Essence, kérosène, gasoil...etc) répondants aux exigences des consommateurs et des industriels.

Les principales méthodes industrielles utilisées sont :

- ✓ Procédés de séparation qui isolent les hydrocarbures les uns des autres : distillation, extraction par solvant, adsorption par tamis moléculaires, ...etc.
- ✓ Procédés de transformation qui génèrent des molécules nouvelles, aux propriétés adaptées à l'usage du produit.
- ✓ Procédés de finition qui éliminent (le plus souvent par hydrogénation) des composés indésirables.
- ✓ Procédés de protection de l'environnement qui traitent les gaz de raffineries, les fumées et les eaux résiduelles.

III.2. Objectif de raffinage [10]

1. Améliorer les qualités de certaines coupes pétrolières pour en faire des bases utilisables pour constituer les produits finis.

- ❖ L'amélioration de l'indice d'octane des essences par le traitement de la coupe essence lourde dans l'unité de reformage catalytique qui produit une base à haut indice d'octane appelée reformat



Figure N° III.1. Schéma de principe de reformage catalytique

- ❖ L'abaissement de la teneur en soufre des produits intermédiaires dans l'unité de désulfuration de gasoil.

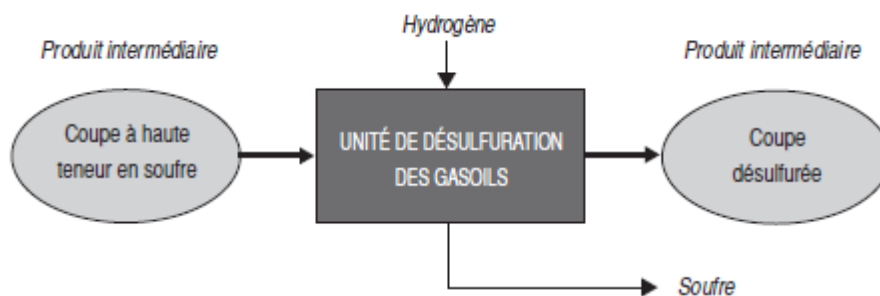


Figure N° III.2. Schéma de principe de désulfuration

2. Modifier les rendements des différentes coupes pétrolières obtenues à partir des bruts traités afin de produire les quantités de produits commerciaux exigées par le marché.

❖ L'ajustement des quantités est obtenu dans certaines unités de conversion comme le craquage catalytique qui transforme une coupe de produits lourds essentiellement en essence à bon indice d'octane mais aussi de gaz et produits intermédiaires (gasoil).

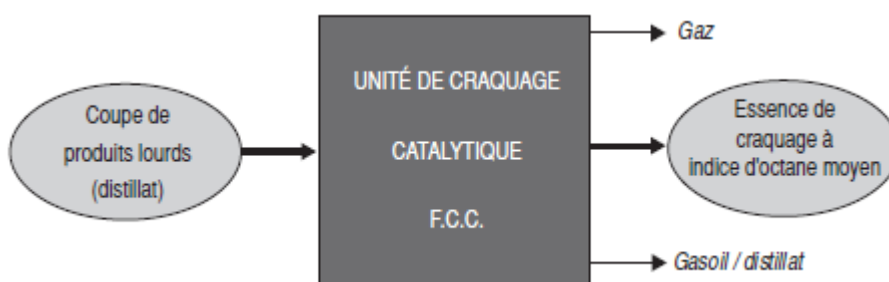


Figure N° III.3. Schéma de principe de craquage catalytique

III.3. Notion générale sur la distillation

La distillation est un procédé qui utilise la différence de volatilité (capacité à s'évaporer selon la température) entre les constituants afin de les séparer, le composé le plus volatil s'évaporerait plus facilement et composerait la majeure partie des vapeurs. Il est ainsi possible de créer une phase gazeuse ayant une composition différente du mélange initial. Par condensation de ces vapeurs, un liquide appelé distillat peut être récupéré avec une concentration élevée du composé le plus volatil.

La quasi-totalité des raffineries sont équipées d'une unité ou colonne de distillation appelée distillation atmosphérique (auss appelée primaire) et une unité de distillation sous vide.

La distillation est une étape préliminaire au raffinage des produits pétroliers. Elle permet de fractionner le pétrole brut afin d'obtenir différentes coupes pétrolières en fonction de la température d'ébullition,

D'abord, la distillation atmosphérique permet de séparer les coupes gaz, essence, kérosène, et gazole, la partie du produit pétrolier qui n'a pas été distillée lors de cette opération est appelé le résidu atmosphérique (RA) est composée des molécules dont le point d'ébullition est supérieur à 350°C, Le résidu atmosphérique peut ensuite être séparé, par distillation sous vide, en deux autres coupes pétrolières:

- ✓ le distillat sous vide dit DSV (fuel).
- ✓ le résidu sous vide dit RSV.

Les conditions opératoires d'une colonne industrielle :

- La pression de fonctionnement est fixée par les conditions opératoires qui règnent au ballon de reflux (la tension de vapeur du produit de tête liquide). Elle est ensuite sensiblement constante dans la colonne.

- Les températures dans la tour sont les températures d'ébullition des produits qui circulent :

- La température de tête est la plus basse correspondant aux constituants légers obtenus au sommet
- La température du fond est la plus élevée correspondant aux constituants lourds obtenus au fond. [10]

III.3.1. Distillation atmosphérique

C'est le premier traitement du brut depuis sa production. Elle permet d'amplifier la séparation en réalisant une circulation à contre-courant de deux phases liquide et vapeur à l'intérieur d'une colonne ou tour de distillation. [10]

Ce procédé consiste à chauffer le pétrole dans une tour de distillation munie d'un certain nombre de plateaux réalisant des contacts entre les phases liquide et vapeur, à chaque contact la vapeur s'enrichit en constituants légers et le liquide se concentre en produits lourds, ce procédé appelée Topping ou distillation atmosphérique (pression qui règne à l'intérieur est proche de celle de l'atmosphère) et à des températures allant de 343 ° C à 371°C, et grâce à la différence de température d'ébullition des composants et avec la vaporisation des fractions, on recueille à différents niveaux de la colonne des fractions de produits légers, intermédiaires, moyens et lourds, La partie résiduelle est envoyée vers une autre colonne appelée distillation sous vide.

Les fractions ayant les points d'ébullition les plus bas, comme le gaz combustible et le naphta léger, sont soutirées au sommet de la tour sous forme de vapeurs. Le naphta, ou essence de distillation directe, est repris à la partie supérieure de la tour comme produit de tête. Ces produits sont utilisés comme matières premières de reformage.

Les fractions ayant un intervalle d'ébullition intermédiaire, dont le gazole, le naphta lourd et les distillats, sont soutirées latéralement dans la section médiane de la tour. Elles sont soumises à des opérations de finition en vue d'être utilisées comme Kérosène, carburant diesel, mazout, carburacteur, matières premières des unités de craquage catalytique et essences de base. Certaines de ces fractions liquides sont débarrassées de leurs produits plus légers qui sont réinjectés dans la tour comme reflux descendants.

Les fractions plus lourdes à point d'ébullition plus élevé (appelées résidus) qui se condensent ou qui restent dans la partie inférieure de la tour sont utilisées comme fiouls ou matières premières pour les unités de production de bitume ou de craquage, ou sont acheminées vers un réchauffeur et une tour de distillation sous vide pour subir un fractionnement plus poussé.

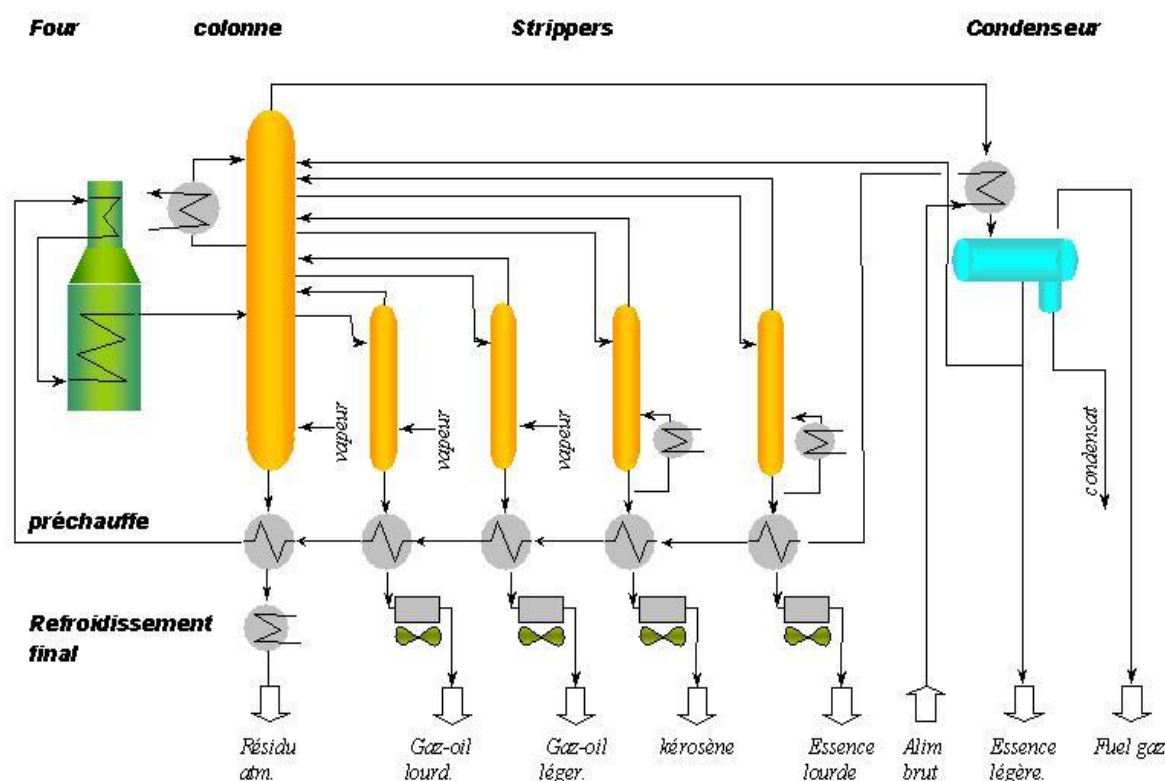


Figure N° III.4. Schéma de Distillation atmosphérique d'un pétrole brut.

III.3.2. Distillation sous vide

La distillation sous vide est réservée au fractionnement des produits lourds dont les températures d'ébullitions normales seraient supérieures au seuil de craquage par abaissement de la pression pour empêcher le craquage thermique. Elle s'effectue dans des colonnes moins hautes et plus épaisses que celles atmosphérique et possèdent un système de mise sous vide composé, soit d'éjecteurs soit d'un système mixte éjecteur/ pompe à anneau liquide.

Elle permet de fractionner le résidu atmosphérique de température supérieur à 380°C en donnant des fractions huileuses à la viscosité convenable pour divers emplois, elles sont appelées coupes de base ou des huiles de base.

Le premier soutirage de la colonne est le gasoil lourd, Les trois autres soutirages latéraux sont :

- Coupe d'huile la plus légère (spindel).
- Coupe d'huile moyenne (mi- visqueuse).
- Coupe d'huile visqueuse.

Au fond de la colonne on obtient une coupe d'huile résiduelle noir et paise très visqueuse appelé Bright stock.

Toutes ces huiles de base ne sont pas prêtes à l'emploi, il faudra leurs subir une série d'opérations pour éliminer les hydrocarbures indésirables de point de vu viscosité, congélation et carbone Conradson ...etc.

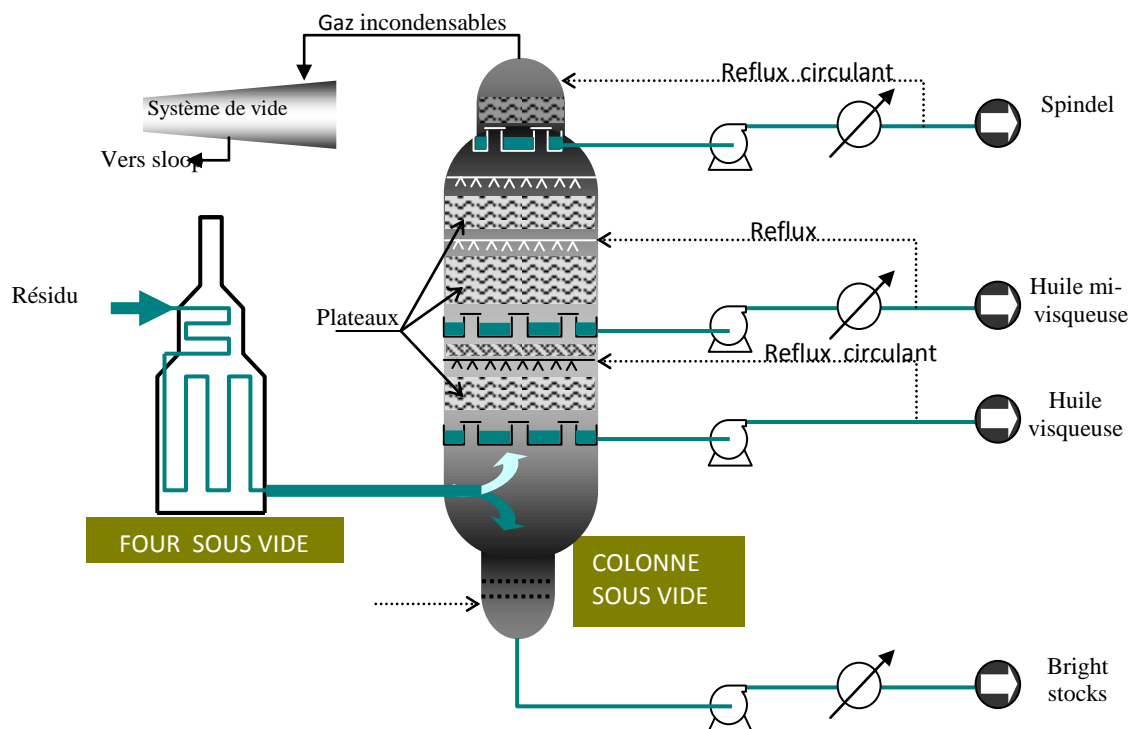


Figure N° III.5. Schéma de Distillation sous vide d'un pétrole brut

III.3.3. Produits pétroliers**III.3.3.1. Gaz de pétrole liquéfié GPL**

C'est un mélange d'hydrocarbures légers dans des proportions variables de Propane (C_3H_8) et Butane (C_4H_{10}), le propane étant généralement l'élément prépondérant. Ils sont gazeux dans les conditions normales de température et de pression, liquéfiés et maintenus à l'état liquide en élevant la pression ou en abaissant la température.

Le gaz liquéfié provient de certains gaz naturels ou il est issu du raffinage du pétrole, 60% de la production mondiale provient du gaz naturel, 40 % du raffinage du pétrole brut. [12]

Le butane et le propane sont stockés sous leur propre pression de vapeur, c'est-à-dire que les conditions de stockage sont telles qu'il y a coexistence des états liquide et gazeux du gaz concerné. Ainsi la pression de stockage dépend uniquement de :

- La nature du produit stocké (ses propriétés physiques en particulier).
- La température de stockage. [15]

III.3.3.2. Essence

Juste après les G.P.L, la fraction essence qui est un liquide inflammable, contient essentiellement des hydrocarbures dont le nombre d'atomes de carbone se situe de 5 à 10, comme cette fraction est principalement utilisée dans les moteurs de combustion interne, ses caractéristiques sont orientées en vue de cet usage.

Pour améliorer la qualité d'une essence on augmente l'indice d'octane, donc nous devons choisir dans la formulation du carburant des produits qui sont résistants à l'auto-inflammation.

III.3.3.3. Kérosène

Cette fraction, appelée aussi carburéacteur, se situe juste en dessous des essences et elle contient des hydrocarbures comptant approximativement 10 à 14 carbones, son usage en aviation est principalement dû à son fort pouvoir calorifique, il doit y'avoir un point de congélation très bas.

Egalement en raison des conditions particulières de son utilisation, sa fabrication est particulièrement contrôlée à tous les stades. Parmi ces spécifications, citons :

- Encombrement.
- Propriétés en Altitude (faible température...).
- Sécurité d'emploi.

III.3.3.4. Gasoil

Cette fraction, parfois appelée gasoil ou diesel, il contient des hydrocarbures comptant de 14 à 20 atomes de carbone.

Cette fraction est utilisée notamment comme carburant pour moteurs diesel pour lesquels il est intéressant de savoir son indice de cétane en vue de l'améliorer mais comme il y a généralement surproduction de gasoil, ce produit est une matière première pour l'industrie organique. Il est donc utilisé comme combustible ou comme matière première.

Dans un moteur Diesel, contrairement à celui à explosion, il est nécessaire que le carburant présente une structure chimique favorable à l'auto-inflammation. Cette qualité s'exprime par l'indice de cétane.

III.3.3.5. Fuel-oils

Un fuel-oil est un gas-oil dont le point final de distillation est plus élevé que celui de gas-oil normal. Il est utilisé dans les moteurs Diesel lents, du type de ceux montés sur les navires et les tracteurs agricoles. [3]

III.3.3.6. Huiles et graisse**A. Huiles**

Constituées d'un composant principal appelé base obtenu de la distillation sous vide, auquel sont ajoutés des additifs afin d'obtenir les propriétés spécifiques à chaque type d'application. [8]

B. Graisses

Une graisse est, par définition, un produit semi-solide obtenu par dispersion d'un agent gélifiant dans un lubrifiant liquide. Les qualités et les propriétés d'une graisse dépendront de matières premières utilisées pour sa fabrication. [8]

III.3.3.7. Bitume

Les produits les plus lourds, véritables résidus de la distillation (ils ne sont jamais distillés), matière semblable à l'asphalte mais encore plus épaisse. Une propriété importante de l'asphalte et du bitume est d'être très noire, il est utilisé pour le revêtement des routes.

Les bitumes, sont définis et classés dans la norme française NF T 65-000. Ils comprennent plusieurs grandes familles, les bitumes purs, les bitumes fluidifiés, les bitumes fluxés, les bitumes fluxés mixtes les bitumes modifiés et les goudrons

III.3.3.8. Paraffines

La fabrication d'huiles à bas point de congélation nécessite l'élimination des éléments lourds paraffinés cristallisables. Le déparaffinage est effectué sur des distillats légers ou lourds, on obtient la paraffine ou le pétrolatum. La paraffine blanchie par traitement à l'acide sulfurique a un point de fusion compris entre 40 et 65°C et elle est utilisée dans la protection des denrées alimentaires, le pétrolatum est utilisé pour la fabrication de la vaseline et des cires diverses : entretien des parquets, produits de beauté, cirages, ...etc. [3]

III.3.3.9. Coke

Dans certaines raffineries, les résidus lourds sont craqués sévèrement pour obtenir une qualité intéressante de coke industriel, contenant 4 à 5 % de matières volatiles. C'est un combustible de premier choix pour la métallurgie et l'industrie de céramique, il est utilisé pour la fabrication des électrodes, des charbons, des abrasifs et des pigments de peinture. [3]

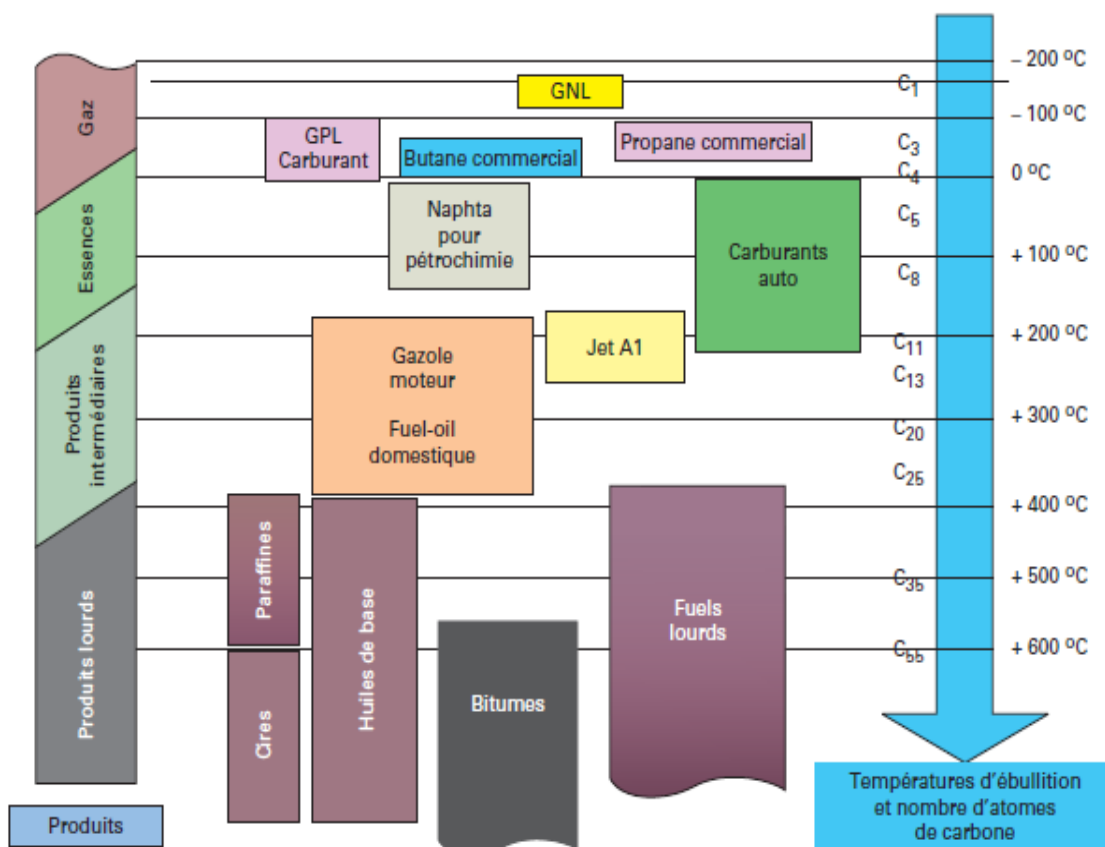


Figure N° III.7. Schéma de gamme d'hydrocarbure des produits pétroliers [10]

Les distillations utilisées au niveau de laboratoire sont :

III.3.4. Distillation préparative au laboratoire: T .B.P. (True Boiling Point)

Elle fait l'objet de la méthode ASTM D 2892 et correspond à une technique de laboratoire, définie pour une colonne de 15 à 18 plateaux théorique avec un reflux de 5:1, et elle est connue dans le nom de TBP (True Boiling Point).

Elle s'applique aux pétroles bruts stabilisés (débutanisés) mais peut s'entendre à un mélange pétrolier quelconque sauf le gaz de pétroles liquéfiés, les naphthas très légers et les fractions ayant un point initial d'ébullition au-dessus de 400°C.

La charge peut varier de 0.5 à 30 L, elle permet :

- De recueillir des gaz liquéfiés, des coupes de distillation et un résidu.
- La détermination des rendements des coupes à la fois en poids et en volume
- Le tracé d'une courbe de distillation représentant la température en fonction soit du % poids soit du % volume recueilli. [1]

L'appareillage permet la distillation soit à pression atmosphérique, soit sous pression réduite selon les étapes suivantes :

A. Dégazage

C'est la première étape à réaliser du faite que le brut contient une certaine quantité de légers (gaz dissous dans le brut).

Les vapeurs ainsi formées seront condensées en tête de colonne dans un piège qui est immergé dans un bain d'acétone, relié à réfrigérant afin de piéger les gaz dissous (C₅⁻) qui seront analysés ultérieurement par chromatographie en phase gazeuse (CPG).

B. Distillation à pression atmosphérique

Cet essai consiste à distiller le brut correspondant à un volume donné dans la colonne de distillation

L'ensemble comporte au fond un bouilleur équipé d'un chauffage électrique et d'une prise de température, et en tête un condenseur muni d'un système de reflux à un taux égal à 5.

Nous mettons l'ensemble en marche, tout en réglant le reflux de manière à récupérer un volume de distillat pour cinq volumes du brut recyclés vers la colonne jusqu'à une température de 220° C.

C. Distillation sous vide

➤ Sous pression réduite de 40 mm Hg

Nous refroidissons le brut restant et nous procédons à sa distillation sous 40 mm Hg réglée au moyen d'un régulateur de vide.

Les fractions sont récupérées dans cette phase à des intervalles de température de **10°C**. Nous continuons la distillation jusqu'à une température de **320°C** en tête de colonne pour éviter le cracking des molécules lourdes.

➤ Sous pression réduite de 10 mm Hg

La distillation précédente est ensuite conduite sous pression encore plus réduite de 10 mm Hg.

Le processus de distillation est arrêté lorsque la température en tête de colonne atteint **380°C**, au moment où nous avons apparition de fumée.

➤ Distillation sous pression réduite du 380⁺ °C

Ce type de distillation se fait selon la norme **ASTM D1160**.

Le résidu atmosphérique **R 380⁺** issu de la distillation atmosphérique est distillé sous vide poussé de 5 mm Hg dans un appareil automatique, utilisant une colonne à un seul plateau.

III.3.5. Distillation non préparative A.S.T.M (American Society for Testing Materials)

La distillation correspond à la méthode ASTM D 86 (NF M 07-002), pour produits dont les points d'ébullition de 0 à 400°C.

La distillation la plus utilisée dans l'industrie, en distillant le produit à analyser dans un appareillage simple, les conditions (vitesse de chauffage, vitesse d'évaporation, ...etc.) sont normalisées.

Ces distillations ASTM sont utilisées pour fournir les spécifications distillatoires des produits pétroliers. Cela présente l'avantage d'être assez rapide alors que la distillation TBP (plus précise et plus représentative de la composition des produits).

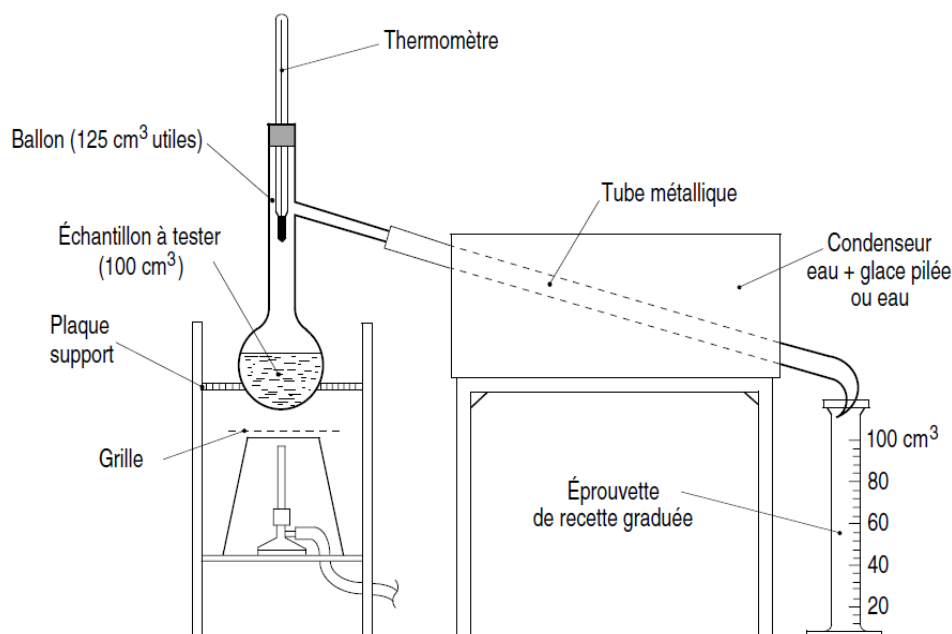


Figure N° III.8. Schéma de la distillation ASTM.

III.4. Analyse chromatographique en phase gazeuse

C'est une méthode physico-chimique de séparation, basée sur la répartition des composants entre deux phases : fixe et mobile, cette dernière traverse en continu la phase stationnaire. Un détecteur analyse en continu la phase mobile à la sortie de la colonne et y révèle la présence de substances différentes de gaz vecteur. De plus, il est relié à un enregistreur qui traduit sous la forme de chromatogramme les informations reçues du détecteur.

Selon le cas, lorsque la phase fixe est solide on parle de chromatographie d'adsorption et lorsque la phase fixe est liquide il s'agit d'une chromatographie de partage. [6]

III.4.1. Principe

Le principe de la séparation repose sur la différence d'affinité entre les composés pour la phase mobile et la phase stationnaire.

Un composé qui aura plus d'affinité pour la phase mobile, aura peu d'interaction avec la phase stationnaire et sera donc moins ralenti par celle-ci, et sera donc élué plus rapidement qu'un composé qui aura plus d'affinité avec la phase stationnaire et sera plus souvent en interaction avec la phase stationnaire qu'avec la phase mobile. [14]

III.4.2. Avantage de la chromatographie en phase gazeuse

Il s'agit d'une méthode rapide, et présentant une grande souplesse, car on peut faire varier de nombreux facteurs pour améliorer la séparation. De plus, elle s'applique à presque

toutes les substances gazeuses, liquides ou solides (vaporisables) à la température ambiante. Enfin, c'est une méthode qualitative et quantitative. [6]

Gaz vecteur

C'est la phase mobile en chromatographie en phase gazeuse, il a pour rôle de transporter les solutés de l'injecteur jusqu'au détecteur en passant par la colonne. Le choix du gaz vecteur est en grande partie lié au détecteur utilisé :

Hydrogène ou azote avec un détecteur à conductibilité thermique (catharomètre), azote ou hélium avec un détecteur à ionisation de flamme, azote ou mélange argon-méthane avec un détecteur à capture d'électrons.

Le gaz vecteur doit être pur, inerte (Il ne doit pas réagir avec les constituants du mélange à séparer) et le moins miscible possible avec la phase stationnaire. [14]

III.4.3. Appareillage**Seringue**

La seringue permet d'injecter un volume de 10 μL .

Injecteur

Le système d'injection joue plusieurs rôles, que l'échantillon se trouve sous forme solide, liquide ou gazeuse :

- Rôle d'interface qui permet d'introduire l'échantillon dans le chromatographe.
- Rôle de système de vaporisation (dans le cas d'un échantillon liquide ou solide).
- Rôle d'organe de transfert dans la colonne chromatographique.

Les caractéristiques des injecteurs, ainsi que les modes d'injection, diffèrent suivant le type de colonne auxquelles ils sont reliés. [14]

Four

Le four est une enceinte thermostatée dans lequel se trouve la colonne. La programmation de la température du four est un facteur essentiel à l'obtention d'une bonne séparation avec une durée d'analyse acceptable.

Colonne

C'est la partie la plus importante dans un chromatographe. C'est à son niveau que s'opère la séparation des solutés. Cette colonne est imprégnée d'une phase stationnaire qui

constitue la partie active de la colonne et peut être polaire ou apolaire tout en ayant une polarité proche de celle de l'échantillon. La séparation a lieu entre celle-ci et le gaz vecteur.

On distingue deux types de colonnes.

1. Colonne à remplissage

Également appelée colonne classique ou colonne remplie : existant depuis les débuts de la CPG, les colonnes analytiques classiques sont le plus souvent en acier ou plus rarement en verre, de diamètre intérieur de 2 à 6 mm, ont une longueur comprise entre 1 et 3 m et sont enroulées sous forme hélicoïdale. Elles sont remplies d'un support poreux (dimension des particules : 100 à 200 μm) imprégné de 5 à 20 % de phase stationnaire (chromatographie gaz liquide) ou sont remplies d'un adsorbant (chromatographie gaz-solide).

2. Colonne capillaire

En acier à l'origine (1970) et maintenant en verre de silice, elles ont un diamètre interne variant entre 0,05 et 0,35 mm et une longueur comprise entre 10 et 50 m. Pour plus de robustesse, elles sont revêtues d'une couche de polymère ou d'un film d'aluminium et sont enroulées sur un support métallique cylindrique léger, en forme de cage. Il n'y a alors pas de remplissage : la phase stationnaire ou l'adsorbant est déposé sur la paroi interne de la colonne. La faible quantité de phase stationnaire permet des analyses rapides mais impose l'injection d'une quantité très faible d'échantillon.

Détecteur

Il existe plusieurs types de détecteurs dont deux utilisés le plus couramment.

Détecteurs à conductibilité thermique (catharomètre)

Ils sont basés sur la conductibilité thermique des gaz. Ils sont universels mais peu sensibles (la quantité minimale détectée est de l'ordre de 1 à 10 ng). La réponse du détecteur est proportionnelle à la concentration en substance. Ils sont non-destructif et peuvent être utilisés avec de l'Hélium ou de l'hydrogène comme gaz vecteur.

Détecteurs à ionisation de flamme (FID)

C'est le détecteur le plus utilisé en CPG. Le courant gazeux issu de la colonne pénètre dans un petit brûleur dont la flamme est alimentée par un mélange d'hydrogène et d'air. La combustion des composés organiques élués produit des ions qui sont collectés au moyen de deux électrodes. Le courant très faible qui en résulte est transformé en une tension qui est enregistrée.

III.5. Représentation graphique des analyses [3]

De même que l'essai de distillation se traduit graphiquement par une courbe, les résultats de l'analyse ont intérêt à être exploités sous forme de courbe qui assure ainsi continuité des propriétés et permettent une utilisation plus rationnelle. On distingue trois types principaux de présentation :

III.5.1. Courbe de propriétés instantanées

C'est un diagramme qui possède en abscisse une échelle de pourcentage volumique distillé sur laquelle on porte les fractions élémentaires dans leur ordre de passage en distillation et en ordonné des échelles de propriétés. Dans le cas de la densité par exemple, nous savons que cette propriété est continue et additif en volume, c'est-à-dire qu'à chaque point de l'échelle des volumes correspond une valeur de volume instantané de la goutte de distillat et que, d'autre, la courbe de densité est le dérivé de la courbe de poids. Il est donc justifié de tracer à partir des paliers une courbe continue de variation de densité telle que, pour chaque fraction élémentaire, les aires situées de part et d'autre du palier soient égales.

Les courbes des propriétés additives telles que : la densité, point d'aniline, % soufre permettent d'estimer les propriétés correspondantes relatives à des fractions beaucoup plus larges. Les courbes de TBP et de densité instantané d'un pétrole brut permet ainsi d'estimer les densités de certaines courbes de distillation : Essence, kérosène et gasoil, ainsi que leur températures « mean average » sur les portions de TBP, correspondant à ces produits. Ces deux données reportées sur le diagramme de facteur de caractérisation fournissent alors une estimation du poids moléculaire moyen de ces coupes.

III.5.2. Courbes propriétés rendements

C'est un diagramme qui possède en abscisse une échelle volumétrique de rendement et en ordonné des échelles de propriétés.

Cette représentation est essentiellement utilisée pour les produits extrêmes : essence et résidus. Les courbes obtenues sont donc les intégrales des courbes présidentes ; il est évident que si une propriété partielle à une représentation linéaire, la courbe propriété rendement sera une droite que l'on peut calculer. Cette représentation est particulièrement intéressante dans le cas des propriétés non additives pour lesquelles on ne peut déduire les courbes propriétés-rendements à partir des valeurs instantanés. Lorsque on chauffe un pétrole brut à une température suffisante pour le vaporisé partiellement, on peut noter les valeurs des

pourcentages vaporisés en fonction de la température pour une pression spécifiée et traduire graphiquement ces résultats, comme dans le cas de la distillation.

III.5.3. Courbes iso-propriétés

C'est un diagramme qui se présente sous la forme d'un carré portant sur chaque côté des échelles volumétriques. En abscisse, on repère le début de courbe (Point Initial) et en ordonné la fin de la courbe (Point Final) et l'autre ordonné porte une échelle de propriétés. Cette représentation est utilisée pour les fractions intermédiaires.

Si la courbe d'une propriété instantanée est une droite, les courbes iso-propriétés seront des droites à 45°, et qui sont distantes les unes des autres pour une même variation de la propriété. Cette particularité est approximativement vérifiée pour les courbes iso-densités. Toutes propriétés peuvent être représentées dans le diagramme iso-propriété, même les spécifications de la distillation ainsi, par exemple, on peut tracer la courbe des gasoils ayant leurs points 90% = 360°C.

Chapitre IV

Normes et modes opératoires.

IV.1. Introduction

Dans cette partie, nous présenterons le mode opératoire des essais qui ont été menés sur le pétrole brut et ses fractions fournies à la Division technologique et développement de BOUMERDES. Pour la détermination des caractéristiques physico-chimiques, et le fractionnement du pétrole brut.

IV.2. Echantillonnage

IV.2.a. Norme : ISO 3170 et ISO 3171 selon la méthode Total 547/76.

L'échantillonnage consiste à prélever une certaine quantité représentative de pétrole brut afin de réaliser des analyses, des caractéristiques telles que la densité, la tension de vapeur et le pourcentage en soufre, ces propriétés sont affectées par la proportion d'hydrocarbures légers contenus dans le brut. Leur détermination nécessite par conséquent des méthodes l'échantillonnage adéquates afin d'éviter les pertes éventuelles en composants volatils. [9]

L'échantillonnage se fait à Température ambiante et à pression inférieure à 15 bars, il nécessite :

- Deux fûts de prélèvement de volume compris entre 25 et 28 litres, bien repérés, résistants, ne se déformant pas sous l'effet de la tension de vapeur du brut au moment de, ou après l'échantillonnage, leurs propriétés sera contrôlée, et un fût de slops pour rinçage des lignes et des fûts.
- Trois tubes plongeurs en acier inox avec raccord femelle et bouchon se vissant sur le col de fût.
- Un dispositif métallique (manifold) comprenant trois vannes et des manomètres de pression, l'un « M1 » graduée de 0 à 15 bars, l'autre « M2 » graduée de 0 à 5 bars, en plus des raccords à l'entrée et à la sortie.
- Quatre flexibles de deux mètres ou plus, suivant la nécessité, pouvant résister à une pression de 2 bars (type caoutchouc toilé), avec raccords mâle et femelle, du type adapté.

(Voir Annexe A1).

IV.2.b. Méthode d'essais

- Vérifier que le brut circulant en ligne correspond bien à la qualité. Noter les heures du début et de la fin du déchargement.
- Visser les tubes plongeurs sur les fûts.

- Leur affecter un numéro d'ordre : le pétrole brut passera successivement dans les fûts marquées A, B, C ou 1, 2, 3.
- Brancher le flexible, de deux mètres au manifold et faire provisoirement déboucher l'extrémité libre dans un fût de slops,
- Mettre le manifold sous pression en ouvrant la vanne « A » de la ligne de prise d'échantillon.
- Noter la pression sur le manomètre M1.
- Rincer la ligne d'échantillonnage, le manifold et le flexible en ouvrant en grand la vanne « C » et légèrement la vanne « B »,
- Relier l'extrémité libre du flexible au tube d'entrée plongeant dans le premier fût repéré « A » ou « 1 »,
- Faire couler le brut dans les fûts en réglant l'ouverture de la vanne « B » de telle façon que la pression en val du manifold, indiquée sur le manomètre M2, reste inférieure à 0,3 bar au cours du remplissage du premier fût.
- **N.B :** La pression dans les fûts augmente normalement au cours de l'échantillonnage, elle varie avec la viscosité et la masse volumique du brut, mais ne doit jamais dépasser 1 bar. Si elle dépasse cette valeur, fermer la vanne d'arrivée du brut « A », vérifier le matériel et recommencer le prélèvement.
- Lorsqu'il reste encore un volume libre d'au moins cinq litres dans le fût de slops, fermer les vannes « B » et « C », écarter le fût de slops.
- Laisser la pression s'équilibrer dans les fûts.
- Démonter les raccords, dévisser les tubes et boucher les fûts.
- Fermer la vanne « A » de la ligne d'échantillonnage du brut, vider le manifold et le flexible de deux mètres dans le fût de slops en ouvrant la vanne « B ».

IV.3. Les essais préliminaires de brut et ses fractions

Les différents essais préliminaires effectués sur le brut et ses fractions, sont décrits dans ce qui suit, pour une meilleure évaluation, de ces derniers. Les modes opératoires pour la mesure de chaque propriété sont expliqués dans ce chapitre et les photos des appareils sont présentées en annexes.

IV.3.1. Densité

Il existe plusieurs appareillages pour pouvoir estimer cette propriété expérimentalement, tels que : l'aéromètre, le pycnomètre, mais au cours de notre étude, nous avons utilisé un densimètre électronique à 20°C, où la détermination fut régit la norme **ASTM D 4052/ ISO 12185**. La photo de l'équipement est présentée dans l'**Annexe A2**.

IV.3.1.a. Principe

Mesure de la fréquence d'un tube en U oscillant contenant le produit à l'essai, puis on calcul à l'aide des mesurages de fréquences d'oscillation de fluide d'étalonnage de masse volumique connu.

IV.3.1.b. Mode opératoire

Une fois que le densimètre est prêt : température stable a 20°C et l'écran d'affichage est a 0,0012 on procède selon la norme ASTM 4052 comme suit :

- On allume l'éclairage de la cellule.
- On injecte l'échantillon (faible quantité) à l'aide d'une seringue dans le trou d'injection en évitant les bulles d'air dans la cellule car la présence de celle-ci fausse la mesure.
- On coupe l'éclairage, car la chaleur irradiée par l'éclairage affecte la température de cellule et on met l'appareil en marche en appuyant sur le bouton START.
- Des que l'équilibre est atteint, on lit la valeur de la densité sur un afficheur électronique.
- Entre chaque essai, il faut nettoyer la cellule en utilisant le solvant de rinçage (essence SRA) et sécher avec l'acétone, les traces d'eau ou d'humidité sont aspirées par une pompe en vers le silicate gel placé à l'entrée de la cellule afin d'éliminer toutes les saletés adhérant aux parois de tube en U jusqu'à la stabilisation de l'écran d'affichage à 0.0012.

N.B : la densité à 15°C est déterminée par des tables de conversion.

IV.3.2. Viscosité

La détermination expérimentale de cette propriété se fait à l'aide d'un viscosimètre de type Cannon FENSKE opaque, basé sur la norme AFNOR NF T 60-100 équivalent à la norme **ASTM D 445 / ISO 3104**, la photo de l'équipement est présentée dans l'**Annexe A3**.

IV.3.2.a. Principe

On mesure le temps mis par un volume déterminé de prise d'essais contenue dans le réservoir d'un viscosimètre en verre pour s'écouler par un capillaire calibré sous une charge de liquide exactement reproductible à une température contrôlée.

Les bains de viscosité sont soit en silicone soit en eau, selon la fraction à examiner :

- ✓ Pour le pétrole brut (20 et 37.8°C), gasoil (37.8 et 40°C) et le kérosène (20 et 37.8°C).
On utilise le bain en eau car la température ne dépasse pas les 50°C.
- ✓ Pour le résidu (98.9°C), On utilise le bain en silicone car la température atteindra environ 100°

IV.3.2.b. Mode opératoire

- On met le bain thermostat en marche et on laisse stabiliser jusqu'à la température de mesure.
- On charge le viscosimètre avec le liquide jusqu'au trait de remplissage et on bouche l'une de couverture du viscosimètre.
- Une fois le bain stabilise, on introduit le viscosimètre dans le bain, et on le fixe pour le laisser atteindre l'équilibre de température.
- Une fois l'équilibre atteint on enlève le bouchon et on laisse le liquide descendre jusqu'au premier trait de repaire.
- Quand le liquide atteint ce trait, on enclenche le chronomètre pour enregistrer le temps d'écoulement du liquide à travers le premier bulbe.
- On arrête le premier chronomètre et on démarre le deuxième simultanément, une fois que le liquide arrive au second bulbe, on mesure le temps mis pour le traverser.
- Le temps d'écoulement des deux réservoirs ne doit pas être inférieur à 200 secondes, il ne doit pas être aussi supérieur à 700 secondes.

On calcul la viscosité par la relation suivante :

$$V = (k_1 \times T_1 + k_2 \times T_2) / 2 \quad \text{IV.1}$$

K1, K2 : constante de bulbes 1 et 2 du viscosimètre.

T1 : le temps d'écoulement du liquide dans le premier bulbe en seconde.

T2 : le temps d'écoulement du liquide dans le deuxième bulbe en seconde.

IV.3.3. Tension de vapeur Reid

La détermination de cette propriété est basée sur la norme **ASTM D323/ ISO 3007** cette méthode d'essai s'applique spécifiquement aux pétroles bruts volatils et aux produits pétroliers liquides non visqueux, à l'exception des gaz de pétrole liquéfier, la photo de l'équipement est présentée dans l'**Annexe A4**.

IV.3.3.a. Principe

Une bombe de “ Reid“ contenant le produit a analysé est introduite dans un bain réglé à 37.8 °C jusqu’à l’équilibre de pression. la valeur lu sur le manomètre est la tension de vapeur Reid.

IV.3.3.b. Mode opératoire

- On met le bain en marche et on le laisse se stabiliser jusqu’à la température de 37.8 °C, au préalable, on laisse refroidir la bombe de Reid et l’échantillon a analysé dans un congélateur pour ne pas perdre les constituants légers continus dans la prise d’essai.
- Une fois que le bain est stabilisé, on introduit la prise d’essai dans l’appareil (bombe), on renverse ce dernier et on le secoue vigoureusement, on le tourne dans sa position verticale en continuant de le secouer, et on le place dans le bain pendant une heure environ.
- On continue 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.

IV.3.4. Point d’éclair

La détermination de cette propriété est basée sur la norme **ASTM D 56**, la photo de l’équipement est présentée dans l’**Annexe A5**.

IV.3.4.a. Principe

La prise d’essai est placée dans le vase d’un appareil Tag semi-automatique en vase fermé et chauffée avec une augmentation constante de la température et sous agitation permanente, une flamme est présentée devant une ouverture dans le couvercle du vase tout en interrompant simultanément l’agitation.

IV.3.4.b. Mode opératoire

- ❖ Produits dont le point d’éclair est en dessous de 13°C :
- On nettoie et on sèche toutes les parties du vase et les accessoires.
- On refroidie l’échantillon à 157°C.
- On Remplie le bain d’eau avec de l’eau et d’éthylène Glycol (50 /50) jusqu’au trait de repère (La température du bain doit être maintenue environ 10 °C au-dessous du point d’éclair présumé).
- On Remplie le vase avec l’échantillon jusqu'au repère indiqué sur la paroi interne du vase, on place le couvercle, et on ferme la glissière.

- On Place le vase dans le bain de chauffage, on place le thermomètre (ASTM 57C) dans le couvercle, et on pose la veilleuse allumée sur les pivots du couvercle.
- On règle la flamme de la veilleuse.
- On met l'agitation en marche pendant la durée de l'essai à une vitesse 30 tours/min.
- On chauffe le bain de telle sorte que la température de la prise d'essais monte à une vitesse de tous les 1°C/min.
- On continue à agiter régulièrement pendant la durée de l'essai et on cesse l'agitation lors l'application de la flamme.
- Lorsque la température de l'échantillon atteint 20 °C, on applique la flamme en ouvrant la glissière du couvercle tous les 0.5 °C jusqu'à l'apparition d'une flamme distincte à l'intérieur du vase et on note la température de l'échantillon à ce moment : c'est le point d'éclair en vase clos.

❖ Produits dont le point d'éclair est en dessous de 60°C :

On procède comme il est indiqué précédemment mais on remplace le thermomètre par ASTM 9C.

❖ Produits dont le point d'éclair est supérieur à 60°C :

- On procède comme il est indiqué précédemment mais on utilise de l'eau à la place du mélange d'Éthylène Glycol et l'eau et on utilise le thermomètre ASTM 9C.
- On Chauffe l'échantillon pendant l'essai, de telle sorte que la température de la prise d'essai monte à une vitesse de 3°C / min et on fait la première applique de la flamme lorsque la température atteint la température inférieure d'au moins 5°C au point d'éclair présumé.

IV.3.5. Point de trouble, point d'écoulement, point de congélation

La détermination de cette propriété est basée sur la norme ASTM D97/ ISO 3016, la photo de l'équipement est présentée dans l'Annexe A6 et A7.

IV3.5.a. Principe

Le principe de cette méthode et de déterminer l'intervalle de température dans le quelle se fait le passage d'une substance à l'état solide celle-ci est exposée au froid.

IV.3.5.b. Mode opératoire

- On chauffe l'échantillon avant de le refroidir progressivement avec des bains réfrigérants de plus en plus froid (0°C, -17°C, -34°C et -51°C).
- On verse le produit à analyser dans le tube à essai jusqu'au trait jauge.

- On renferme le tube avec un bouchon muni d'un thermomètre maintenu verticalement et bien centré à la naissance capillaire de thermomètre.
- On place le tube à essai dans le bain réfrigérant (éthanol) de manière qu'elle dépasse au plus de 25 mm le niveau de milieu réfrigérant, et on examine le tube à essai après abaissement de la température 3°C.
- On commence les mesures à une température de préférence multiple de 3°C et supérieures à 15°C et on met le tube à essai dans le premier compartiment de 0°C.
- Si le liquide ne cesse pas de couler quand la température atteint 9°C on place le tube dans le compartiment de -17°C.
- Si le liquide ne cesse pas de couler quand la température atteint -6°C on place le tube dans le compartiment de -34°C et si on n'a pas encore atteint le point de congélation à la température de -24°C on le place dans le dernier compartiment de -51°C.
- Dès que l'échantillon ne coule plus, lorsque le tube est incliné, on maintient le tube à essai dans la position horizontale pendant 5 secondes. si la surface de l'échantillon ne se déforme pas, et enfin on note la température qui est le point de congélation.
- Le point d'écoulement s'obtient en ajoutant 3°C à cette température.

IV3.5.C. Point de trouble

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 :

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

IV.3.6. Teneur en soufre

Il y a deux méthodes de la détermination de la teneur en soufre :

IV.3.6.1 La détermination de la teneur en soufre par fluorescence x

Elle est régit par la norme **ASTM-D4294/ ISO 8754**, l'équipement de cette essai est présenté dans l'**Annexe A8**.

IV.3.6.1.a. principe

Il consiste à mesurer l'atténuation d'un faisceau de rayons X monochromatique à une énergie spécifique à la teneur en soufre. Dans la pratique, un flux passe à travers une cellule où le soufre contenu dans le pétrole brut absorbe les rayons X transmis entre la source et un

détecteur, l'intensité des rayons X enregistrée est inversement proportionnelle à la concentration en soufre (la plus haute teneur en soufre transmet moins les rayons X).

IV.3.6.1.b. Mode opératoire

- On prépare les boîtes d'échantillon.
- On met la boîte d'échantillon dans l'appareil.
- On commence l'analyse (3 mesures/analyse) chaque mesure pendant 100 secondes.
- On lit la moyenne des mesures qui est imprimée.

IV3.6.2. La détermination de la teneur en soufre par fluorescence UV

La détermination de la teneur est régit par la norme **ASTM 5453**, l'équipement de cette essai est présenté dans l'**Annexe A9**.

On l'applique pour les produits pétroliers blancs (coupes issues de la distillation) Ayant une teneur maximale en soufre Inférieure à **100 ppm**.

IV.3.6.2.a. Principe

Minéralisation en phase gazeuse des composés soufrés avec formation de SO₂ détecté par fluorescence U.V (four à oxydation) (Mesure par un photomultiplicateur du rayonnement de fluorescence émis dans l'U.V. par la désactivation des molécules de SO₂ précédemment excitées).

IV.3.6.2.b. Mode opératoire

- On Allume le PC, on Allume l'appareil ANTEK 9000 NS, on allume l'injecteur automatique, et on ouvre les gaz.
- On laisse l'appareil se stabiliser en température du four qui est 1050°C.
- Avant de procéder à des analyses, une série de courbes d'étalonnages est nécessaire à l'aide des étalons standards certifiés pour la mesure, on estime la teneur en soufre de l'échantillon. Si l'étalonnage multipoint est choisi, on prélève une prise d'essai en s'assurant que la teneur en soufre se situe à l'intérieur de la courbe d'étalonnage choisie.
- La mesure démarre avec un bip de l'échantillonneur qui aspire directement l'échantillon à l'aide d'une seringue de 10 µl placée dans l'appareil.
- On rince la seringue plusieurs fois avec la solution à analyser et on assure que le liquide dans la seringue ne contient pas d'air.
- L'opérateur peut suivre le tracé du spectre et sur l'écran du PC et les résultats sont stockés dans le fichier prévu. Les résultats sont exprimés en ppm. et ne devraient pas dépasser 4% d'erreurs comparé à un étalon certifié.

IV.3.7. Indice d'acidité

La détermination de l'indice d'acidité est régit par la norme **ASTM 974/ ISO 6618**, l'équipement de cet essai est présenté dans l'**Annexe A10**.

IV.3.7.a. Principe

La prise d'essai est dissoute dans un mélange de toluène, de Propanol-2 et une petite quantité d'eau distillée, la solution obtenue est titrée avec une solution d'hydroxyde de Potassium (KOH) alcoolique en présence d'un indicateur coloré (P- naphtholbenzéine) jusqu'à ce que la couleur de la solution change pour atteindre le virage d'orange à vert.

IV.3.7.b. Mode opératoire

❖ Préparation du solvant de titrage :

- On mélange 500 ml toluène ,495ml d'alcool isopropylique et 5ml d'eau distillée.

❖ Préparation de la solution de KOH dans l'alcool isopropylique 0,1N :

- Dans un ballon d'un litre on ajoute 3g de potasse en pastille à ½ litre d'alcool isopropylique.
- On fait bouillir à reflux 10 à 15 minutes en agitant fréquemment pour éviter la formation d'une croûte solide au fond du ballon,
- On ajoute 1g d'hydroxyde de Baryum et on fait de nouveau bouillir pendant 10 min.
- On laisse refroidir à température ambiante et reposer pendant quelques heures.
- On filtre la solution à travers un entonnoir en verre, en évitant toute exposition inutile à l'anhydride carbonique pendant la filtration. Cette opération a pour but d'éliminer les carbonates insolubles dans l'alcool.
- On conserve la solution dans un flacon fumé à l'abri de la lumière, en évitant le contact du liège, caoutchouc, lubrifiant saponifiable pour robinets rodés.
- On étalonne fréquemment la solution pour détecter les variations de l'ordre 0,0005N.
- On procède de référence en utilisant 0.1 g à 0.15 g de phtalate acide de potassium pur. dissous dans environ 100ml d'eau distillée fraîchement bouillie et en présence de phénol phtaléine comme indicateur.

✚ Paraphtolbenzeine : on prépare une solution contenant 1g de paraphtobenzeine par 100 ml de solution de titrage.

✚ Phénolphtaléine : dans une fiole conique, on verse 100 ml de propanol-2, on ajoute 0,5ml de Phénolphtaléine.

- Dans une fiole de 250 ml, on introduit la prise d'essai indiquée dans le tableau. suivant :

Tableau N°IV.1 : Prise d'essai à prendre en fonction de la nature de l'échantillon.

Indice d'acide total	Masse de la prise d'essai, g	Précision de la pesée, g
	Huiles neuves légèrement colorées	
0 à 3,0	20,0 + 2	0,05
3,0 à 25,0	2,0 + 0,2	0,01
25,0 à 250,0	0,2 + 0,02	0,001
	Huiles usagées ou de couleur foncée	
0 à 25,0	2,0 + 0,2	0,01
25,0 à 250,0	0,2 + 0,02	0,001

- On ajoute 100 ml de solvant de titrage et 0.5 ml de la solution d'indicateur coloré Paraphtholbenzeine, la solution prend une teinte orangée.
- On met l'agitation en marche jusqu'à ce que la prise d'essai soit entièrement dissoute dans le solvant.
- On titre le mélange par la solution KOH goutte à goutte.
- On arrête le titrage lorsque la couleur de la solution vire vers le virage vert (la coloration orange passe à une coloration verte ou vert-brun), persiste durant 15 secondes.
- On note le volume de KOH titré,
- On effectue un titrage à blanc avec 100 ml de solvant de titrage et 0.5 ml d'indicateur coloré.

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

$$\text{Indice d'acidité (mg KOH/g)} = \frac{(V_1 - V_0) \times N_{\text{KOH}} \times 56.1}{M} \quad \text{IV.2}$$

V_0 : Volume en ml de KOH nécessaire pour titrer la solution à blanc.

V_1 : Volume en ml de KOH nécessaire pour titrer la prise d'essai.

N_{KOH} : Normalité de la solution de KOH.

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

56.1: équivalent gramme de KOH.

IV.3.8. teneur en asphaltène

Cette propriété a été déterminée selon la norme **NF T 60/115**, l'équipement de cet essai est présenté dans l'**Annexe A10**.

IV.3.8.a. Principe

La teneur en asphaltènes d'un produit pétrolier représente le pourcentage en masse des insolubles dans n-heptane dans les conditions de l'essai mais solubles dans le toluène chaud. Ils sont obtenus par précipitation du n-heptane.

IV.3.8.b. Mode opératoire

Précipitation des asphaltènes par n-heptane :

- On introduit dans le bouilleur le solvant de précipitation + la prise d'essai (le rapport n-heptane /prise d'essai doit être compris entre 20 et 30).
- On le porte à ébullition pendant 30 minutes.

Filtration :

- On laisse refroidir 10 minutes.
- On sépare les asphaltènes à l'aide d'un papier filtre.
- On recueille le filtrat dans le ballon.

Lavage et redissolution des asphaltènes par le toluène :

- On remplace le ballon de filtrat par un autre ballon,
- On y introduit 200ml de toluène, et on le porte à ébullition,
- On poursuit le chauffage jusqu'à ce que le filtrat coule limpide.

Évaporation du solvant de redissolution :

- On évapore le toluène et on laisse refroidir le ballon dans le dessiccateur.
- On pèse le ballon.

La teneur en asphaltènes, % Pds est calculée à partir de l'expression suivante :

$$A = \frac{m_1}{m_2} \times 100\% \quad \text{IV.3}$$

Avec : m_1 : la masse des asphaltènes.

m_2 : la masse de prise d'essai.

IV.3.9. Teneur en eau

Cette propriété a été déterminée selon la norme **ASTM D95, ISO 3733**, l'équipement de cet essai est présenté dans l'**Annexe A12**.

IV.3.9.a. Principe

L'eau contenue dans la prise d'essai est entraînée par distillation à reflux d'un solvant non miscible à l'eau, après condensation l'eau se sépare du solvant et s'accumule dans un tube de recette gradué, et le solvant retour dans le ballon de distillation.

IV.3.9.b. Mode opératoire

- On mesure la prise d'essai à la température ambiante dans une éprouvette graduée de 100ml et la transvaser dans le ballon.
- On rince l'éprouvette avec 50ml de xylène puis 2 fois avec 25ml de solvant pour éliminer le produit adhérant aux parois de l'éprouvette.
- On agite le contenu du ballon et on assemble les éléments de l'appareil.
- On fait circuler l'eau froide dans le réfrigérant.
- On chauffe le ballon de distillation en réglant l'ébullition pour que le distillat condensé s'écoule à l'extrémité du réfrigérant à la vitesse 2 à 5 gouttes par seconde.
- Si les gouttelettes d'eau restent dans le réfrigérant, on augmente la vitesse de distillation (c'est-à-dire le chauffage).
- On arrête le chauffage et on laisse le tube de recette et son contenu refroidi à température ambiante.
- On lit la valeur d'eau rassemblée au fond du tube de recette, à la division de l'échelle la plus voisine de l'interface eau-solvant.

$$\text{Eau, \% volume} = \frac{\text{volume d'eau dans le tube de recette}}{\text{volume de la prise d'essai}} \times 100 \quad \text{IV.4}$$

IV.3.10. Teneur en eau et sédiments (BSW)

Cette propriété a été déterminée selon la norme ASTM 1796, ISO 3734, l'équipement de cet essai est présenté dans l'Annexe A12.

IV.3.10.a. Principe

Le principe de cette méthode consiste à déterminer le volume d'eau et sédiments séparés du brut par centrifugation en présence d'un solvant toluène et d'un agent désémulsifiant. [1]

IV.3.10.b. Mode opératoire

- La prise d'essai utilisée doit être représentative de l'échantillon ce qui implique son homogénéisation par les moyens appropriés, immédiatement avant son introduction dans le tube de centrifugation.
- On remplit le tube avec l'échantillon jusqu'à la graduation 50.
- On complète ensuite jusqu'à 100 avec du toluène.
- On bouche les tubes d'une manière étanche.
- On les agite vigoureusement jusqu'à ce que leur contenu soit complètement mélangé puis on allume la centrifugeuse et on place le tube dedans.
- On ferme le couvercle.
- On programme un temps de centrifugation égal à 10 min avec une vitesse de rotation de 2000 tours /min.
- Une fois la durée est terminée, on retire le tube et on lit la graduation correspondante au dépôt : eau +sédiments.
- On refait la centrifugation jusqu'à ce que le niveau lu reste constant.
 - On place ensuite le tube dans le bain d'eau de température 70°C pendant 30 min pour s'assurer qu'il s'agit bien de sédiment et non pas des paraffines.

IV.3.11. couleur

Cette propriété a été déterminée selon la norme **ASTM D156**, l'équipement de cet essai est présenté dans **l'Annexe A14**.

IV.3.11.a. Principe

La détermination de la couleur s'effectue en comparant par transparence les échantillons avec des verres étalons colorés en présence d'une source de lumière spécifiée.

IV.3.11.b. Mode opératoire

- On remplit le tube avec une prise d'essai et on la compare avec l'étalon unité de couleur.
- Les verres étalons appropriés étant en place et la prise d'essai atteignant dans le tube un niveau tel que sa teinte soit nettement plus foncée que celle de l'étalon de couleur.
- On abaisse ensuite son niveau jusqu'à ce qu'elle atteigne la hauteur correspondant à l'indice de couleur le plus proche.

- si la couleur de la prise d'essai observée dans l'oculaire est encore plus foncée que celle de l'étalon, on fait couler le liquide et on compare à nouveau.
- Poursuivre cette opération jusqu'à ce que l'on atteigne une hauteur pour laquelle la couleur de la prise d'essai et de l'étalon soient identique ou présentent une différence peu appréciable.

IV.3.12. Corrosion à la lame de cuivre

La détermination de cet essai est régit par la norme **ISO 2160/ ASTM 130**, l'équipement de cette essai est présenté dans **l'Annexe 15**.

IV.3.12.a. Principe

Une lame de cuivre polie est immergée dans la prise d'essai, chauffée à une température et pendant une durée spécifique à la classe du produit à examiner.

A la fin de l'essai, la lame est retirée, rincée ensuite elle et comparée à la tablette des étalons de corrosion.

IV.3.12.b. Mode opératoire

La préparation des lames :

- On élimine toutes les taches sur les faces et les côtés des lames en utilisant du papier au carbure de silicium.
- On immerge la lame dans le solvant de nettoyage (acétone) et on ne la retirer qu'au moment du polissage final.
- On extrait la lame du solvant de nettoyage (acétone).
- On polit les extrémités avec la poudre de carbure de silicium passant au tamis de 100 μ m d'ouverture de maille dans un verre de montre au moyen de tampon de coton hydrophile mouillé avec une goutte de solvant.
- On élimine toutes les poussières métalliques en frottant vigoureusement avec des tampons de coton propre jusqu'à ce qu'un tampon neuf ne se salisse pas.
- On immerge immédiatement la lame propre dans l'échantillon placé dans le récipient d'essai.

Tableau N° IV.2 : Les conditions opératoires à respecter en fonction de types d'échantillon.

Conditions de l'essai	Classe des produits
3 heures dans un bain à 50°C	Essences, pétrole, gas-oil, fuel-oil
3 heures dans un bain à 100°C	Huiles lubrifiantes, White spirit
2 heures dans un bain à 100°C	Kérosène, combustible pour turbo réacteur

- On retire la lame de l'échantillon.
- On note la corrosivité de l'échantillon en relevant le numéro correspondant de la série des lames de référence. la table des couleurs est présentée dans l'Annexe 16, ainsi que la température et la durée de l'essai, sous la forme :

Corrosion à la lame de cuivre (X h / Y°C), classe Z

Où :

X : durée de l'essai en heure (h).

Y : température de l'essai.

Les étapes de classification sont présentées dans le Tableau suivant :

Tableau° IV.3 : Nature de corrosion des lames de références.

Classification	Désignation de la lame	Description
1	Ternissement léger	Orangé léger presque semblable à la lame fraîchement polie. Orange foncé
2	Ternissement modéré	Rouge bordeaux Lavande Colorations multiples : bleu lavande et, ou argent sur rouge bordeaux Argenté Bronzé ou doré
3	Ternissement foncé	pellicule magenta sur la bronzée colorations multiples : présence de rouge et de vert (irisation) mais pas de gris
4	Corrosion	noir transparent, gris foncé ou brun avec du vert irisé découvert noir graphité ou mat noir brillant

IV.3.13. Indice de réfraction

Cette propriété est déterminés au laboratoire à l'aide d'un réfractomètre, il est régit par la norme **ASTM D1218 / ISO 5661**, l'équipement de cette essai est présenté dans l'**Annexe 17**.

IV.3.13.a. Principe

La mesure de l'indice de réfraction d'un échantillon liquide est déterminée par l'angle de réfraction d'un rayon lumineux 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.

IV.3.13.b. Mode opératoire

- On règle le bain thermostatique à 20°C.
- Avant et après chaque essais, on nettoie les deux phases du prisme avec du coton hydrophile imbibé d'un solvant (toluène ou acétone) et après par un coton sec.
- On Introduit sur le prisme de réfractomètre quelques gouttes de l'échantillon à l'aide d'une seringue, puis par ajustement de la raie on note directement l'indice de réfraction dont la précision est de + 0,0001.

IV.3.14. Température limite de filtrabilité (TLF)

Cet essai se fait selon la norme **NF M 07 – 042**, l'équipement de cet essai est présenté dans l'**Annexe 18**.

Cette norme s'applique aux coupe et produits du type gazole moteur ou combustible pour les installations de chauffage domestique (Fuel-oil domestique).

IV.3.14.a. Principe

La prise d'essai refroidie, et aspirée à des intervalles de 1°C sous une dépression contrôlée à travers un filtre normalisé et recueillie dans une pipette. L'essai se poursuit jusqu'à ce que l'aspiration dépasse 60s c'est à dire l'échantillon ne descend pas, la température limite de filtrabilité est enregistrée.

IV.3.14.b. Mode opératoire

- L'appareil doit être raccordé à un cryostat équipé d'une pompe de circulation de liquide réfrigérant.

- On allume l'appareil et le cryostat en réglant la température du bain entre +5°C et -35°C, on remplit les trois postes (système de vide) avec de l'eau distillée jusqu'au trait de repère.
- On place les filtres dans les crépines, une fois la température du bain atteint la température présumée -35°C, on place l'ensemble de filtration dans le bloc réfrigérant.
- On enfile la sonde de mesure, la pipette et le tuyau d'aspiration avec une pince à rodage.
- On programme la température de début d'aspiration et le numéro de l'échantillon. On met en marche, en appuyant sur M, la pompe d'aspiration se met en marche en réglant la source de vide à 20 mbar.
- L'aspiration sera commutée sur la pipette, provoquant la montée de l'échantillon, l'essai se poursuit jusqu'à ce que la quantité de paraffines se solidifie, on répète l'opération à chaque abaissement de température de 1°C, la détection de chaque cycle d'aspiration ou de descente. des niveaux haut et bas dans les pipettes de mesure sont détectés par des barrières infrarouges
- Lorsque l'aspiration dépasse 60s c'est à dire l'échantillon ne descend pas, la température limite de filtrabilité est enregistrée.

IV.3.15. point d'aniline

Cet essai se fait selon la norme **ASTM D 611**.

IV.3.15.a. Principe

La méthode consiste à introduire respectivement deux volumes de 10 cm³ d'aniline et de produit à analyser dans un tube à essai, le mélange est ensuite agité et chauffé jusqu'à ce qu'il soit homogène, il est ensuite refroidi à une vitesse définie. La température à laquelle les deux phases se séparent est le point d'aniline, elle est déterminée à l'aide d'un thermomètre centré dans le tube.

IV.3.15.b. Modes opératoire

- On nettoie et on sèche l'appareil.
- On verse 10 ml d'aniline et 10 ml de l'échantillon dans le tube en utilisant une pipette puis on l'équipe du thermomètre.
- On règle la vitesse du moteur (agitateur) de manière à obtenir un courant continu du mélange d'échantillon et d'aniline.

- On élève la température du mélange de 1 °C à 2 °C par minute jusqu'à ce que le point d'aniline soit juste dépassé, ce qui est mis en évidence par une augmentation soudaine de la brillance du filament de la lampe et par la disparition de l'opalescence.
- On interrompt le chauffage et on règle la tension de la lampe pour que le filament paraisse clair et distinct, on règle la température de sorte que le mélange se refroidisse de 0.5 °C à 1°C par minute et on observe l'aspect et le filament de la lampe.
- On note comme point d'aniline la température à laquelle une seconde phase se forme, indiquée par la réapparition de l'opalescence ou par l'obscurcissement soudain du filament de la lampe ou simultanément par ces deux phénomènes.

IV.3.16. Indice de cétane

Sa détermination a été réalisée dans un appareil de marque PETROSPAEC CETANE 2000 Diesel Fuel Analyser selon la norme **ASTM D613**, l'équipement de cet essai est présenté dans l'**Annexe 19**.

IV.3.16.a. Principe

Un carburant a un indice de cétane X, lorsque celui-ci a le même pouvoir d'auto-inflammation qu'un mélange constitué de X% en volume de n-cétane et (100-X) % d'alpha-méthyle naphthalène.

IV.3.16.b. Mode Opérateur

- On place le flexible court en plastique en le vissant.
- On visse le petit flacon clair contenant l'échantillon.
- On vérifie que l'interrupteur est en position OPERATE.
- On allume l'appareil en appuyant sur 1, la durée de stabilisation (minutes) écoulée, on appuie sur 1 du menu correspond à analyser.
- On entend un bruit pendant 90secondes (de la pompe).
- Une fois les 90 secondes écoulées, l'analyse démarre, l'affichage va de 0 à 100%.
- On tape enter on obtient la valeur de l'indice de cétane.

IV.4. Distillation TBP

Cet essai se fait selon la norme **ASTM 2892**, l'équipement de cet essai est présenté dans l'**Annexe 20**.

IV.4.a. Principe

Le principe est basé sur la distillation d'une prise d'essai réalisée dans une colonne de type OLDERSHAW à 30 plateaux réels, effectué en trois étapes :

- ✓ dégazage
- ✓ distillation à pression atmosphérique
- ✓ distillation sous vide (40 mm Hg puis 10 mm Hg)

IV.4.b. Mode opératoire

- On détermine la densité de l'échantillon.
- On pèse le ballon vide à 0.1 g près, puis avec l'échantillon afin de déterminer la charge.
- On réalise le montage et on fait circuler le liquide de réfrigération (Éthanol) à -20°C .
- On chauffe progressivement l'échantillon à l'aide du Rhéostat pour permettre aux vapeurs de monter dans la colonne et atteindre le condenseur (tête de colonne) où on remarque une chute de température jusqu'à 0°C .
- Une fois que la température a chuté, on commence la débutanisation en arrêtant la circulation du réfrigérant jusqu'à ce que la température atteindra 15°C , puis on fait reprendre la circulation du réfrigérant (cette débutanisation est réalisée jusqu'à ce que la température se stabilise entre 13 et 15°C).
- Une fois que la température s'est stabilisée, on la note comme point initial et on commence à distiller jusqu'à 65°C tout en refroidissant le recueil de cette fraction à une température inférieure à 0°C .
- La fraction $C_5 - 65^{\circ}\text{C}$ recueillie est pesée, son indice de réfraction et sa densité sont déterminés.
- On continue la distillation atmosphérique de 5 en 5°C , en maintenant un taux de reflux de 5 :1 (un temps de cycle total qui ne soit pas supérieur à 30 s, ni inférieur à 18 s) jusqu'à une température de vapeurs de 220°C . On pèse et on détermine la densité et l'indice de réfraction pour chaque fraction.

A partir de 220°C , on opère sous vide car la probabilité de craquage augmente.

N.B : Une fois qu'on remarque qu'il n'y a plus de liquide qui descend du piège d'hydrocarbures ($\approx 100^{\circ}\text{C}$ en tête de colonne), on l'enlève et on le pèse après l'avoir soigneusement essuyé, puis on l'achemine vers le Service Chromatographie (bien refroidi) pour l'analyser par le service chromatographie en phase gazeuse.

✚ Distillation réduite (40 mm Hg) : c'est l'étape qui précède l'étape atmosphérique jusqu'à une température de 320 °C sans craquage de liquide.

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

A partir de 320°C, on doit 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 précède 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.

- On continue la prise de coupes jusqu'à atteindre le point maximum souhaité ou jusqu'à ce que la charge indique des signes de craquement.
- Un craquement prononcé est prouvé par l'évolution des gaz comme il est indiqué par la hausse de pression ainsi que l'apparition d'un brouillard dans le ballon.
- On ferme la vanne de reflux ainsi que le système de chauffe. On laisse le contenu se refroidir à une température permettant d'entamer la distillation à une pression inférieure sans ébullition.
- On pèse toutes les fractions et on détermine leurs densités à 15°C et leurs indices de réfraction à 20°C.

À la fin de chaque fraction de distillat et à chaque point de coupe, on note les observations suivantes :

- Le volume en millilitres observé à une température ambiante.
- La température de vapeur en °C au plus proche de 0,5°C avec correction, si nécessaire.
- La température du liquide en ébullition en °C au plus proche de 1°C.
- La chute de pression dans la colonne en mm Hg.
- La pression d'exploitation mesurée en tête de colonne en mm Hg absolu avec correction, si nécessaire.

✚ 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 **l'Annexe A 21**.

C'est l'étape qui précède la distillation sous 10 mm Hg, se fait pour le résidu atmosphérique selon les étapes suivantes :

- Vingt programmes de distillation peuvent être stockés en mémoire. Chaque programme est identifié par un numéro de programme et le nom de l'échantillon.
- Un programme réservé au nettoyage est également stocké, cela permet un nettoyage rapide de la colonne à l'aide du toluène.
- Une fois que le programme est créé on procède à l'essai :
 - 1- On tape sur M.
 - 2- On fait entrer la densité de l'échantillon à la température de l'éprouvette et on valide.
 - 3- L'essai se déclenche.
 - 4- Les volumes distillés sont affichés dans l'écran.
 - 5- Une fois que l'essai est terminé, on attend la dépressurisation indiquée par une alarme.
 - 6- On lance l'impression des résultats.

IV.5. Distillation ASTM D 86

Cet essai se fait selon la norme ASTM D 86, l'équipement de cet essai est présenté dans l'**Annexe A 22**.

IV.5.a. Principe

Le principe est basé sur une distillation de 100 ml d'une prise d'essai du pétrole brut ou ses fractions effectuée dans des conditions bien précises

IV.5.b. Mode opératoire

- L'appareil comporte un ballon de 100 ml que nous chauffons, lorsque le mélange commence à bouillir, les vapeurs formées sont condensées dans un tube en cuivre baignant dans un mélange d'eau et de glace pilée, puis recueillies 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. Ensuite nous relevons régulièrement les températures qui correspondent respectivement à 5 %, 10%, 20%... 95% du produit distillé recueillis.
- Lorsque 95% du produit est distillé, il suffit de suivre l'évolution de la température qui passe par un maximum puis décroît par suite de l'altération thermique des dernières traces de liquides dans le ballon.

Chapitre V

Résultats d'analyses expérimentales,
bilans et discussion

V.1. Introduction

On a effectué plusieurs analyses du brut dont le but de déterminer ses principales caractéristiques, nous avons effectué une distillation ASTM et une distillation TBP, cette dernière nous a permis de récupérer les gaz légers contenus dans le brut ainsi que les coupes larges.

Dans cette partie, nous présenterons les résultats des essais réalisés ainsi que les courbes de distillation ASTM et TBP du brut.

V.2. Caractéristiques générales du pétrole brut

Le Brut Réception « HEH » est classé dans la catégorie des hydrocarbures mixtes à tendance paraffinique sur la base du facteur de caractérisation ($K_{UOP} = 12.16$).

C'est un brut léger, de densité 42.3 °API (0.8135 à 15°C) et une viscosité 2.767 CSt à 37.8°C.

La Tension de vapeur Reid à 37.8 °C est de 65.9 KPa et la teneur en mercure est de 15.0 µg/l, sa teneur en soufre est de 0.057 % en poids et sa teneur en asphalte est < 0.05 % en poids.

Ce brut se caractérise par l'absence d'eau et d'eau et sédiments (BSW).

Son rendement en produits blancs (PI-250°C) est de 42.89 % en poids et de 46.81 % en volume.

V.3. Etude du pétrole brut

Les principales caractéristiques du brut Réception « HEH » sont représentées dans le **tableau N° V.1**.

Le **Tableau N°V.2** porte les résultats de la distillation ASTM du brut.

Dans le **tableau N° V.5**, sont portés les résultats de la distillation **T.B.P (True Boiling Point)** du brut, comprenant les pourcentages volumétriques et pondéraux des fractions, ainsi que leurs densités à la température de 15°C et l'indice de réfraction à 20°C.

Par ailleurs, des courbes représentant les variations des propriétés des différentes fractions ont été établies.

Il s'agit d'un brut caractérisé par une teneur en eau et teneur en eau et sédiments négligeables, ainsi qu'une faible teneur en soufre, ce qui évitera aux raffineurs les opérations ultérieures de séparation dans le but de minimiser tous risque de corrosion, encrassement, bouchage des installations des unités et altération de la qualité des produits finis.

V.3.b. Distillation ASTM du brut

L'opération de distillation ASTM a été réalisée selon la norme ASTM D86.

Tableau N°V.2 : Résultats de la distillation ASTM du brut.

Caractéristiques		Résultats
Point initial, °C		38
05	% Vol, °C	68
10	% Vol, °C	95
20	% Vol, °C	135
30	% Vol, °C	179
40	% Vol, °C	224
50	% Vol, °C	265
60	% Vol, °C	295
70	% Vol, °C	315
80	% Vol, °C	343
90	% Vol, °C	350
95	% Vol, °C	--
Point Final, °C		353
Distillat	% Vol	96
Résidu	% Vol	Coke (*)
Pertes	% Vol	--

(*) : Le pourcentage en résidu n'a pas pu être mesuré à cause de la formation du coke, par conséquent le pourcentage en perte n'a pu être déterminé.

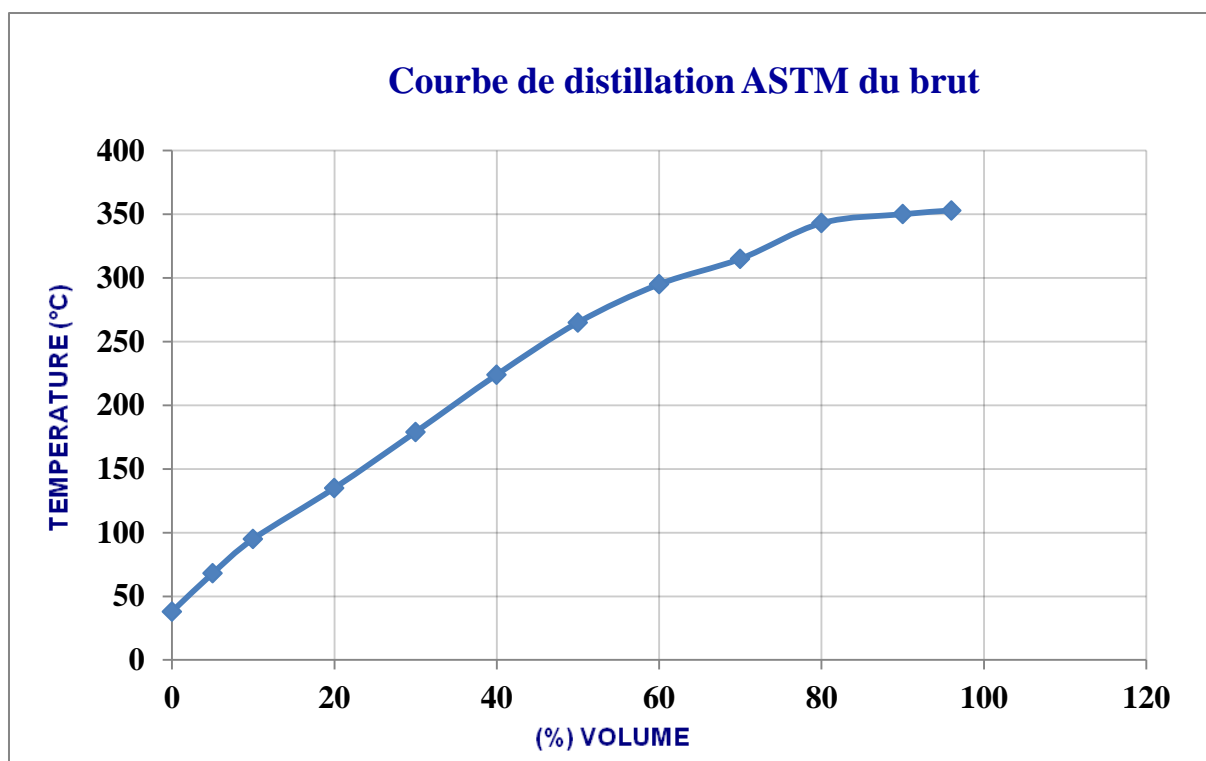


Figure N°V.1 : Courbe de la distillation ASTM du pétrole brut

Commentaire :

La distillation **ASTM** est caractérisée par deux points, le point initial et le point final, la valeur du point initial de cette distillation correspond à 38 °C reflète une proportion assez importante en hydrocarbures légers ; par contre celle du point final 353°C correspond au pourcentage totale distillé de 96% de la charge initiale caractérisant une faible teneur en produits lourds.

Les points représentatifs de cette distillation sont comme suit :

À 10% du volume distillé : $T(10) = 95^{\circ}\text{C}$

À 50% du volume distillé : $T(50) = 265^{\circ}\text{C}$

À 90% du volume distillé : $T(90) = 350^{\circ}\text{C}$

Le pourcentage volumique distillé jusqu'à 265 °C étant de 50% nous pouvons donc confirmer que le pétrole brut étudié riche en produits légers.

V.3.c. Distillation TBP du brut

Une charge de 1.925 litres et 1556.2 g a été distillée dans les conditions indiquées dans le tableau suivant :

Tableau N°V.3 : Condition de la distillation du brut et ses fractions.

Fraction N°	Température, °C sous 760 mm Hg	Pression en mm Hg	Taux de reflux	Appareillage
Condensat 1 à 32	Pi – 220	760	5	Colonne Oldershaw à 30 plateaux réels.
33 à 42	220 – 320	40	5	Colonne Oldershaw à 30 plateaux réels.
43 à 49	320 – 380	10	5	Colonne Oldershaw à 30 plateaux réels.
Résidu	380+	1	-	Colonne à un seul plateau théorique.

Chaque distillat a été pesé et sa densité mesurée à 20°C, le pourcentage en volume est calculé à partir de ces valeurs.

Le tableau suivant indique les températures relevées lors du passage sous vide des fractions (40 mm Hg et 10 mm Hg)

Tableau N° V.4 : Correspondance pression-température distillation (Abaque beale et doscksey)

Température des coupes sous 760 mm Hg, °C	Température sous pression réduite, °C	
	40 mm Hg	10 mm Hg
220	124.5	-
230	133.0	-
240	141.5	-
250	150.0	-
260	158.5	-
270	167.0	-
280	175.0	-
290	184.0	-
300	193.0	-
310	201.0	-
320	210.0	174.5
330	219.0	182.5
340	227.0	191.0
350	236.0	199.0
360	245.0	207.0
370	253.0	215.0
380	-	223.0
390	-	231.5
400	-	240.0

Tableau N° V.5 : Résultats de la distillation TBP atmosphérique du brut

Fraction N°	Température °C à 760 Mm Hg	% Poids	% Poids cumulés	Densité à 20 °C	Densité à 15 °C	% Volume	% Volumes cumulés	Indice de Réfraction 20°C	K _{UOP}
Légers	<Pi=14.6	2.46	2.46	0.5753	0.5807 ^(a)	3.45	3.45	-	-
1	14.6 – 65	3.12	5.58	0.6404	0.6453	3.93	7.38	1.3667	12.79
2	65 – 70	0.91	6.49	0.6724	0.6771	1.09	8.47	1.3815	12.54
3	70 – 75	0.68	7.17	0.6866	0.6912	0.80	9.27	1.3876	12.34
4	75 – 80	0.70	7.87	0.6890	0.6936	0.82	10.09	1.3887	12.35
5	80 – 85	0.91	8.78	0.6905	0.6951	1.06	11.15	1.3897	12.39
6	85 – 90	2.43	11.21	0.6912	0.6958	2.84	13.99	1.3905	12.43
7	90 – 95	0.93	12.14	0.7033	0.7079	1.07	15.06	1.3961	12.28
8	95 – 100	1.00	13.14	0.7210	0.7255	1.12	16.18	1.4051	12.03
9	100 – 105	0.68	13.82	0.7264	0.7309	0.76	16.94	1.4083	12.00
10	105 – 110	0.66	14.48	0.7280	0.7325	0.73	17.67	1.4090	12.02
11	110 – 115	1.03	15.51	0.7301	0.7346	1.14	18.81	1.4102	12.04
12	115 – 120	1.48	16.99	0.7329	0.7374	1.63	20.44	1.4113	12.05
13	120 – 125	1.25	18.24	0.7398	0.7442	1.37	21.81	1.4158	11.99
14	125 – 130	1.29	19.53	0.7463	0.7507	1.40	23.21	1.4192	11.93
15	130 – 135	1.07	20.60	0.7474	0.7518	1.16	24.37	1.4199	11.97
16	135 – 140	1.17	21.77	0.7477	0.7521	1.27	25.64	1.4204	12.01
17	140 – 145	1.07	22.84	0.7497	0.7541	1.15	26.79	1.4208	12.03
18	145 – 150	1.02	23.86	0.7554	0.7598	1.09	27.88	1.4239	11.98
19	150 – 155	0.93	24.79	0.7631	0.7675	0.99	28.87	1.4284	11.91
20	155 – 160	1.09	25.88	0.7677	0.7720	1.15	30.02	1.4311	11.89
21	160 – 165	1.19	27.07	0.7713	0.7755	1.25	31.27	1.4333	11.88
22	165 – 170	1.32	28.39	0.7716	0.7758	1.38	32.65	1.4335	11.92
23	170 – 175	1.14	29.53	0.7733	0.7774	1.19	33.84	1.4341	11.94
24	175 – 180	0.87	30.40	0.7781	0.7820	0.91	34.75	1.4363	11.91
25	180 – 185	0.87	31.27	0.7809	0.7847	0.90	35.65	1.4378	11.92
26	185 – 190	0.96	32.23	0.7820	0.7858	0.99	36.64	1.4383	11.94
27	190 – 195	1.21	33.44	0.7844	0.7881	1.25	37.89	1.4395	11.95
28	195 – 200	1.00	34.44	0.7906	0.7943	1.02	38.91	1.4427	11.90
29	200 – 205	1.05	35.49	0.7932	0.7968	1.07	39.98	1.4432	11.90
30	205 – 210	0.79	36.28	0.7954	0.7990	0.80	40.78	1.4444	11.91
31	210 – 215	1.09	37.37	0.7956	0.7992	1.11	41.89	1.4449	11.95
32	215 – 220	1.07	38.44	0.7960	0.7996	1.09	42.98	1.4451	11.99

Tableau N°.V.6 : Résultats de la distillation TBP sous vide à 40 mm Hg

Fraction N°	Température °C à 760 mm Hg	% Poids	% Poids Cumulés	Densité à 20 °C	Densité à 15 °C	% Volume	% Volumes Cumulés	Indice de Réfraction 20°C	K _{UOP}
33	220-230	3.40	41.84	0.8127	0.8163	3.39	46.37	1.4530	11.80
34	230-240	2.11	43.95	0.8135	0.8171	2.10	48.47	1.4543	11.87
35	240 – 250	1.40	45.35	0.8185	0.8220	1.39	49.86	1.4573	11.87
36	250 – 260	2.05	47.40	0.8232	0.8267	2.02	51.88	1.4593	11.88
37	260 – 270	2.53	49.93	0.8276	0.8311	2.48	54.36	1.4620	11.89
38	270 – 280	1.65	51.58	0.8311	0.8346	1.61	55.97	1.4636	11.92
39	280 – 290	2.06	53.64	0.8323	0.8358	2.01	57.98	1.4641	11.97
40	290 – 300	2.20	55.84	0.8346	0.8380	2.14	60.12	1.4654	12.01
41	300 – 310	1.49	57.33	0.8395	0.8429	1.44	61.56	1.4676	12.01
42	310 – 320	2.11	59.44	0.8454	0.8488	2.02	63.58	1.4710	12.00

Tableau N°.V.7 : Résultats de la distillation TBP sous vide à 10 mm Hg

Fraction N°	Température °C à 760 mm Hg	% Poids	% Poids cumulés	Densité à 20 °C	Densité à 15 °C	% Volume	% Volumes Cumulés	Indice de Réfraction 20°C	K _{UOP}
43	320 – 330	4.39	63.83	0.8561	0.8595	4.16	67.74	1.4773	11.91
44	330 – 340	2.56	66.39	0.8597	0.8631	2.41	70.15	1.4793	11.93
45	340 – 350	1.70	68.09	0.8623	0.8657	1.60	71.75	1.4806	11.96
46	350 – 360	2.18	70.27	0.8652	0.8686	2.04	73.79	1.4820	11.98
47	360 – 370	0.96	71.23	0.8681	0.8715	0.90	74.69	1.4837	12.00
48	370 – 375	0.65	71.88	0.8695	0.8729	0.61	75.30	1.4845	12.03
49	375 – 380	0.78	72.66	0.8700	0.8734	0.73	76.03	1.4850	12.06
50	380 – 560	20.09	92.75	0.8945	0.8979	18.20	94.23	1.4994	--
Résidu	560+	7.25	100.00	0.9636	0.9669 ^(b)	5.77	100.00	--	--

Calcul

1. la densité à 15 °C

(a) La densité à 15°C de la coupe (Pi-14.6°C) :

La constitution de GPL (C₂, C₃, i-C₄, n-C₄, i-C₅ et n-C₅) est déterminée par le résultat de l'analyse chromatographique (voir Tableau VI.2) et la densité par la relation suivante :

$$d_4^{15} = \frac{\sum X_i d_i}{\sum X_i}$$

- On détermine le poids de chaque composé :

Poids de GPL → 100

Poids → % poids (GPL)

$$\text{Le poids} = \frac{\% \text{ poids(GPL)} \times \text{poids de GPL}}{100}$$

- On détermine le % poids par rapport au brut (X_i) :

Poids de brut \longrightarrow 100

Poids \longrightarrow X_i

$$X_i = \frac{\text{poids} \times 100}{\text{Poids de brut}}$$

- ✓ La densité à 15 °C de la coupe (14.6-65°C) est déterminée par la méthode suivante :

$$d_4^{20} = d_4^t + K(t - 20)$$

$$d_4^{15} = d_4^{20} - K(15 - 20)$$

Telle que $K = 0.001828 - 0.00132 \times d_4^{20}$

- ✓ La densité des autres coupes à 15°C :

Est obtenu par les tables ASTM D1250-80 TOME VIII 53B et 54B de la conversion des densités de 20°C à 15°C par lecture sur table. (Voir l'Annexe B4).

(b) la densité du résidu 560⁺ à 15°C :

Le résidu 380⁺ : 27.34 % pds et 23.97 % vol.

On a $d_4^{15}(380^+) = 0.9156$

- Le poids de résidu 380⁺ par rapport au brut

1556.2(g) \longrightarrow 100%

X (g) \longrightarrow 27.34%

$$X = \frac{27.34 \times 1556.2}{100} = 428.2 \text{ g}$$

Le poids de résidu 380⁺ par rapport au brut = 428.2 g

Le volume de résidu 380⁺ :

$$V = \frac{pds}{d_4^{15}(380^+)} = \frac{428.2}{0.9156} = 467.7 \text{ ml}$$

Le volume de résidu 380⁺ est : 467.7 ml

A partir de la distillation sous vide ASTM 1160 on obtient :

74.7 % vol (380-560) donc 349.37 ml et 25.3% vol (560⁺) donc 118.33 ml.

- **Le % en volume par rapport à la charge totale :**

$$1925.3 \text{ (ml)} \longrightarrow 100\%$$

$$349.37 \text{ (ml)} \longrightarrow X_{(380-560)} \%$$

$$X_{(380-560)} = \frac{349.37 \times 100}{1925.3} = 18.15 \% \text{ vol}$$

Et pour le résidu (560⁺) = 6.15 % vol

- **le % en poids par rapport à la charge totale :**

$$\% \text{ pds}_{(380-560)} = \% \text{ vol} \times \frac{d_i^{15}}{d_T^{15}}$$

$$\% \text{ pds} = 18.15 \times \frac{0.8979}{0.8135} = 20.03 \%$$

$$\% \text{ pds}_{(380-560)} = 20.03 \%$$

$$\% \text{ pds}_{(560^+)} = 7.31 \%$$

Alors la densité de résidu **560⁺** :

$$d_4^{15}(560^+) = \frac{\% \text{ pds} \times d_T^{15}}{\% \text{ vol}} = \frac{7.31 \times 0.8135}{6.15} = 0.9669$$

$$d_4^{15}(560^+) = 0.9669$$

À 20 °C, d'après les abaques de conversion de la densité (Voir l'Annexe B4).

2. Pourcent en volume (% V_i):

$$\% V_i = \frac{V_i}{V_t} \times 100 = \frac{P_i/d_i}{P_t/d_t} \times 100$$

$$\% V_i = \frac{P_i}{P_t} \times 100 \times \frac{d_t}{d_i}$$

$$\% V_i = \% P_i \times \frac{d_t}{d_i}$$

P_i : poids de chaque coupe.

P_t : poids du brut.

d_i : densité de chaque coupe.

d_t : densité du brut.

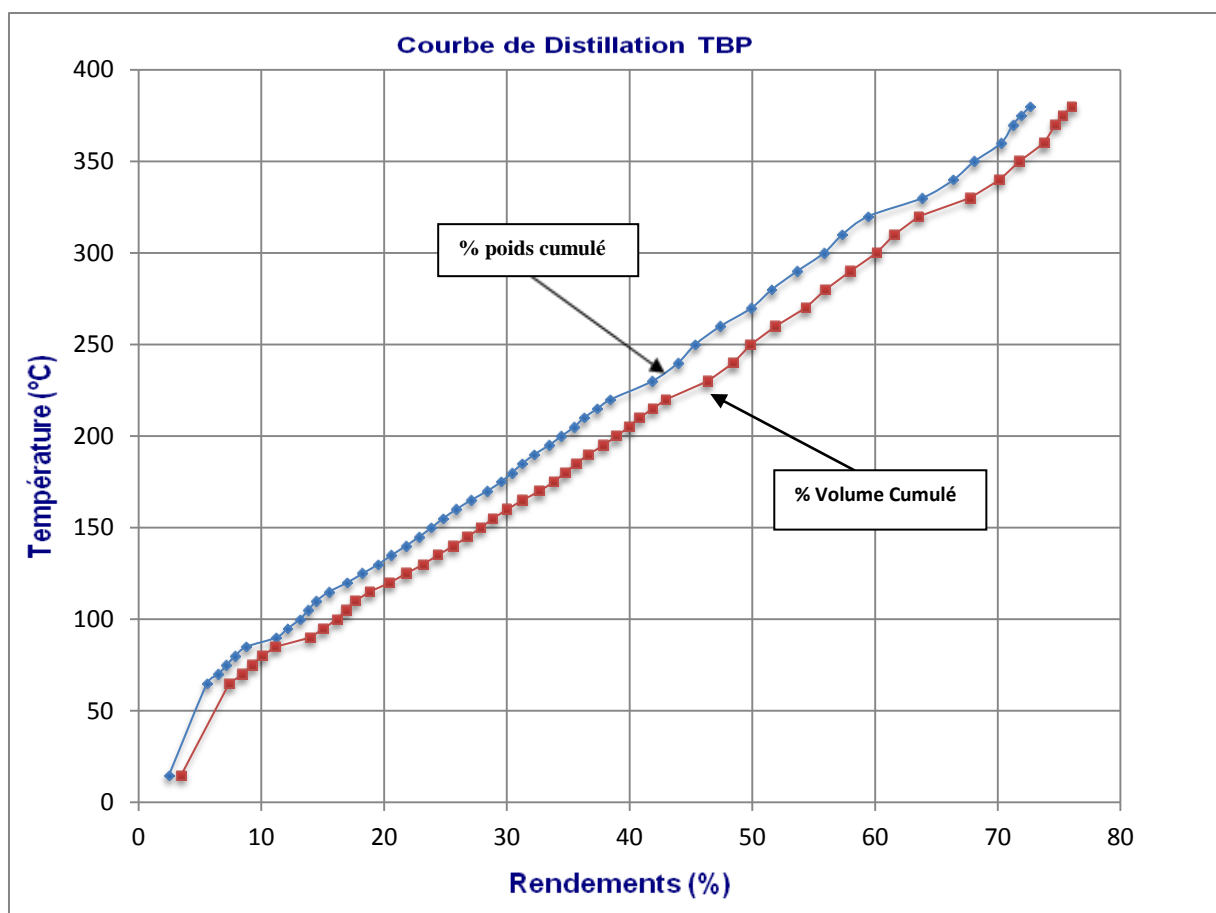


Figure N°V.2 : Courbe de distillation TBP du brut

Commentaire

En premier lieu, nous avons recueillis les gaz légers qui représentent 3.45% du volume total pour les analyses par chromatographie en phase gazeuse.

La température 14.6 °C représente le point initial de la TBP ce qui correspond à la température d'ébullition du constituant le plus volatil.

A la pression atmosphérique, nous récupérons 32 fractions pétrolières dont le pourcentage volumique représente 39.53 % par rapport à la charge, c'est ce qui montre que le brut est riche en produit légers.

La distillation sous vide a été réalisée à une pression de 40 mm Hg, l'opération a permis de récupérer 10 fractions dont le pourcentage volumiques est de 21.52%, par rapport à la charge totale.

Le deuxième sous vide à une pression de 10 mm Hg, permet d'avoir 8 fractions de pourcentage en volume égale à 12.45% par rapport à la charge indiquant le rendement en fractions lourdes.

Cette distillation nous a permis de récupérer un résidu de 23.97% par rapport à la charge.

V.3.d. Analyses des coupes étroites

Tableau N° V.8 : Détermination de la viscosité des coupes étroites

Fractions	Température d'ébullition	Viscosité cinématique en Cst à :				
		20°C	37.8°C	50°C	70°C	98.9°C
36	255	4.188	2.847	-	-	-
37	265	4.820	3.159	-	-	-
38	275	5.648	3.587	-	-	-
39	285	6.628	4.141	-	-	-
40	295	7.840	4.771	-	-	-
41	305	9.130	4.411	-	-	-
42	315	11.09	6.380	-	-	-
43	325	-	-	5.209	3.765	2.081
44	335	-	-	5.829	3.711	2.254
45	345	-	-	6.546	4.112	2.444
46	355	-	-	7.465	4.611	2.680
47	365	-	-	8.454	5.095	2.925
48	372.5	-	-	*	*	*
49	377.5	-	-	9.529	5.586	3.360

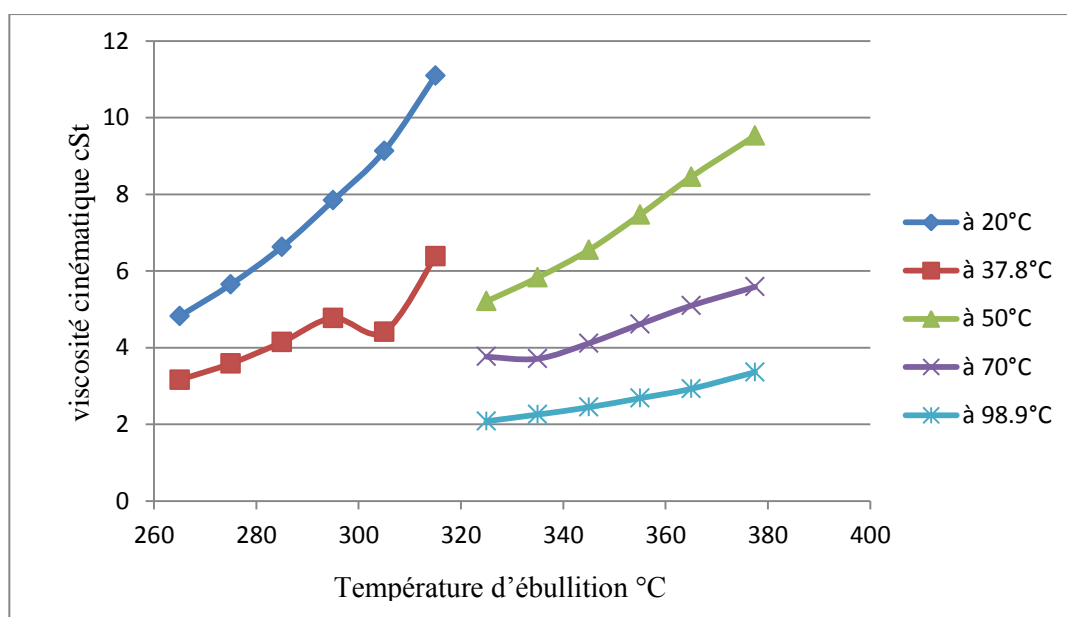


Figure N°V.3. Courbe des viscosités cinématiques des coupes étroites.

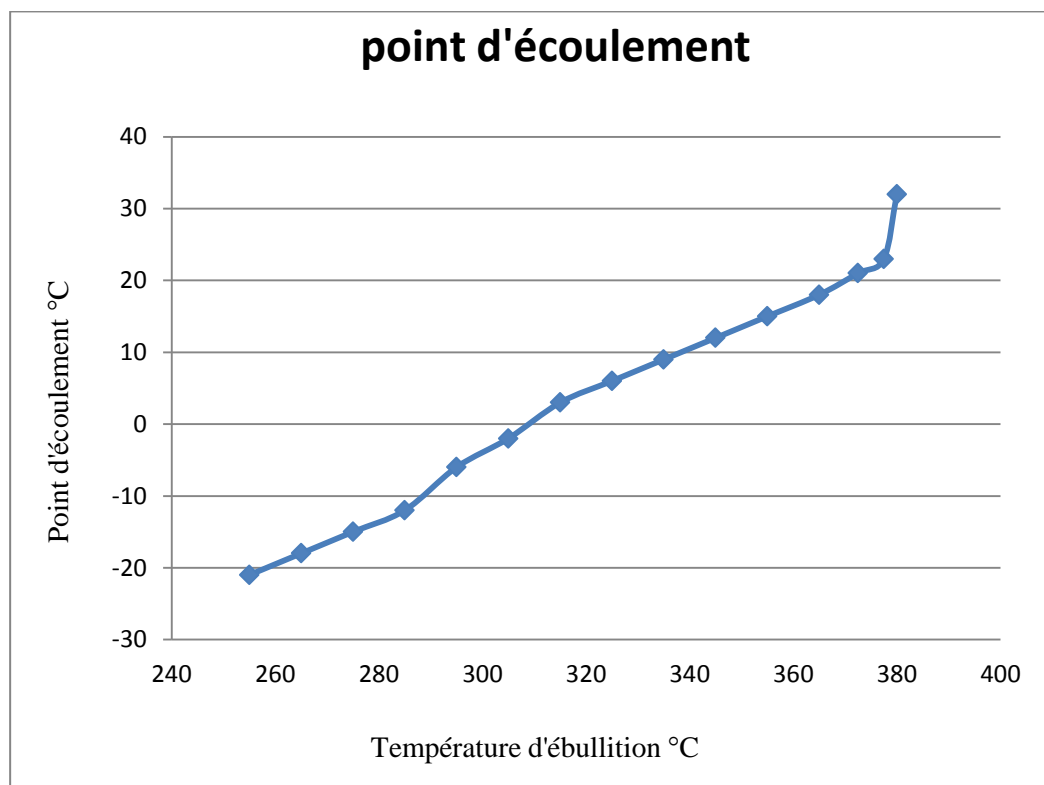
Commentaire

On constate d'après la courbe que la viscosité d'une fraction donnée est inversement proportionnelle à la variation de la température à laquelle la viscosité est déterminée.

A température constante, la viscosité augmente en passant d'une fraction à une autre dans l'ordre croissant.

Tableau N°V.9 : Détermination des points de congélation et d'écoulement

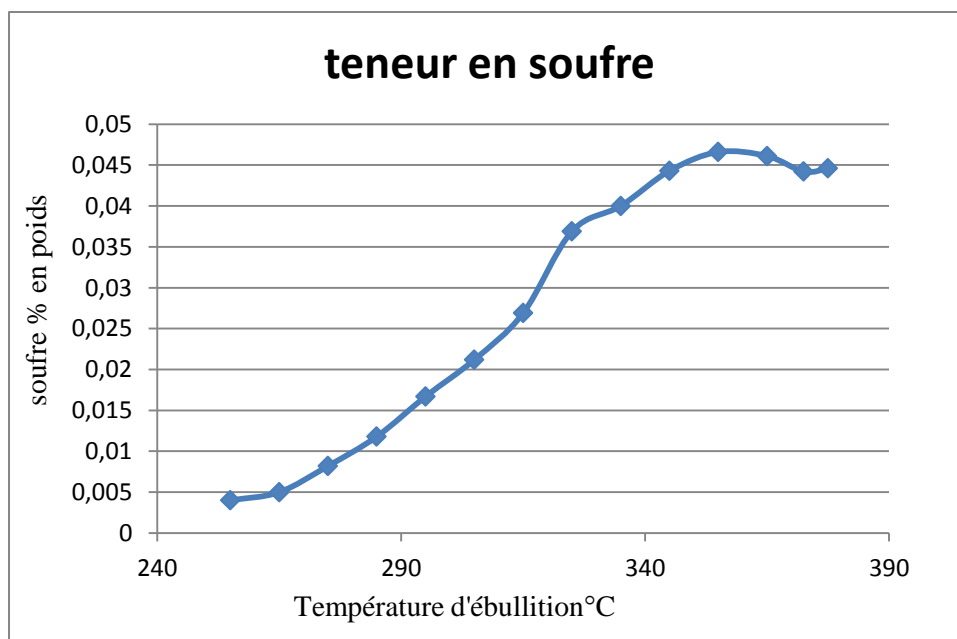
Fractions	Température d'ébullition	Points de congélation	Point d'écoulement
36	255	-24	-21
37	265	-21	-18
38	275	-18	-15
39	285	-15	-12
40	295	-9	-6
41	305	-5	-2
42	315	0	3
43	325	3	6
44	335	6	9
45	345	9	12
46	355	12	15
47	365	15	18
48	372.5	18	21
49	377.5	20	23
50	380 ⁺	29	32

**Figure N°V.4.** Courbe des points d'écoulement des coupes étroites**Commentaire :**

On constate que les points de congélation ainsi que les points d'écoulement augmentent avec l'augmentation de la température d'ébullition des fractions pétrolières.

Tableau N°V.10 : Valeurs de la teneur en soufre

fractions	Température d'ébullition	Soufre (%poids)
36	255	0.0040
37	265	0.0050
38	275	0.0082
39	285	0.0118
40	295	0.0167
41	305	0.0212
42	315	0.0269
43	325	0.0369
44	335	0.0400
45	345	0.0443
46	355	0.0466
47	365	0.0461
48	372.5	0.0442
49	377.5	0.0446
50	380 ⁺	0.1059

**Figure N°V.5** . Courbe de la teneur en soufre des coupes étroites.**Commentaire :**

On remarque une faible teneur en soufre pour les fractions étudiées. La courbe présentée nous montre que la teneur en soufre augmente avec l'augmentation de la température d'ébullition des fractions pétrolières.

En outre, on constate qu'il y a diminution remarquable de cette teneur pour les fractions dont les températures d'ébullition allant de 372 °C à 377.5 °C.

V.4. Bilan de valorisation

V.4.a. Préparation des coupes

Cette préparation a été effectuée de la manière suivante :

➤ **Condensat :**

Lors de la distillation **TBP** les hydrocarbures légers sont recueillis dans un vase DEWAR refroidi par le mélange carboglace/acétone. Le Condensat (C₅⁻) ainsi obtenu est analysé par chromatographie en phase gazeuse.

➤ **Essences, Kérosène :**

La distillation est effectuée dans une colonne OLDERSHAW de 30 plateaux réels avec un taux de reflux de 5.

L'opération s'est déroulée à pression atmosphérique jusqu'à 220°C et sous pression absolue de 40 mm Hg jusqu'à 250°C.

➤ **Gas-oils (Diesels) :**

La distillation s'est effectuée dans une colonne OLDERSHAW de 30 plateaux réels sous pression absolue de 40 mm Hg jusqu'à 250 et sous pression absolue de 10 mm Hg jusqu'à 380 °C avec un taux de reflux de 5.

➤ **Gas-oils sous-vide (Fuels) :**

La distillation s'est effectuée dans un appareil de distillation **ISL** sous pression réduite (5 mm Hg) jusqu'à 560°C à partir du résidu 380⁺ selon la norme ASTM D1160 afin de récupérer la fraction fuel-oil (380-560 °C).

➤ **Résidus sous vide :**

Les résidus sous vides (560⁺) sont obtenus par distillation selon la norme ASTM D1160.

N.B : le résidu 380⁺ provient de la distillation T.B.P.

V. 4.b. Bilan de valorisation des coupes larges

Les coupes dites larges les plus fréquemment répertoriées sont les suivantes :

Gaz	C ₃ - C ₄
Essence légère débutanisée	C ₅ - 70 °C C ₅ - 80°C C ₅ – 100°C
Essence lourde	70- 140 °C 80 -180°C 100 -180°C
Kérosène	160 -260°C 180 – 260°C

Gasoil	260 – 325 °C 260-360°C 160-360°C
Résidu	325 ⁺ °C 360 ⁺ °C

-Le découpage des coupes pétrolières a été effectué selon les schémas préconisés par le client.

Tableau N° V.11 : Bilan de valorisation des coupes larges

COUPES	% Poids	Position sur brut	Densité à 15°C (g/cm ³)	% Volume	Position sur brut
<u>Légers C₅⁻</u> < Pi = 14.6°C	2.46	00.00 – 2.46	0.5807	3.45	00.00 – 3.45
<u>Essence Légère :</u> Pi – 80 °C	5.41	2.46 – 7.87	0.6527	6.64	3.45 – 10.09
<u>Essence Totale :</u> Pi – 165 °C	24.61	2.46 – 27.07	0.7199	27.82	3.45 – 31.27
<u>Essence Lourde :</u> 80 – 165 °C	19.20	7.87 – 27.07	0.7368	21.18	10.09 – 31.27
<u>Kérosène :</u> 165 – 250 °C	18.28	27.07 – 45.35	0.8011	18.59	31.27 – 49.86
<u>Gas-oils Total :</u> 165 – 350 °C	41.02	27.07 – 68.09	0.8220	40.48	31.27 – 71.75
<u>Gas-oils légers :</u> 250 – 320 °C	14.09	45.35 – 59.44	0.8395	13.72	49.86 – 63.58
250 – 375 °C	26.53	45.35 – 71.88	0.8506	25.44	49.86 – 75.30
<u>Gas-oils lourds :</u> 320 – 375 °C	12.44	59.44 – 71.88	0.8663	11.72	63.58 – 75.30
<u>Gas-oils sous vide :</u> 380 – 560°C	20.09	72.66 – 92.75	0.8979	18.20	76.03 – 94.23
<u>Résidus :</u> 350 ⁺	31.91	68.09 – 100.00	0.9060	28.25	71.75 – 100.00
375 ⁺	28.12	71.88 – 100.00	0.9151	24.70	75.30 – 100.00
380 ⁺	27.34	72.66 – 100.00	0.9156	23.97	76.03 – 100.00
560 ⁺	7.25	92.75 – 100.00	0.9669	5.77	94.23 – 100.00

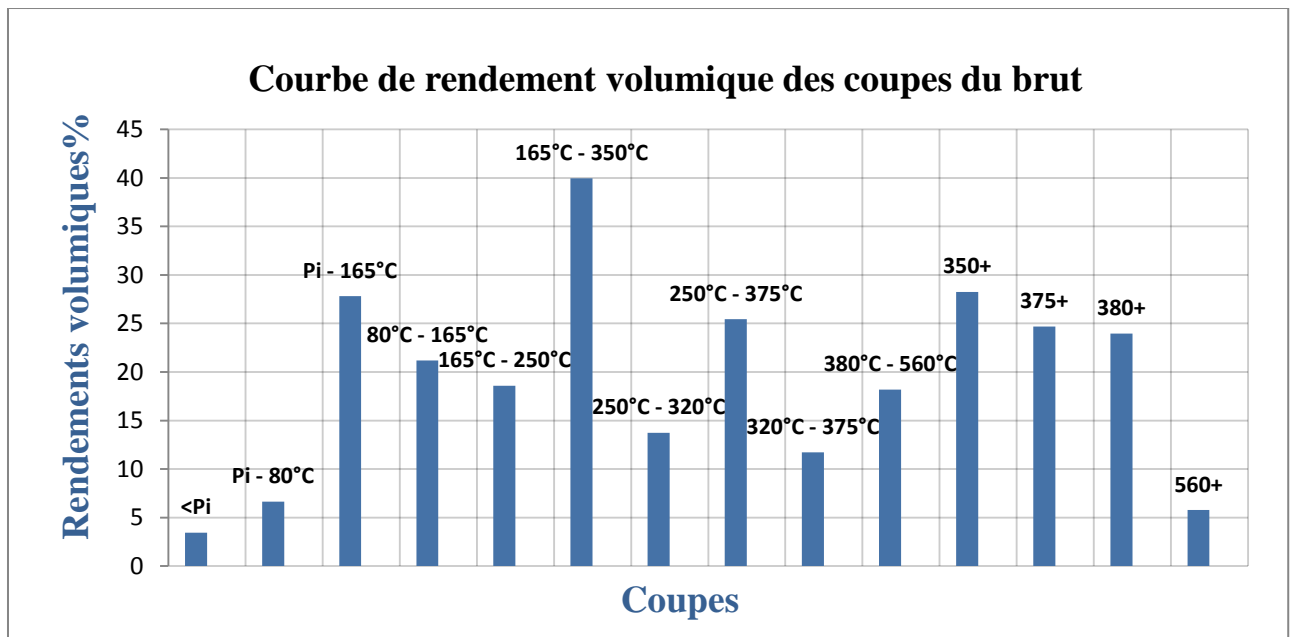


Figure N°V.6. Courbe de rendement volumique des coupes du brut.

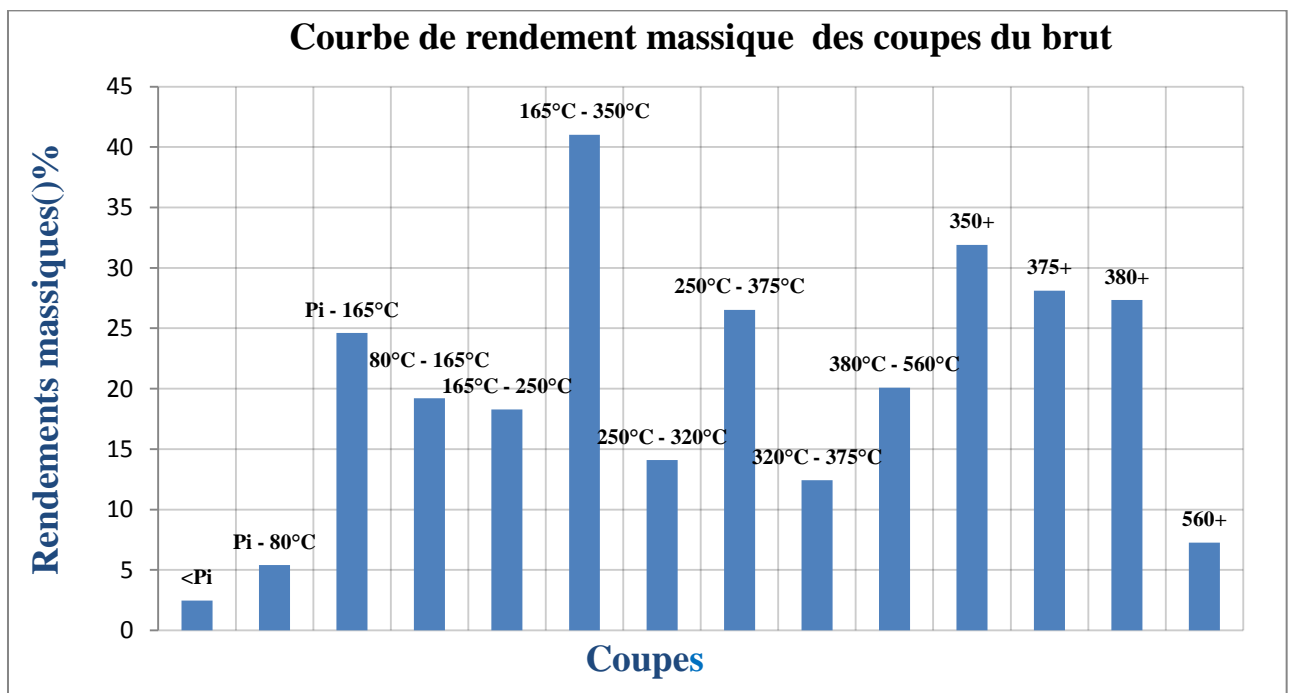


Figure N° V.7. Courbe de rendement massique des coupes du brut

Commentaire :

Le découpage du brut nous a permis de récupérer : l'essence, kérosène, gasoil, et résidu.

On constate que le brut est riche en gasoil (165-350°C) selon le rendement **41.02%** en poids et **40.48 %** en volume.

Chapitre VI

Analyses des fractions et résidus

VI.1. Introduction

Pour exprimer et quantifier le comportement des différents produits pétroliers, selon le domaine d'utilisation, on est conduit à définir des caractéristiques spécifiques. Celles-ci vont être décrites et expliquées dans la partie suivante.

VI.2. Analyse des légers c_5^-

Après la fin de dégazage de la distillation TBP nous récupérons le piège pour analyser le contenu par chromatographie en phase gazeuse, les résultats de cette analyse sont représentés dans le **tableau N° VI.1**

Tableau N° VI.1 : Résultats d'analyse par chromatographie en phase gazeuse

CONSTITUANTS	% molaire	%massique
C ₁	0.00	0.00
C ₂	0.06	0.03
C ₃	10.08	7.62
iC ₄	12.70	12.66
nC ₄	65.90	65.71
néo-c ₅	0.50	0.62
iC ₅	8.95	11.08
nC ₅	1.74	2.16
iC ₆	0.05	0.08
nC ₆	0.02	0.04
iC ₇	0.00	0.00
nC ₇	0.00	0.00
Total	100.00	100.00

L'analyse s'effectuée par le service **Chromatographie** (mode opératoire MO-GIS-H18)

Nom de l'appareil : HP 5890 « séries II Gas Chromatograph ».

Nom de logiciel : une interface qui communique avec un intégrateur « le traitement des données fournies sous forme de signaux (pics) est réalisé à l'aide d'un intégrateur HP 3396 série II.

Type de colonne : colonne rempli DC200 « 09 m de longueur, 06 mm de diamètre externe, 04 mm de diamètre interne et la phase rempli (stationnaire) de chromosorb P.AW ».

Type de détecteur : TCD (Détecteur à conductivité thermique).

En appliquant les mêmes étapes de calculs de la distillation TBP (voir CHAPITRE V).

Les résultats obtenus sont présentés dans le **tableau N° VI.2**.

Tableau N° VI.2 : Composition des légers C₅.

CONSTITUANTS	% Poids	%Volume	Densité
C ₂	0.00	0.00	0.3745
C ₃	0.19	0.30	0.5072
iC ₄	0.31	0.45	0.5625
nC ₄	1.62	2.26	0.5836
iC ₅	0.29	0.38	0.6241
nC ₅	0.05	0.06	0.6305
Total	2.46	3.45	

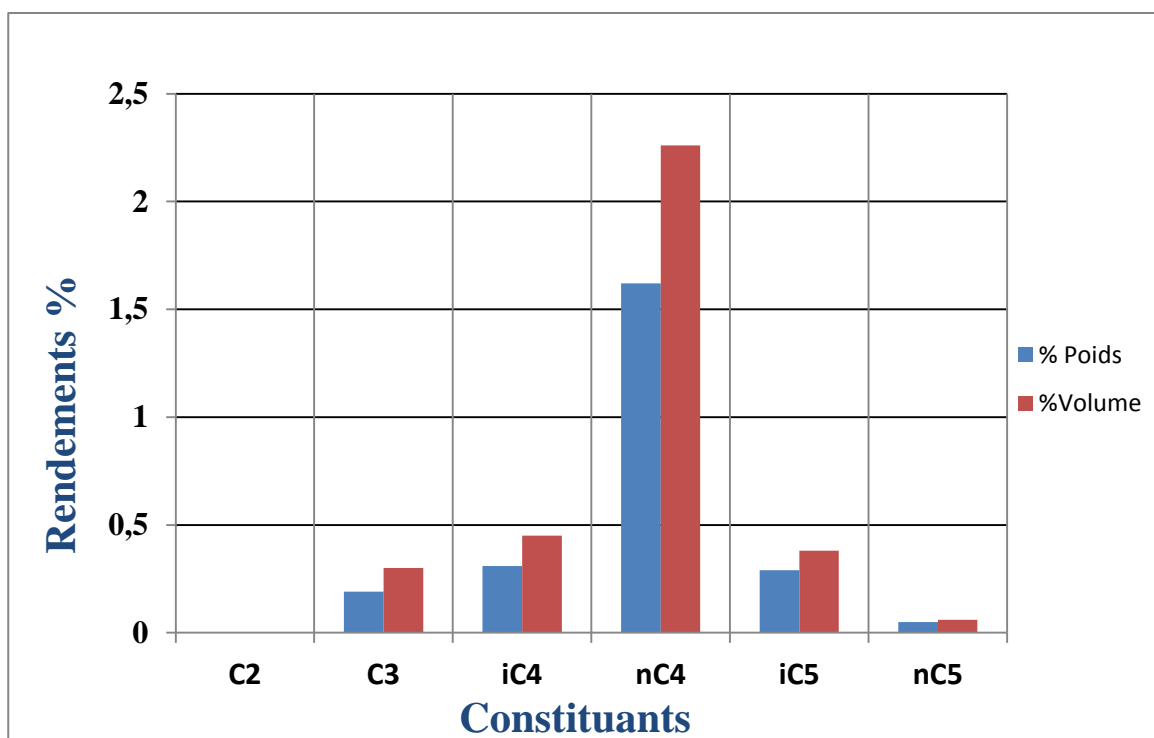


Figure N° VI.1. Histogramme de la coupe GPL

Commentaire :

Les gaz récupérés en tête de colonne sont de nature propane, (iso et normal) butane et (iso et normal) pentane appartenant à la catégorie des gaz légers.

On constate que le n-butane présente le pourcentage le plus élevé.

D'après ces résultats on remarque que le brut a été bien stabilisé vue l'absence du méthane (C₁) et de faible teneur en éthane (C₂).

D'autre part, on observe qu'il n'y a pas eu entrainement des constituants lourds avec les produits légers, la distillation s'effectue dans des bonnes conditions.

VI.3. Analyses des essences

VI.3.a. Caractéristiques physico-chimiques des essences

Les principales caractéristiques physico-chimiques des différentes fractions sont données dans le **tableau VI. 3**.

Tableau N° VI. 3 : Caractéristiques physico-chimiques des essences.

COUPES	Essence légère Pi – 80°C	Essence lourde 80 – 165°C	Essence totale Pi – 165°C
Rendement sur brut			
% Pds	5.41	19.20	24.61
% Vol	6.64	21.18	27.82
Position sur brut			
% Pds	2.46 – 7.87	7.87 – 27.07	2.46 – 27.07
% Vol	3.45 – 10.09	10.09 – 31.27	3.45 – 31.27
Densité à 20°C, g/cm³	0.6479	0.7323	0.7154
Densité à 15°C, g/cm³	0.6527	0.7368	0.7199
Specific gravity 60/60°F	0.6533	0.7375	0.7206
°API	85.1	60.4	64.9
Indice de réfraction à 20°C,	1.3741	1.4120	1.4067
Tension de vapeur Reid à 100°F, KPa	144.7	25.6	59.0
Teneur en Soufre R.UV, ppm (mg/kg)	7.3	29.1	25.0
Point d'Aniline, °C	59.6	56.9	58.1
Corrosion à la lame de cuivre, (40°C/3h)	Classe 1 (1a)	Classe 1 (1a)	Classe 1 (1a)
Teneur en mercure, µg/l	22.27	10.47	11.00
Facteur de caractérisation, K_{UOP}^(a)	12.80	12.09	12.17
Poids moléculaire, g/mole	80	113	105
Composition massique (%Pds)^(b) :			
- Aromatique, % C _A	0.73	6.55	5.62
- Naphténiques, % C _N	8.09	28.94	24.45
- n.Paraffiniques, % nC _P	54.11	26.92	32.19
- i.Paraffiniques, % iC _P	37.07	37.59	37.74

(a) voir Annexe B5 : Détermination des températures moyennes d'ébullition à partir de l'ASTM pour déterminé le K_{OUP}.

(b) voir Annexe C : les résultats chromatographiques de chaque coupe.

Commentaire :

D'après les résultats illustrés dans le tableau, on constate que le brut est riche en essence avec un rendement de 27.82% en volume et 24.61 % en poids, et vu les valeurs de K_{uop} , on peut dire que ces essences sont classées parmi les hydrocarbures mixtes à tendance paraffinique, confirmée par la composition massique en paraffine. Le test à la lame de cuivre donne Classe 1 (1a). Cette essence ne nécessite pas des traitements supplémentaires.

VI.3.b. Distillation ASTM des essences**Tableau N° VI.4 : Résultats de la distillation ASTM des essences**

COUPES	Essence légère Pi – 80°C	Essence lourde 80 – 165 °C	Essence totale Pi – 165 °C
Rendement sur brut			
% Pds	5.41	19.20	24.61
% Vol	6.64	21.18	27.82
Position sur brut			
% Pds	2.46 – 7.87	7.87 – 27.07	2.46 – 27.07
% Vol	3.45 – 10.09	10.09 – 31.27	3.45 – 31.27
Point initial, °C	25.8	81.1	33.5
05 % Vol, °C	38.5	97.3	57.7
10 % Vol, °C	41.2	101.2	67.9
20 % Vol, °C	45.1	106.1	82.5
30 % Vol, °C	48.4	111.4	94.5
40 % Vol, °C	51.4	116.5	104.9
50 % Vol, °C	54.5	121.8	114.1
60 % Vol, °C	58.0	127.8	123.1
70 % Vol, °C	61.9	134.8	133.3
80 % Vol, °C	66.5	141.1	141.6
90 % Vol, °C	71.9	150.3	153.0
95 % Vol, °C	81.6	156.6	162.0
Point Final, °C	85.6	164.9	170.0
Distillat % Vol	96.7	97.5	95.9
Résidu % Vol	0.6	1.1	1.3
Pertes % Vol	2.7	1.4	2.8

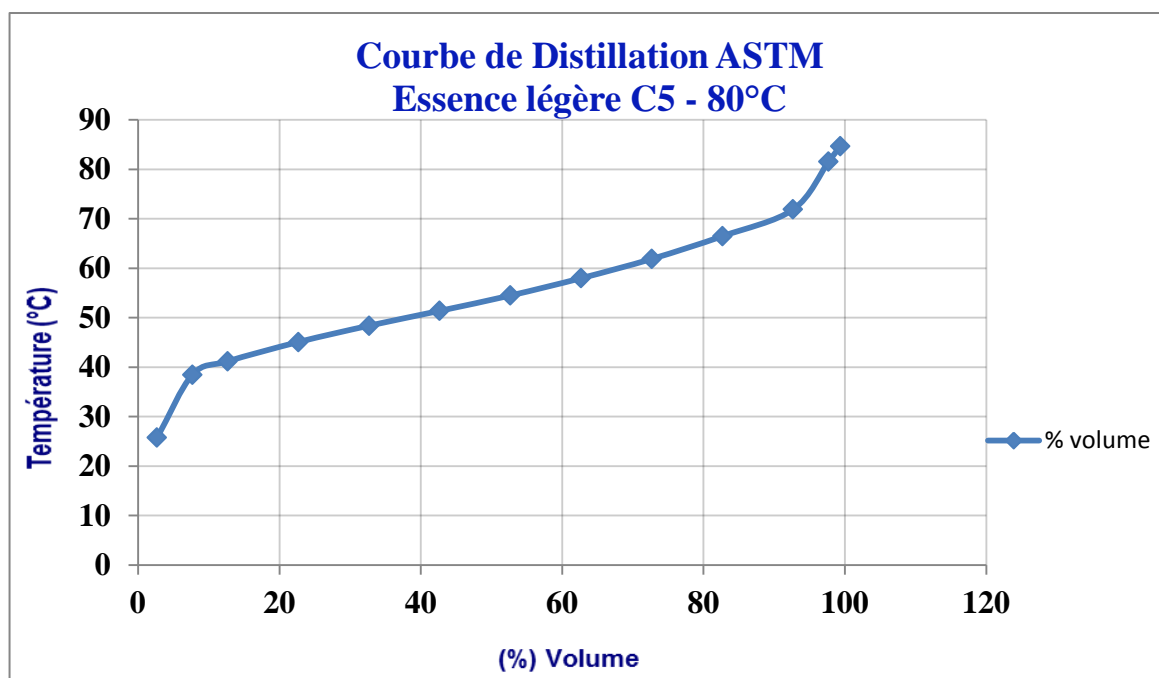


Figure N° VI.2. Courbe de Distillation ASTM Essence légère C5 - 80°C

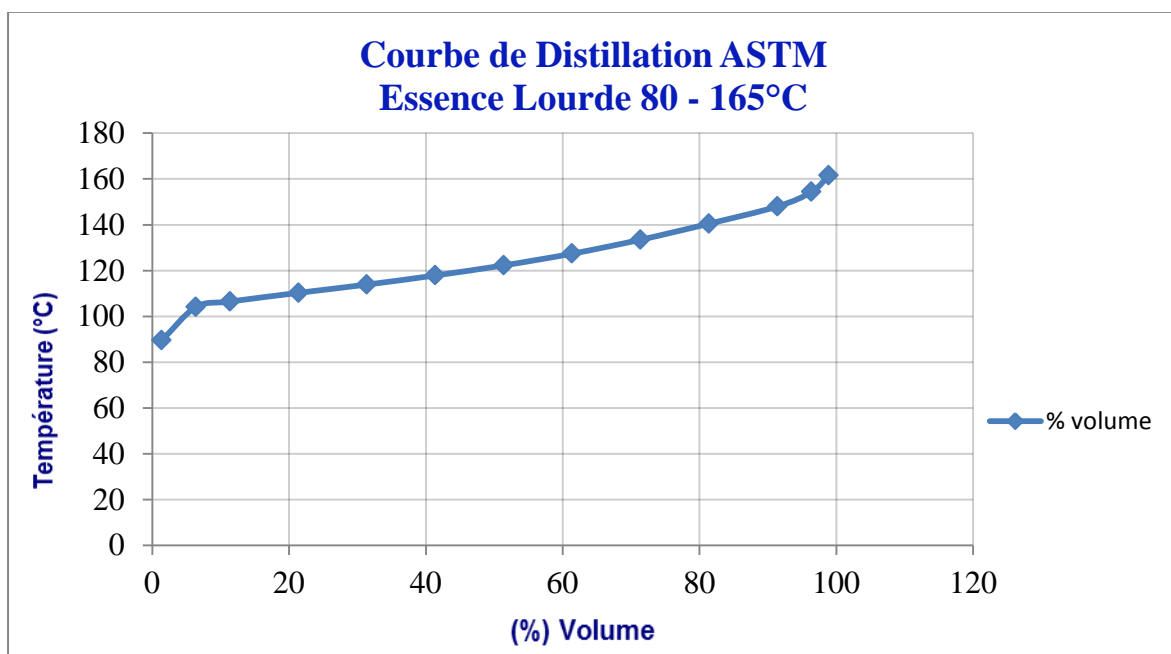


Figure N° VI.3. Courbe de Distillation ASTM Essence Lourde 80 - 165°C

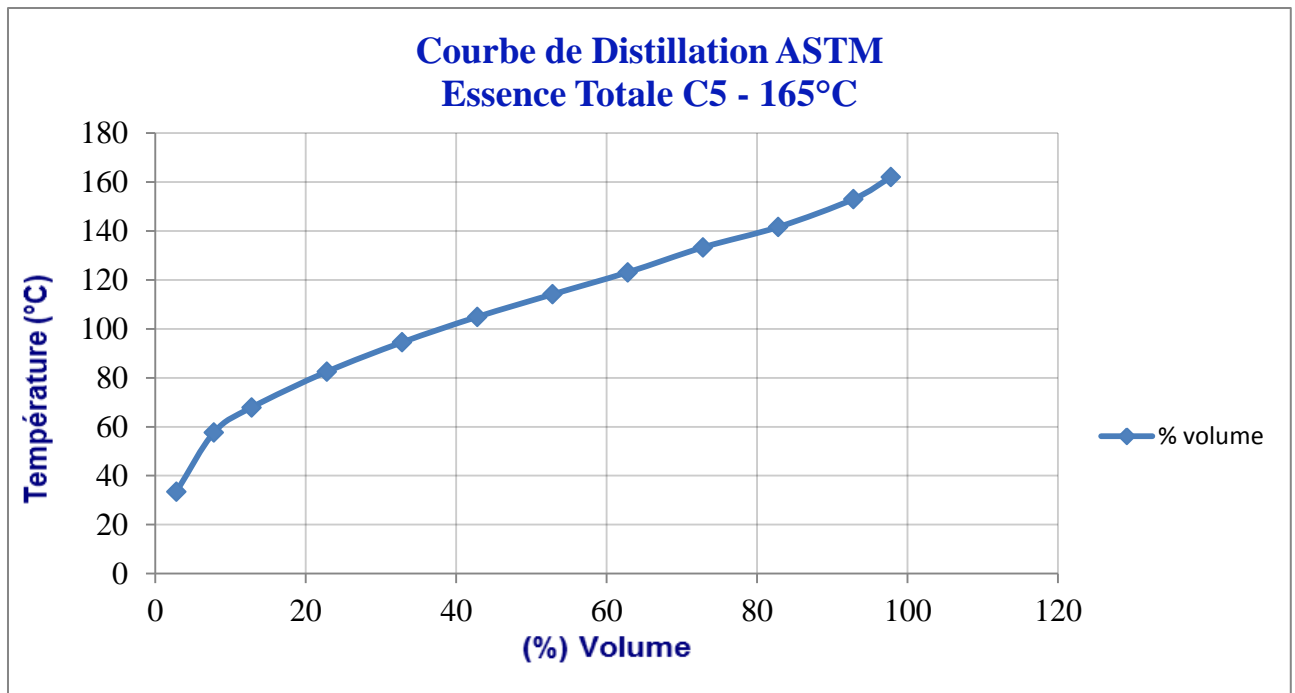


Figure N° VI.4. Courbe de Distillation ASTM Essence Totale C5 - 165°C

Commentaire :

La courbe de distillation ASTM des essences fournit des indications sur la facilité de démarrage du moteur à froid.

Cette fraction a été bien récupérée selon son point initial 33.5°C ainsi le point final 170°C donc elle est dans l'intervalle requis.

Le point 10% distillé correspond à une température de 67.9°C répondant à la norme exigée par une essence commerciale une température inférieure à 70°C, assurant le démarrage à froid.

Le point 50% distillé correspond à une température de 141.1°C qu'elle est légèrement supérieur à la norme exigée par une essence commerciale une température inférieure à 140°C.

Le point final de 170°C inférieur à 205°C, permet d'éviter la mauvaise vaporisation et la combustion incomplète des hydrocarbures lourdes.

VI.4. Analyse de Kérosène

VI.4.a. Caractéristiques physico-chimiques de Kérosène

Les principales caractéristiques physico-chimiques de la fraction kérosène sont données dans le **tableau VI.5**.

Tableau VI.5 : caractéristiques physico-chimiques de Kérosène

COUPES	Kérosène 165 – 250°C
Rendement sur brut	
% Pds	18.28
% Vol	18.59
Position sur brut	
% Pds	27.07 – 45.35
% Vol	31.27 – 49.86
Densité à 20°C, g/cm³	0.7975
Densité à 15°C, g/cm³	0.8011
Specific gravity 60/60°F	0.8019
°API	44.9
Indice de réfraction à 20°C,	1.4455
Viscosité cinématique en cSt à :	
• 20 °C	1.940
• 37.8 °C	1.444
Teneur en Soufre R.UV, ppm (mg/kg)	93.4
Point d'Aniline, °C	64.4
Corrosion à la lame de cuivre, (100°C/2h)	Classe 2 (2C)
Facteur de caractérisation, KUOP	11.85
Poids moléculaire, g/mole	158
Pouvoir Calorifique Supérieur, Kcal/Kg	11030
Point d'écoulement, °C	<-45
Point de Congélation, °C	<-48
Point d'éclair Vase Fermé, °C	57.0

Commentaire :

La fraction kérosène représente un rendement de 18.28 % en poids et 18.59% en volume. Cette coupe est classée dans les hydrocarbures mixtes et cycliques avec un très bon pouvoir calorifique, son point de congélation étant inférieur à -48°C assurant le transport et le pompage sans problème, et il garantit la combustion aux très basses températures rencontrées en altitude. Le kérosène est peu inflammable donc aucun risque ne produit, et moins soufré, son stockage est très facile car on n'aura aucun problème de corrosion.

VI.4.b. Distillation ASTM de Kérosène**Tableau N° VI.6 : Résultats de distillation ASTM COUPE : 165 – 250 °C**

COUPES	165 – 250°C
Rendement sur brut % Pds % Vol	18.28 18.59
Position sur brut % Pds % Vol	27.07 – 45.35 31.27 – 49.86
Point initial, °C	174.0
05 % Vol, °C	190.8
10 % Vol, °C	193.3
20 % Vol, °C	196.6
30 % Vol, °C	200.3
40 % Vol, °C	204.3
50 % Vol, °C	208.8
60 % Vol, °C	213.5
70 % Vol, °C	219.3
80 % Vol, °C	225.7
90 % Vol, °C	233.6
95 % Vol, °C	239.0
Point Final, °C	246.4
Distillat % Vol	97.7
Résidu % Vol	1.4
Pertes% vol	0.9

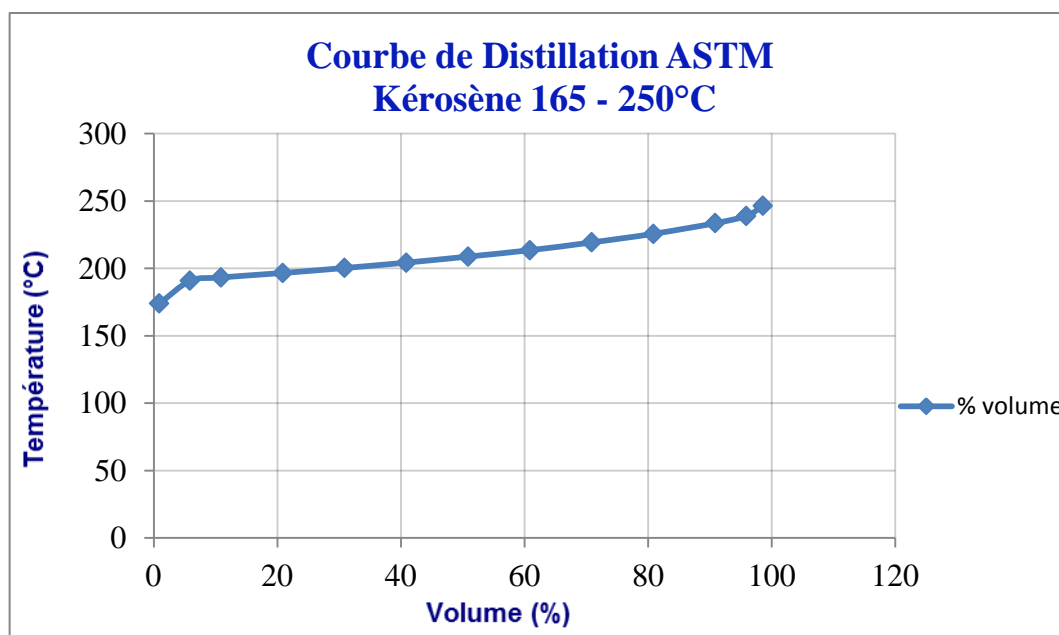


Figure N° VI.5. Courbe de Distillation ASTM Kérosène 165 - 250°C

Commentaire :

Le point initial et le point final varie de 174°C jusqu'à 246°C avec une perte de 0.9% donc dans l'intervalle 165-250°C.

Le point 10% distillé correspond à 193.3°C inférieur à 204°C, de même le point 50% correspond à la température de 208.8°C est en dessous de la norme 232°C.

Le point final est de 246.4°C est en accord avec la norme exigée une température de 288°C.

VI.5. Analyse de gasoil

VI.5.a. Caractéristiques physico-chimiques de Gasoil

Tableau N° VI.6 : Caractéristiques physico-chimiques de Gasoil

COUPES	Gas-oil léger		Gas-oil total	Gas-oil lourd
	250-320°C	250-375°C	165-350°C	320 – 375°C
Rendement sur brut				
% Pds	14.09	26.53	41.02	12.44
% Vol	13.72	25.44	40.48	11.72
Position sur brut				
% Pds	45.35-59.44	45.35-71.88	27.07-68.09	59.44 – 71.88
% Vol	49.86-63.58	49.86-75.30	31.27- 71.75	63.58 – 75.30
Densité à 20°C, g/cm³	0.8361	0.8472	0.8185	0.8629
Densité à 15°C, g/cm³	0.8395	0.8506	0.8220	0.8663
Specific gravity 60/60°F	0.8403	0.8514	0.8228	0.8671
°API	36.9	34.7	40.5	31.7
Indice de réfraction à 20°C,	1.4655	1.4717	1.4567	1.4804
Viscosité cinématique en Cst à :				
➤ 37.8°C	3.932	6.363	2.382	10.52
➤ 40°C	3.742	6.041	2.284	9.734
Corrosion à la lame de cuivre, (50°C/3h)	Classe 1 (1a)	Classe 1 (1a)	Classe 1 (1a)	Classe 1 (1a)
Couleur ASTM	L 0.5	L 0.5	L 0.5	L 1.0
Teneur en soufre, %poids	0.0139	0.0210	0.0055	0.0404
Facteur de caractérisation, K_{UOP}	11.95	12.05	11.90	12.10
Poids moléculaire, g/mole	218	258	190	310
Pouvoir Calorifique Supérieur, Kcal/Kg	10930	10905	10980	10855
Point d'écoulement, °C	- 18	-12	- 36	+ 3
Point de Congélation, °C	- 21	-15	- 39	0
Point de Trouble, °C	-18	-2	- 24	+ 9
Indice de Cétane mesuré	47.9	48.8	45.4	48.5
Nombre de Cétane	57.4	59.0	55.3	60.2
Point d'Aniline, °C	75.2	80.2	71.2	85.2

Commentaire :

Le gasoil est la fraction la plus présente dans le brut avec un rendement de 41.02% en poids et de 40.48% en volume, Cette coupe est classée dans les hydrocarbures mixte et cyclique, elle possède un bon pouvoir calorifique.

La teneur en soufre ne dépasse pas 1%, permettant d'éviter les opérations de désulfuration, Les points de congélation sont -21, -15, -39, 0 °C, pas de problème en hiver.

VI.6.b. Résultats de distillation ASTM de diesel**Tableau N° VI.7. Résultats de distillation ASTM de diesel**

COUPES	Gas-oil léger		Gas-oil total	Gas-oil lourd
	250 – 320°C	250 – 375°C	165 – 350°C	320 – 375°C
Rendement sur brut				
% Pds	14.09	26.53	41.02	12.44
% Vol	13.72	25.44	40.48	11.72
Position sur brut				
% Pds	45.35 – 59.44	45.35 – 71.88	27.07 – 68.09	59.44 – 71.88
% Vol	49.86 – 63.58	49.86 – 75.30	31.27 – 71.75	63.58 – 75.30
Point initial, °C	250.5	279.7	179.6	328.6
05 % Vol, °C	272.8	291.2	201.8	334.6
10 % Vol, °C	273.6	293.9	204.5	336.4
20 % Vol, °C	277.6	298.0	214.1	337.1
30 % Vol, °C	279.0	301.8	225.0	338.5
40 % Vol, °C	281.7	306.9	237.9	340.6
50 % Vol, °C	285.2	314.2	252.4	342.1
60 % Vol, °C	288.5	321.8	267.8	344.0
70 % Vol, °C	292.8	331.1	282.3	346.4
80 % Vol, °C	298.1	341.7	297.1	349.6
90 % Vol, °C	305.4	353.7	312.4	354.7
95 % Vol, °C	310.5	361.2	321.3	360.0
Point Final, °C	315.1	365.0	326.8	362.9
Distillat % Vol	98.1	98.0	98.3	97.9
Résidu % Vol	1.7	1.9	1.6	1.7
Pertes % Vol	0.2	0.1	0.1	0.4

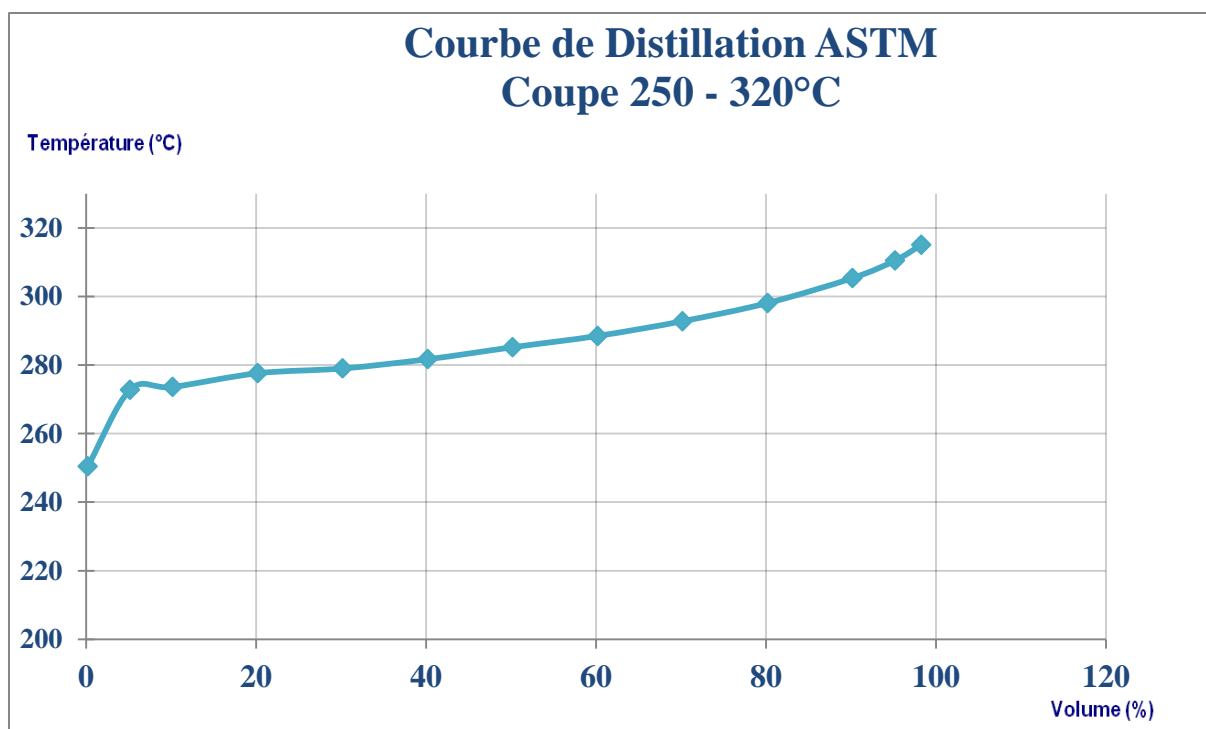


Figure N° VI.6. Courbe de Distillation ASTM Coupe 250 - 320°C

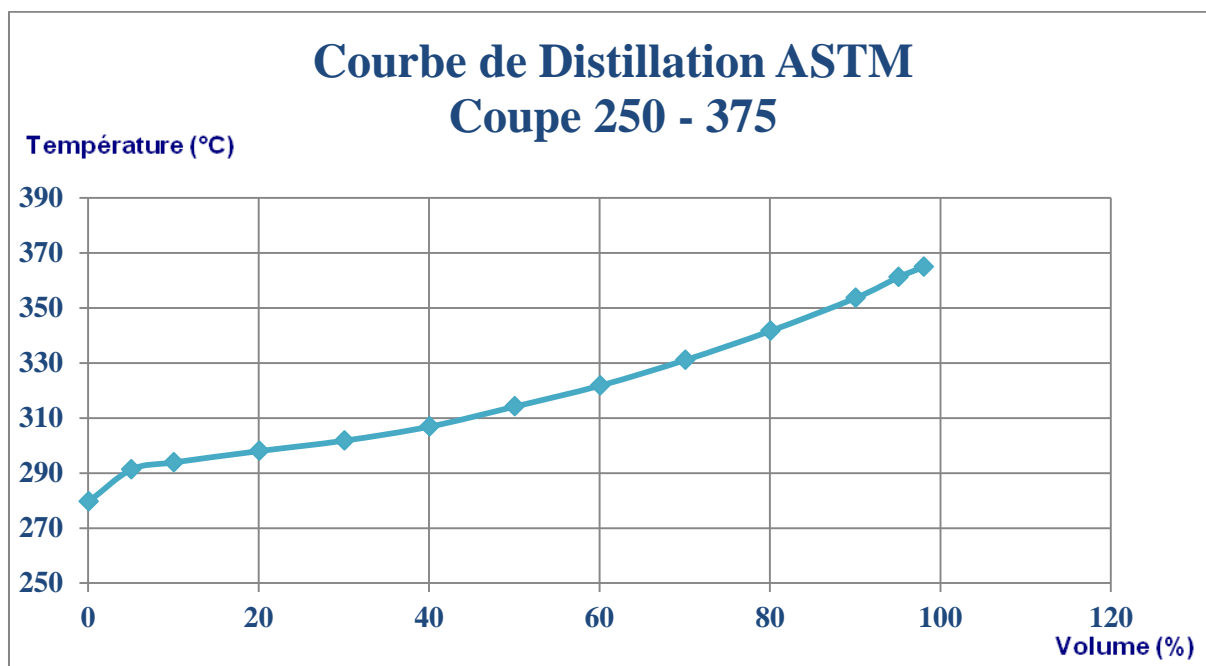


Figure N° VI.7. Courbe de Distillation ASTM Coupe 250 - 375

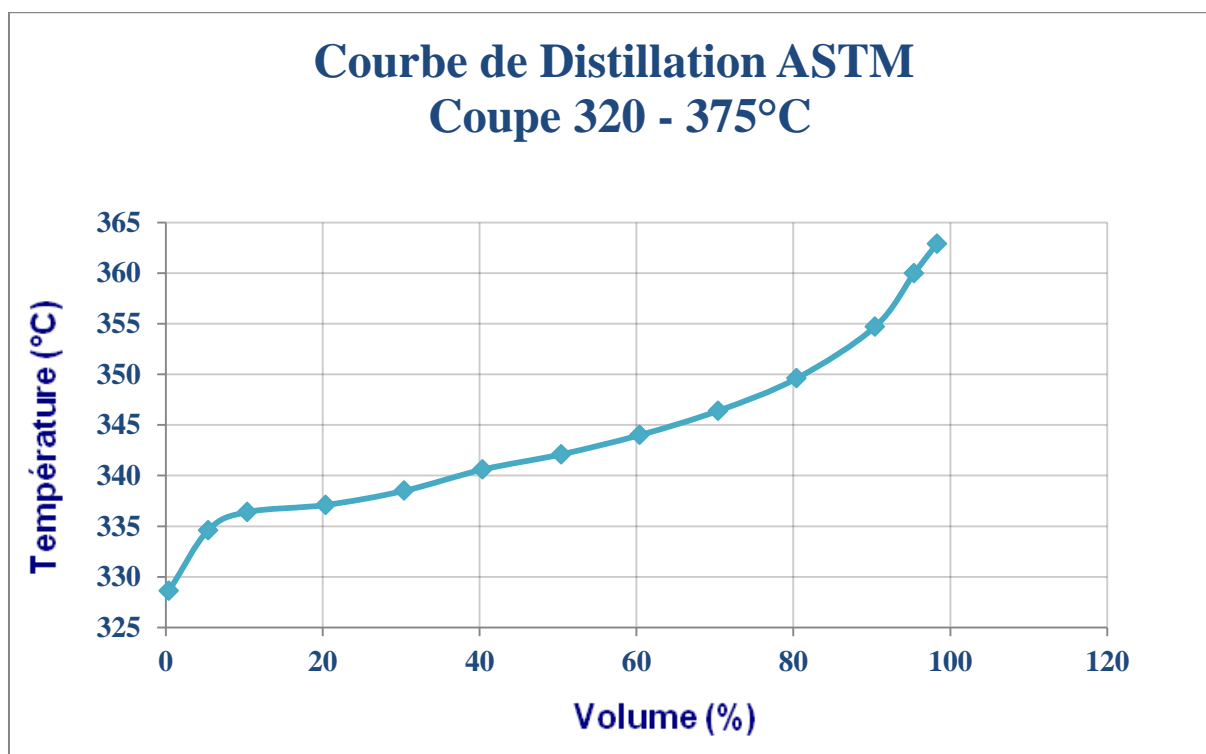


Figure N° VI.8. Courbe de Distillation ASTM Coupe 320 - 375°C

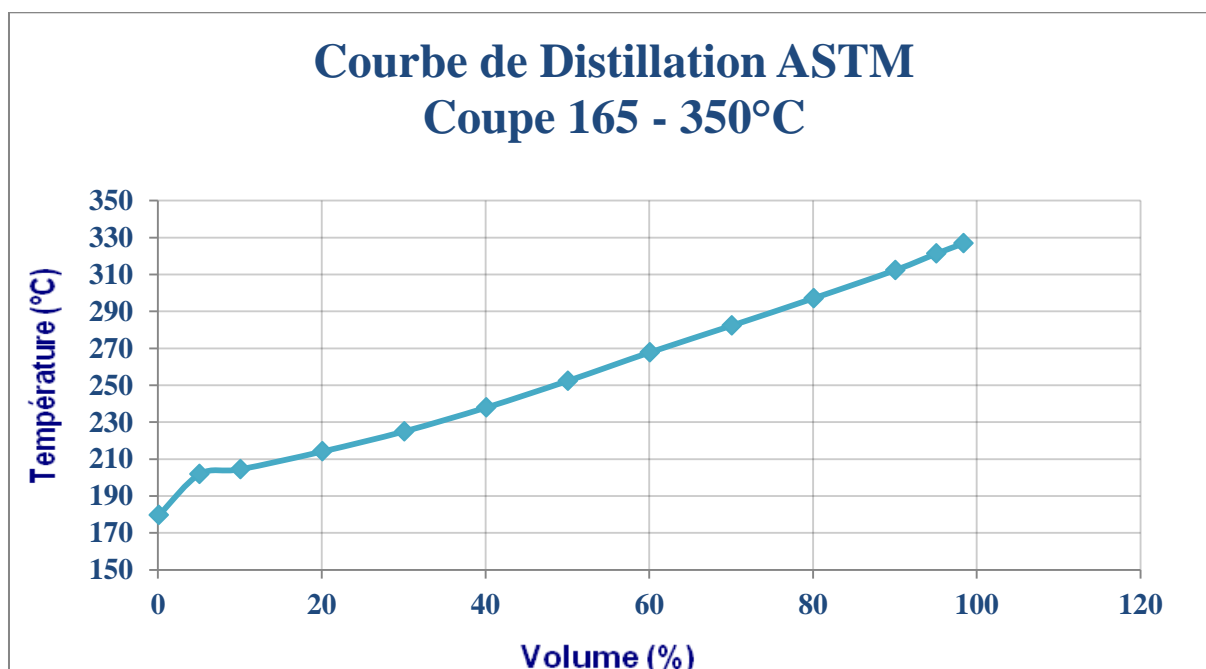


Figure N°VI.9. Courbe de Distillation ASTM Coupe 165 - 350°C

Commentaire

Cette fraction a été bien récupérée selon la courbe ASTM, son point initial est de 179.6°C et son point final est de 326.8°C donc elle est dans son propre intervalle 165-350°C.

Le point 10% distillé de gasoil total correspond à une température de 179.6°C répondant à la norme exigée par un gasoil commerciale une température autour de 170°C.

Le point 85% distillé correspond à une température de 305 °C qu'elle est légèrement inférieur à la norme exigée par un gasoil commercial une température de 350 °C.

Le point final est de 326 °C autour de la norme exigée d 350°C.

VI.7. Analyse des Résidus**VI.7.a. Caractéristiques physico-chimiques des Résidus****Tableau N° VI.8 : Caractéristiques physico-chimiques des Résidus**

COUPES	350+	375+	380+
Rendement sur brut			
% Pds	31.91	28.12	27.34
% Vol	28.25	24.70	23.97
Position sur brut			
% Pds	68.09 – 100.00	71.88 – 100.00	72.66 – 100.00
% Vol	71.75 – 100.00	75.30 – 100.00	76.03 – 100.00
Densité à 20°C, g/cm³	0.9026	0.9118	0.9123
Densité à 15°C, g/cm³	0.9060	0.9151	0.9156
Specific gravity 60/60°F	0.9069	0.9160	0.9165
°API	24.5	23.0	22.9
Viscosité cinématique en Cst à :			
98.9°C / 210°F	13.82	21.14	22.94
Point d'écoulement, °C	+12	+15	+18
Point de Congélation, °C	+9	+12	+15
Facteur de caractérisation, K_{UOP}^(a)	12.09	12.08	12.07
Poids moléculaire, g/mole			
Pouvoir Calorifique Supérieur, Kcal/Kg	416	447	448
	10737	10710	10708

(a) Calcul de K_{uop} (voir Annexe B6).

Commentaire :

On constate que le résidu présente une densité assez importante. Le résidu est riche en paraffine selon la valeur de K_{uop} et le point de congélation.

VI.7.b. Résultats de distillation à pression réduite du résidu 380+

Tableau N° VI.9 : Résultats de distillation à pression réduite du résidu 380+

COUPES	380+
Rendement sur brut	
% Pds	27.34
% Vol	23.97
Position sur brut	
% Pds	72.66 – 100.00
% Vol	76.03 – 100.00
Point initial, °C	389.2
05 % Vol, °C	414.8
10 % Vol, °C	419.3
15 % Vol, °C	422.6
20 % Vol, °C	429.4
25 % Vol, °C	437.1
30 % Vol, °C	447.7
35 % Vol, °C	451.2
40 % Vol, °C	462.8
45 % Vol, °C	475.6
50 % Vol, °C	485.7
55 % Vol, °C	500.3
60 % Vol, °C	514.8
65 % Vol, °C	531.5
70 % Vol, °C	547.8
Point Final, °C	557.7
Distillat % Vol	74.7
Résidu % Vol	25.3
Pertes % Vol	00.0

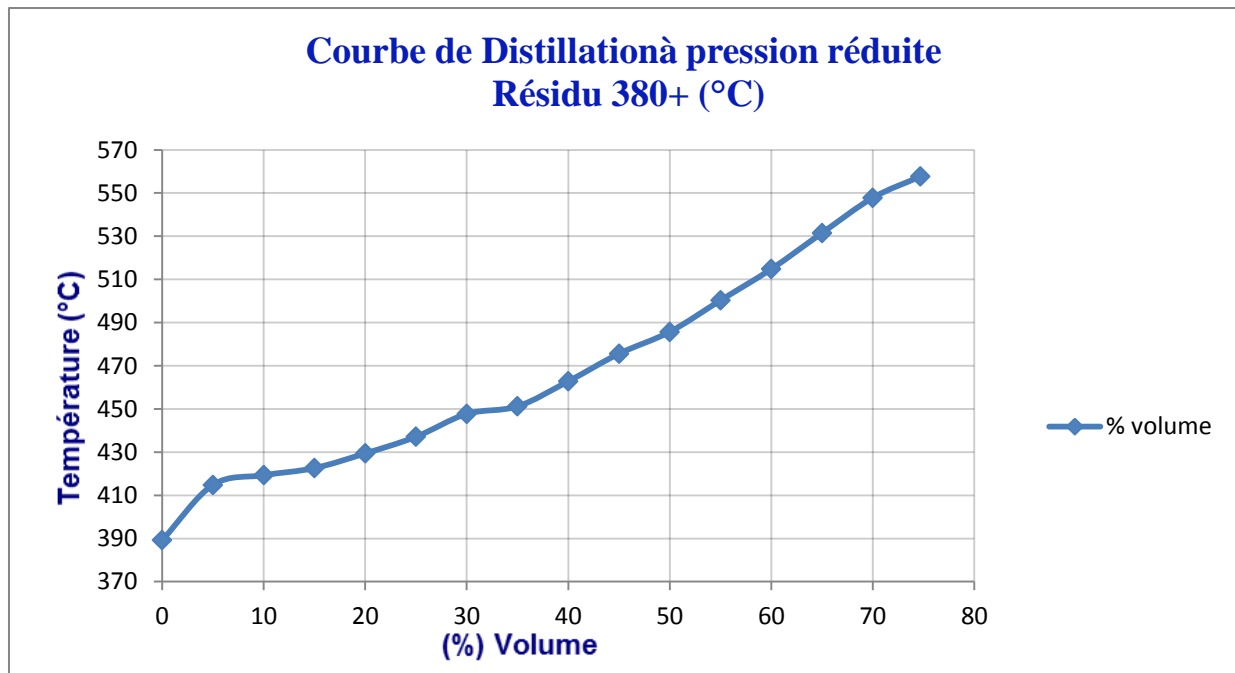


Figure N° VI.10. Courbe de Distillation à pression réduite du Résidu 380+

Commentaire :

On remarque que le résidu a un bon rendement de 27.34 % en poids et de 24.97% en volume.

Le résidu a été découpé en deux fractions (380-560 °C) et 560⁺, son point initial est de 389.2 °C, et son point final est de 557.7 °C, il est dans son intervalle.

VI.8. Analyse des fractions 380 – 560°C et 560+

VI.8.a. Caractéristiques physico-chimiques des fractions 380 – 560°C et 560+

Les principales caractéristiques physico-chimiques des Résidus sont données dans le tableau VI.10.

Tableau N° VI.10 : Caractéristiques physico-chimiques des fractions 380 – 560°C et 560+

COUPES	380 – 560 °C	560 ⁺
Rendement sur brut		
% Pds	20.09	7.25
% Vol	18.20	5.77
Position sur brut		
% Pds	72.66 – 92.75	92.75 – 100.00
% Vol	76.03 – 94.23	94.23 – 100.00
Densité à 20°C, g/cm³	0.8945	0.9636
Densité à 15°C, g/cm³	0.8979	0.9669
Specificgravity 60/60°F	0.8988	1.0208
°API	25.9	7.1
Viscosité cinématique en Cst à : 98.9 °C / 210 °F	10.51	--
Point d'écoulement, °C	+ 33	+ 36
Point de Congélation, °C	+ 30	+ 33
Facteur de caractérisation, K_{UOP}	12.15	--
Poids moléculaire, g/mole	430	--
Pouvoir Calorifique Supérieur, Kcal/Kg	10763	--

NB : la viscosité cinématique à 98.9°C du résidu 560+ °C n'a pu être mesurée pour des raisons techniques. Par conséquent, le facteur de caractérisation K_{UOP}, le poids moléculaire ainsi que le pouvoir calorifique supérieur n'ont pu être calculés.

Les teneurs en métaux n'ont pu être effectuées, et ce pour des raisons techniques.

Commentaire

On constate que le résidu 560⁺ a un faible rendement de 7.25% en poids et 5.77% en volume, il est insuffisant pour une valorisation ultérieure, par contre le distillat 380-560 a un bon rendement de 20.09% en poids et de 18.20% en volume

La valeur de K_{UOP} et de point de congélation confirme la tendance paraffinique du résidu.

CONCLUSION

CONCLUSION

CONCLUSION

Pendant le déroulement de notre stage pratique, on a eu l'opportunité de travailler sur différents aspects concernant l'analyse de pétrole brut et des produits pétroliers, on a déterminé les principales propriétés physico-chimiques et iso-propriétés du brut étudié ainsi les distillations par des essais normalisés, on a remarqué l'importance de ces normes et la nécessité de les respecter à travers les modes opératoires qui couvrent plusieurs aspects pour répondre à la conformité commerciale des carburants.

Dans la première partie, on a caractérisé le pétrole brut et déterminé la distillation ASTM et TBP, permettant d'avoir une idée sur la nature du brut et de son exploitation d'une manière efficace et rentable. Ces analyses seront nécessaires pour expliquer le comportement des fractions pétrolières au cours des opérations de traitement et constituent des données de base pour le dimensionnement des unités de raffinage.

Dans la seconde partie, après avoir procédé à la séparation de pétrole brut, on a obtenus diverses coupes (Essence, kérosène, gasoil, résidus) sur lesquelles nous avons effectué une série d'essais normalisés pour déterminer les caractéristiques physico-chimiques de chaque fraction, toute fois il est important de signaler les rendements des coupes obtenues par le bilan de valorisation tel que l'Essence (24.61 % en poids), le kérosène (18.28% en poids), le gasoil (41.02 % en poids), et un rendement assez faible en produits lourds. La pétrole en question est destiné principalement à la production des essences.

D'après les résultats obtenus on constate que :

- Le pétrole brut étudié possède une densité 0.8135 à 15 °C (42.3 °API).
- Sa teneur en soufre est faible, ce qui réduit les problèmes de corrosion, de pollution, et de cout de désulfuration.
- Sa teneur en eau est négligeable, ce qui évitera les dépenses de séparation surtout pour le Kérosène ainsi que les essences et les fuels.

On peut conclure que le raffinage de pétrole étudié est rentable sur le plan économique.

BIBLIOGRAPHIE



Bibliographie

Ouvrage

- [1] Jean –Pierre .WAUQUIER « Pétrole Brut, Produit Pétroliers, Schémas de Fabrication », Editions Technip. Tome 1, Paris (1994).
- [2] Éric TOCQUÉ et Christine TRAVERS. Technique de l'ingénieur « Pétrole », Editions T.I.
- [3] Pierre WUITHIER « Le Pétrole -Raffinage et Génie Chimique- », Editions Technip. Tome 1, Paris (1972).
- [4] V.PROSKOURLAKOV et A.DRABKINE « La Chimie du Pétrole Et du Gaz », Editions MIR.MOSCOU.
- [5] J.PERRET et P.WUITHIER « Pétrole Brut et Fractions Pétrolières», Edition Technip.
- [6] Chems Eddine CHITOUR « Raffinage, Les Propriétés Physique des Hydrocarbures et des Fractions Pétrolières », Editions de l'office des publications universitaires (1983).
- [7] Jean-Claude GUIBET. Technique de l'ingénieur « Caractéristiques des Produits-Pétroliers ».
- [8] C. Wolff « Viscosité » Technique de L'ingénieur (1982).
- [9] JP. ALLINSON « Criteria for Quality of Petroleum», LONDRE 1975.

Documents et rapports

- [10] ENSPM formation Industrie-IFP training (2006), Eléments de Chimie-Produit, édition d'IFP, Paris.
- [11] G.OTMANINE et S.MUSTAFAEF « Calcul du Topping», Boumerdes 2000.
- [12] Revue de SONATRACH « Pétrole », par la direction des résultats extérieur 1996.
- [13] TOTAL, Exploration et Production, Rappel de théorie « Introduction aux Hydrocarbures ».

BIBLIOGRAPHIE

[14] J. TRANCHANT, "Manuel Pratique de Chromatographie en Phase Gazeuse", Editions Masson, Paris (1995).

Sites Web utilisés

[15] [www.ifpenergies nouvelle .Fr](http://www.ifpenergiesnouvelle.fr)

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES TABLEAUX

Liste des tableaux

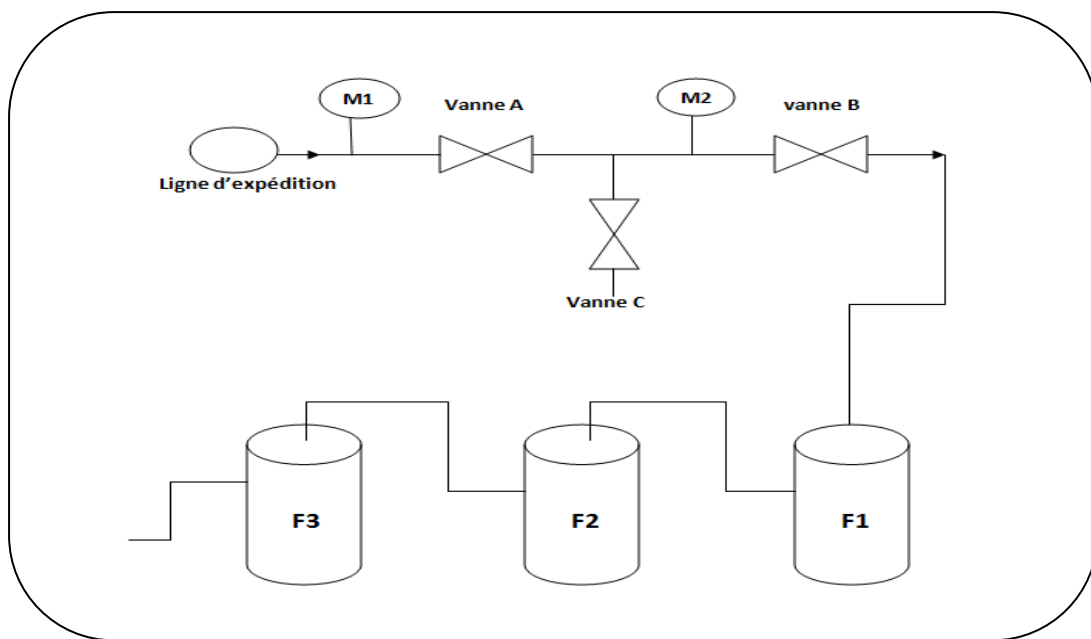
Tableau N° I.1 :Composition massique atomique d'un pétrole brut	4
Tableau N°I.2 : Structure des composés soufrés organiques présents dans le pétrole.	7
Tableau N° I.3 : Structure de composés oxygénés présent dans le pétrole.	7
Tableau N° I.4. :Structure de composés azotés présents dans le pétrole.	8
Tableau N°II.1 :Les valeurs de coefficient K en fonction de la densité à 15°C.....	13
Tableau N°IV.1 : Prise d'essai à prendre en fonction de la nature de l'échantillon.	49
Tableau N° IV.2 : Les conditions opératoires à respecter en fonction de types d'échantillon.	54
Tableau° IV.3. :Nature de corrosion des lames de références.	54
Tableau IV.1 : Résultats d'Analyses de pétrole brut	62
Tableau N°V.2 : Résultats de la distillation ASTM du brut.....	63
Tableau N°V.3 : Condition de la distillation du brut et ses fractions.....	65
Tableau N° V.4 : Correspondance pression-température distillation	65
Tableau N° V.5 : Résultats de la distillation TBP atmosphérique du brut.....	66
Tableau N°.V.6. :Résultats de la distillation TBP sous vide à 40 mm Hg.....	67
Tableau N°.V.7. :Résultats de la distillation TBP sous vide à 10 mm Hg.....	67
Tableau N° V.8. :Détermination de la viscosité des coupes étroites.....	71
TableauN°V.9:Détermination des points de congélation et d'écoulement	72
Tableau N°V.10 : Valeurs de la teneur en soufre	73
Tableau N°V.11 : Bilan de valorisation des coupes larges	75
Tableau N° VI.1 :Résultats d'analyse par chromatographie en phase gazeuse	77
Tableau N° VI.2 :Composition des légers C ₅	78
Tableau N° VI. 3 : Caractéristiques physico-chimiques des essences.	80
Tableau N° VI.4 :Résultats de la distillation ASTM des essences.....	81
Tableau N° VI.5 : Caractéristiques physico-chimiques de Kérosène	84
Tableau N° VI.6 :Résultats de distillation ASTM COUPE : 165 – 250 °C.....	85
Tableau N° VI.6 : Caractéristiques physico-chimiques de Gasoil.....	87
Tableau N° VI.7.:Résultats de distillation ASTM de diesel	88
Tableau N° VI.8 :Caractéristiques physico-chimiques des Résidus	91
Tableau N° VI.9:Résultats de distillation à pression réduite du résidu 380 ⁺	92
Tableau N° VI.10 : Caractéristiques physico-chimiques des fractions 380 – 560°C et 560.....	94

LISTE DES FIGURES

LISTE DES FIGURES

Liste des figures

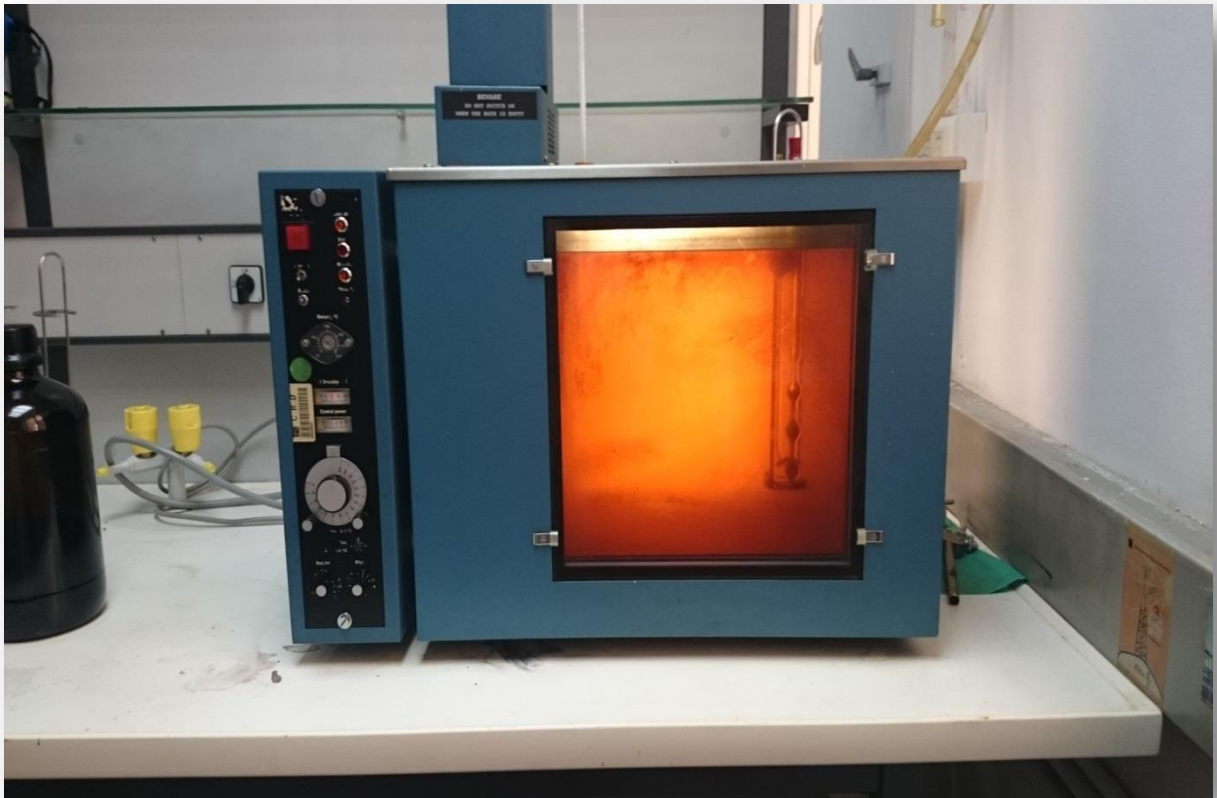
Figure N° I.1. Ensemble des hydrocarbures présents dans les pétroles bruts.	3
Figure N° III.1. Schéma de principe de reformage catalytique.....	25
Figure N° III.2. Schéma de principe de désulfuration.....	26
Figure N° III.3. Schéma de principe de craquage catalytique.....	26
Figure N° III.4. Schéma de Distillation atmosphérique d'un pétrole brut.	28
Figure N° III.5. Schéma de Distillation sous vide d'un pétrole brut.....	29
Figure N° III.7. Schéma de gamme d'hydrocarbure des produits pétroliers	32
Figure N° III.8. Schéma de la distillation ASTM	35
Figure N° V.1 . Courbe de la distillation ASTM du pétrole brut.....	64
Figure N° V.2 . Courbe de distillation TBP du brut.....	70
Figure N° V.3 . Courbe des viscosités cinématiques des coupes étroites	71
Figure N° V.4 . Courbe des points d'écoulement des coupes étroites	72
Figure N° V.5 . Courbe de la teneur en soufre des coupes étroites.....	73
Figure N° V.6. Courbe de rendement volumique des coupes du brut.....	76
Figure N° V.7. Courbe de rendement massique des coupes du brut.....	76
Figure N° VI.1. Histogramme de la coupe GPL	79
Figure N° VI.2. Courbe de Distillation ASTM Essence légère C5 - 80°C	82
Figure N° VI.3. Courbe de Distillation ASTM Essence Lourde 80 - 165°C	82
Figure N° VI.4. Courbe de Distillation ASTM Essence Totale C5 - 165°C.....	83
Figure N° VI.5. Courbe de Distillation ASTM Kérosène 165 - 250°C	86
Figure N° VI.6. Courbe de Distillation ASTM Coupe 250 - 320°C.....	89
Figure N° VI.7. Courbe de Distillation ASTM Coupe 250 - 375	89
Figure N° VI.8. Courbe de Distillation ASTM Coupe 320 - 375°C.....	90
Figure N° VI.9. Courbe de Distillation ASTM Coupe 165 - 350°C	90
Figure N° VI.10. Courbe de Distillation à pression réduite du Résidu 380+.....	93



Annexe A1 : Schéma simplifié de la méthode d'échantillonnage.



Annexe A2 : Densimètre électronique à tube en U oscillant



Annexe A3 : Bain thermostaté pour la viscosité cinématique manuelle (type de capillaire : CANNON FENSKE).



Annexe A4 : Appareil de détermination de la Tension de vapeur Reid



Annexe A5 : Appareil de détermination de point d'éclair (vase fermé)



Annexe A6 : Appareil automatique de détermination de point de congélation et point de trouble.



Annexe A7 : Appareil manuel de détermination de point de congélation et point de trouble (test cabinet).



Annexe A8 : Appareil de détermination de la teneur en soufre par fluorescence rayon x.



Annexe A9: Appareil de détermination de la teneur en soufre total par fluorescence Ultraviolette.



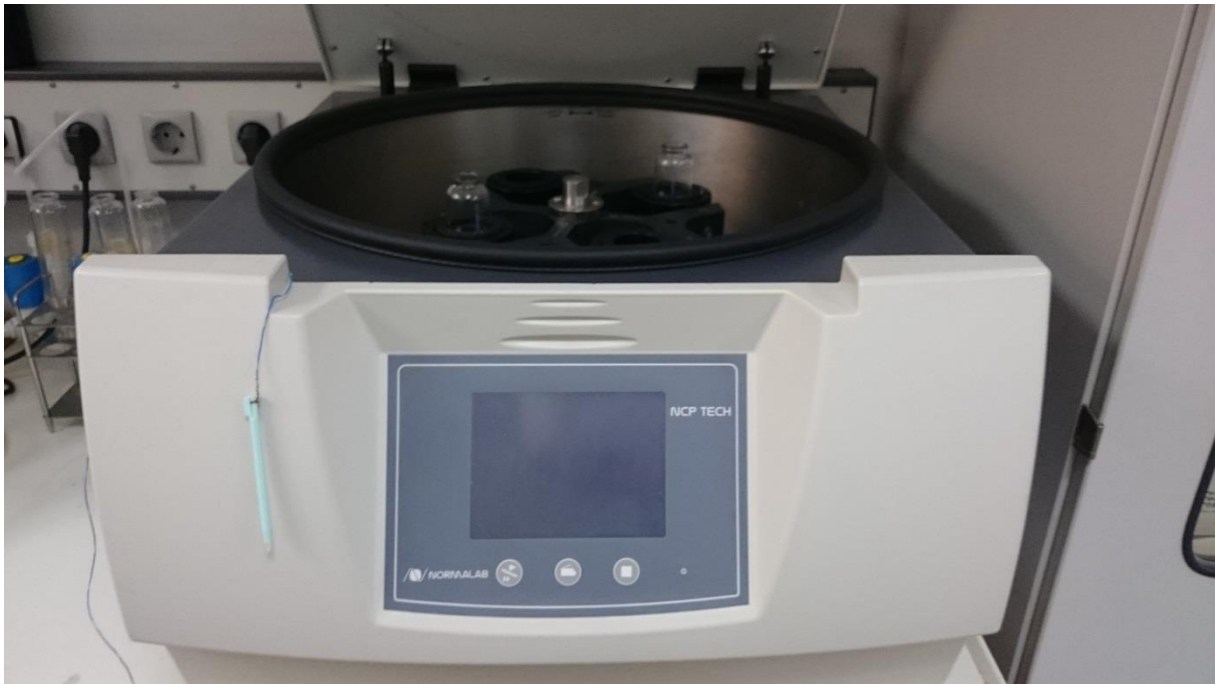
Annexe A10 : Appareil de détermination de l'indice d'acidité « par titrage »



Annexe A11 : Appareil de détermination de la teneur en Asphaltènes



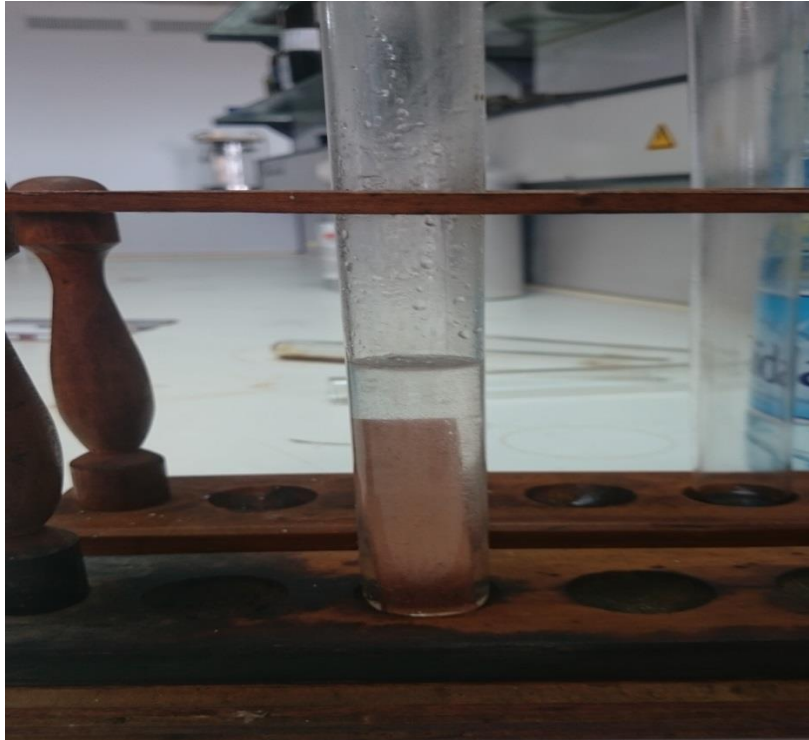
Annexe A12 : Installation de détermination de la teneur en eau par extraction.



**Annexe A13 : Appareil de détermination de la teneur en eau et sédiments
«BSW »**



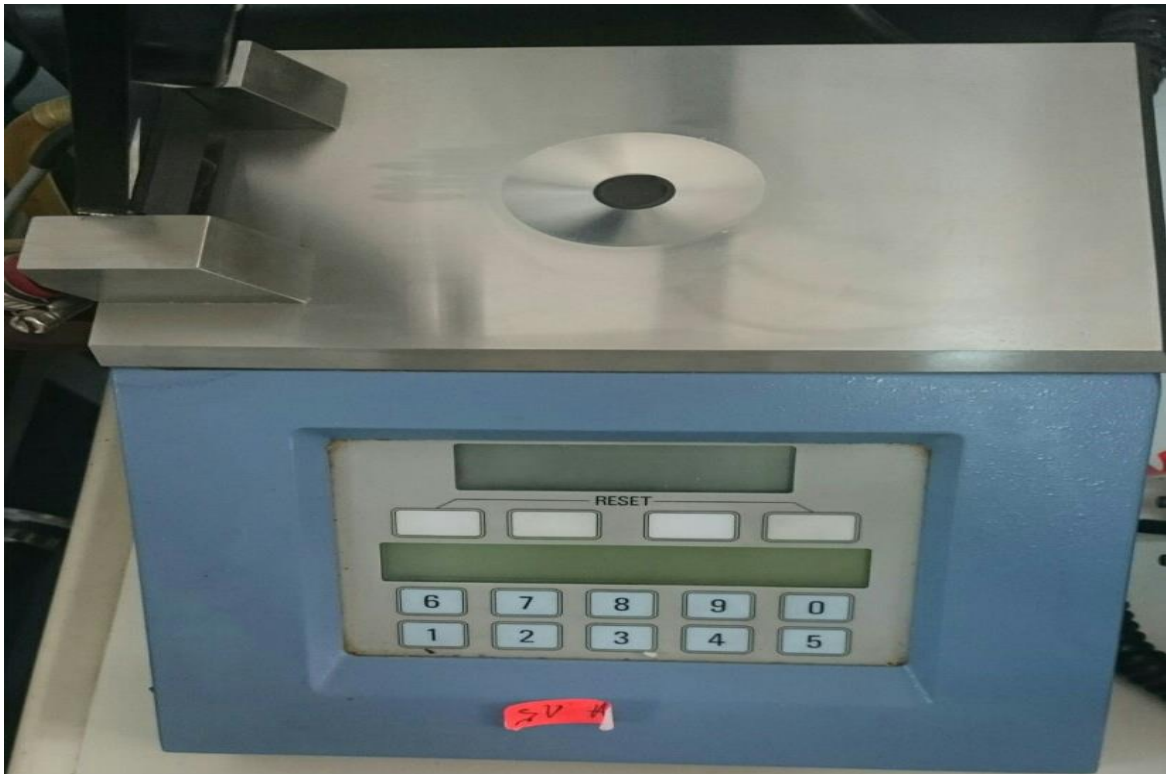
Annexe A14 : Appareil de détermination de la couleur ASTM.



Annexe A15 : Essai de détermination de la corrosion à la lame de cuivre



Annexe A16 : Table de séries des couleurs de référence de la corrosion à la lame de cuivre.



**Annexe A17 : Appareil de détermination de l'indice de réfraction
« Réfractomètre ».**



**Annexe A18 : Appareil de détermination de la température limite de
filtrabilité.**



Annexe A19 : Appareil de détermination de l'indice de cétane.



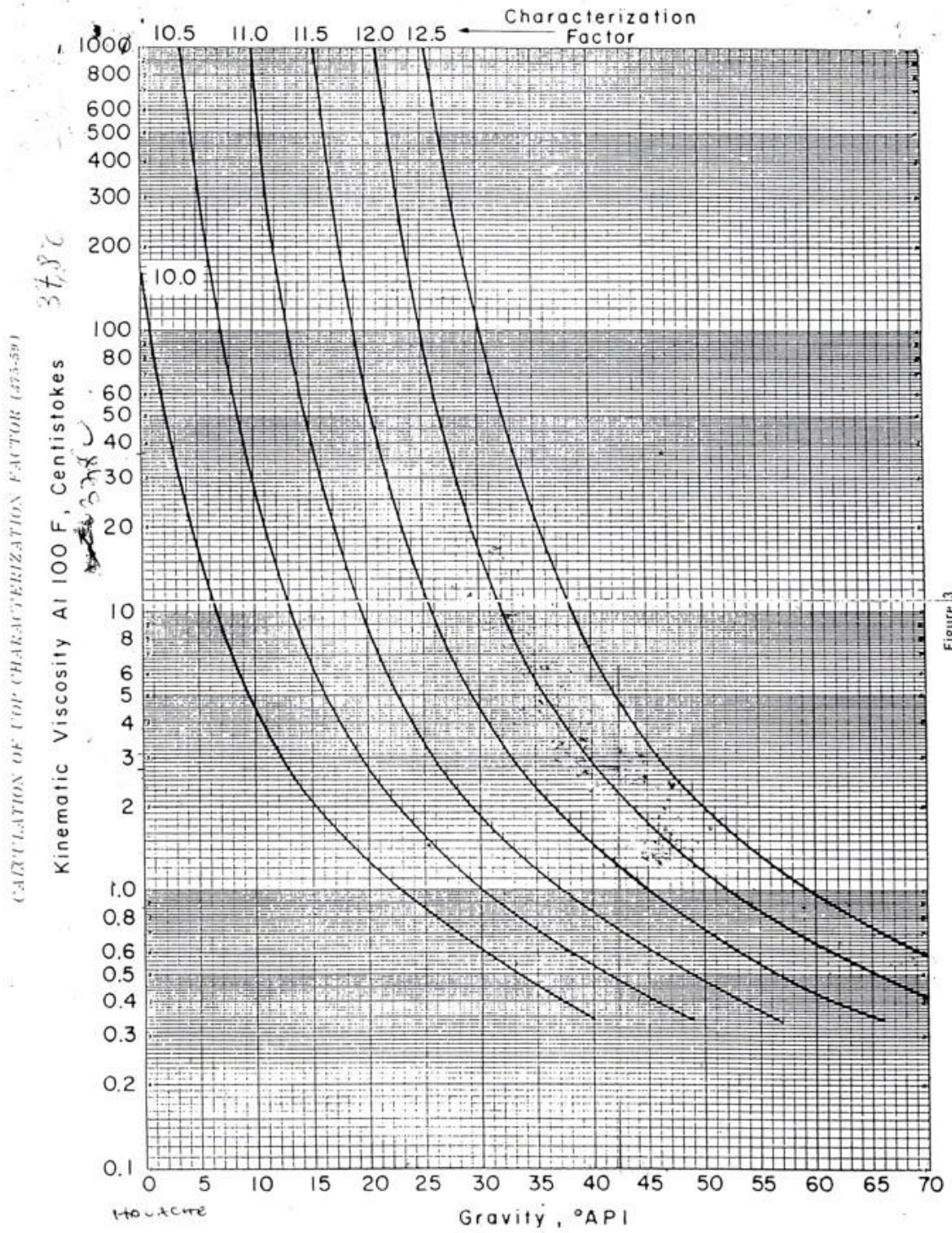
Annexe A20 : Appareillage de la distillation TBP manuelle ASTM D2892.



Annexe A21 : Appareil semi-automatique de la distillation des produits pétroliers à pression réduites ASTM D1160.



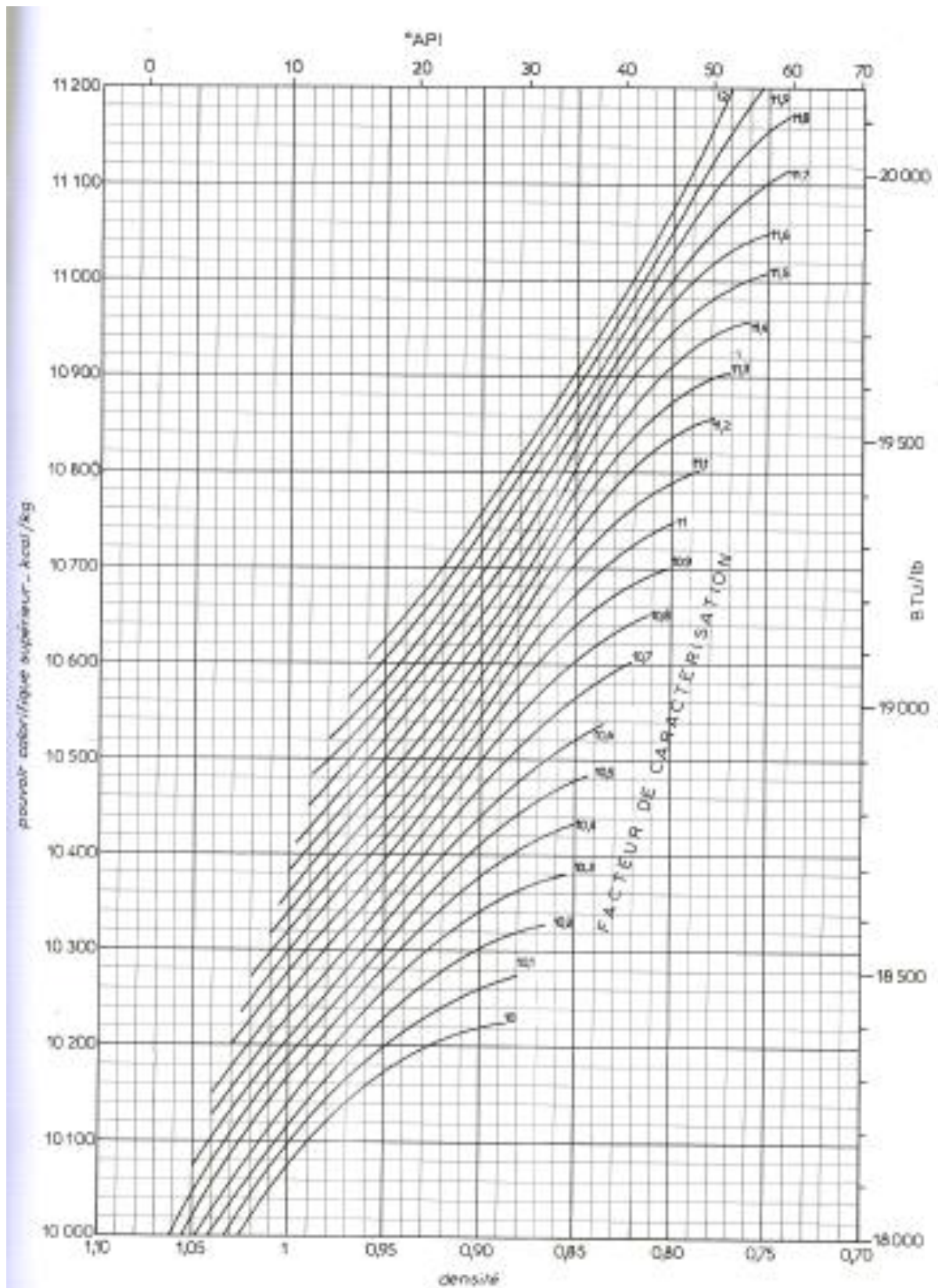
Annexe A22 : Appareil automatique de la distillation ASTM D86.



Annexe B1 : Characterization factor from viscosity at 100 F and ° API
« UOP Method 375 ».

Annexe B2 : Abaque de détermination du poids moléculaire à partir de facteur de caractérisation $Kuop$ et la densité en specific gravity.

Annexe B



Annexe B3 : le diagramme de pouvoir calorifique supérieur des combustibles liquides.

TABLE 53B, GENERALIZED PRODUCTS
DENSITY CORRECTION TO 15 C

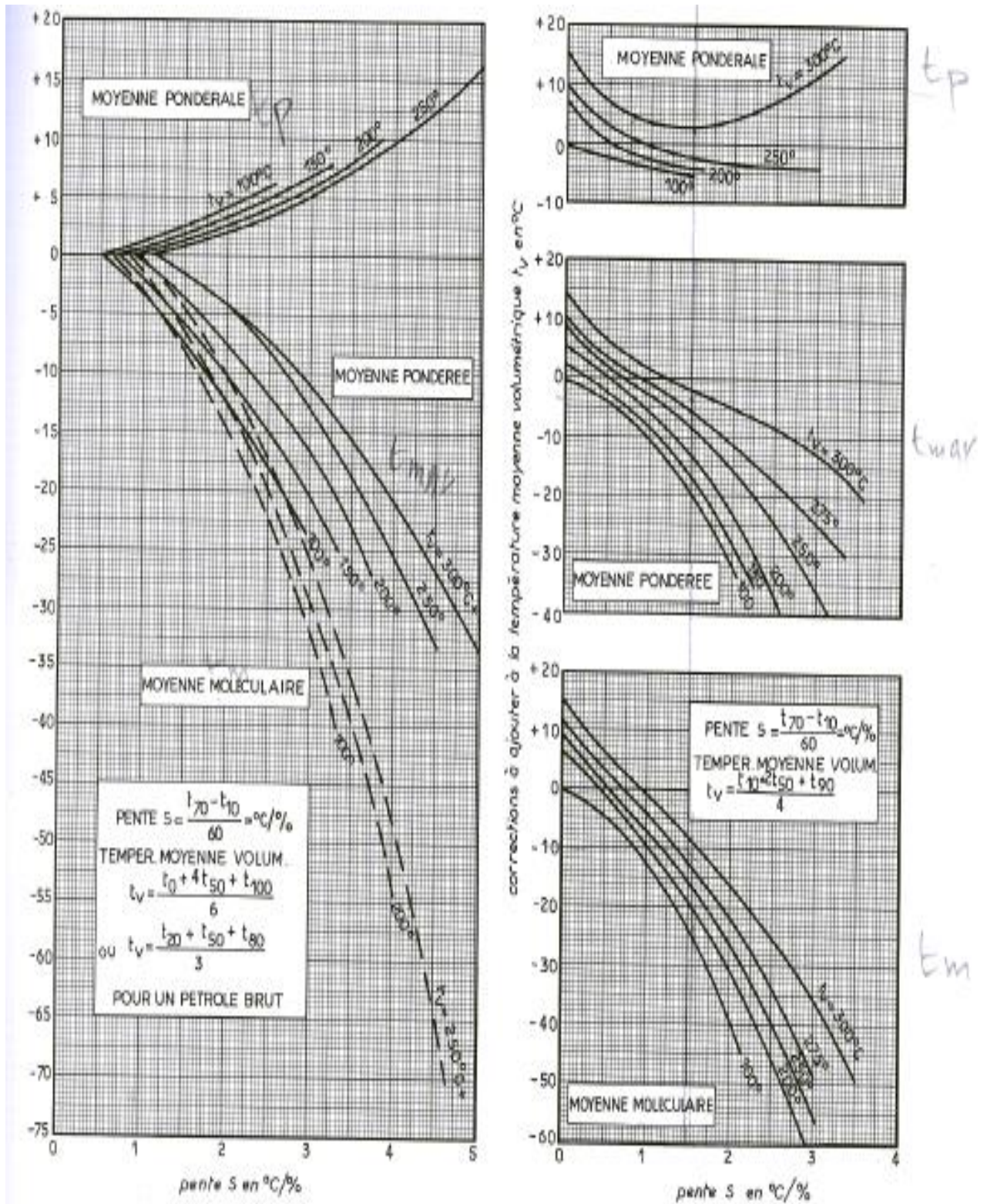
TEMP. C	DENSITY AT OBSERVED TEMPERATURE CORRESPONDING DENSITY AT 15 C										TEMP. C	
	653.0	655.0	657.0	659.0	661.0	663.0	665.0	667.0	669.0	671.0		673.0
16.50	654.4	656.4	658.4	660.4	662.4	664.4	666.4	668.4	670.4	672.4	674.4	16.50
16.75	654.7	656.7	658.7	660.7	662.7	664.7	666.6	668.6	670.6	672.6	674.6	16.75
17.00	654.9	656.9	658.9	660.9	662.9	664.9	666.9	668.9	670.9	672.9	674.9	17.00
17.25	655.1	657.1	659.1	661.1	663.1	665.1	667.1	669.1	671.1	673.1	675.1	17.25
17.50	655.4	657.4	659.4	661.4	663.4	665.4	667.4	669.4	671.3	673.3	675.3	17.50
17.75	655.6	657.6	659.6	661.6	663.6	665.6	667.6	669.6	671.6	673.6	675.6	17.75
18.00	655.9	657.8	659.8	661.8	663.8	665.8	667.8	669.8	671.8	673.8	675.8	18.00
18.25	656.1	658.1	660.1	662.1	664.1	666.1	668.1	670.1	672.1	674.1	676.0	18.25
18.50	656.3	658.3	660.3	662.3	664.3	666.3	668.3	670.3	672.3	674.3	676.3	18.50
18.75	656.6	658.6	660.6	662.6	664.6	666.6	668.6	670.6	672.6	674.6	676.5	18.75
19.00	656.8	658.8	660.8	662.8	664.8	666.8	668.8	670.8	672.8	674.8	676.7	19.00
19.25	657.1	659.0	661.0	663.0	665.0	667.0	669.0	671.0	673.0	675.0	677.0	19.25
19.50	657.3	659.3	661.3	663.3	665.3	667.2	669.2	671.2	673.2	675.2	677.2	19.50
19.75	657.5	659.5	661.5	663.5	665.5	667.5	669.5	671.5	673.5	675.5	677.5	19.75
20.00	657.8	659.8	661.7	663.7	665.7	667.7	669.7	671.7	673.7	675.7	677.7	20.00
20.25	658.0	660.0	662.0	664.0	666.0	668.0	669.9	671.9	673.9	675.9	677.9	20.25
20.50	658.2	660.2	662.2	664.2	666.2	668.2	670.2	672.2	674.2	676.2	678.1	20.50
20.75	658.5	660.5	662.5	664.4	666.4	668.4	670.4	672.4	674.4	676.4	678.4	20.75
21.00	658.7	660.7	662.7	664.7	666.7	668.7	670.7	672.6	674.6	676.6	678.6	21.00
21.25	659.0	660.9	662.9	664.9	666.9	668.9	670.9	672.9	674.9	676.9	678.8	21.25
21.50	659.2	661.2	663.2	665.2	667.1	669.1	671.1	673.1	675.1	677.1	679.1	21.50
21.75	659.4	661.4	663.4	665.4	667.4	669.4	671.4	673.4	675.3	677.3	679.3	21.75
22.00	659.7	661.6	663.6	665.6	667.6	669.6	671.6	673.6	675.6	677.6	679.5	22.00
22.25	659.9	661.9	663.9	665.9	667.9	669.8	671.8	673.8	675.8	677.8	679.8	22.25
22.50	660.1	662.1	664.1	666.1	668.1	670.1	672.1	674.0	676.0	678.0	680.0	22.50
22.75	660.4	662.4	664.3	666.3	668.3	670.3	672.3	674.3	676.3	678.3	680.3	22.75
23.00	660.6	662.6	664.6	666.6	668.6	670.6	672.5	674.5	676.5	678.5	680.5	23.00
23.25	660.9	662.8	664.8	666.8	668.8	670.8	672.8	674.8	676.7	678.7	680.7	23.25
23.50	661.1	663.1	665.1	667.0	669.0	671.0	673.0	675.0	677.0	679.0	681.0	23.50
23.75	661.3	663.3	665.3	667.3	669.3	671.3	673.2	675.2	677.2	679.2	681.2	23.75
24.00	661.6	663.5	665.5	667.5	669.5	671.5	673.5	675.5	677.4	679.4	681.4	24.00

OBSERVED DENSITY = 653.0 TO 673.0

* DENOTES EXTRAPOLATED VALUE

WHEN USING A DENSITY IN G/ML, G/CC, OR KG/L, MULTIPLY BY 1000 BEFORE ENTERING THE ABOVE TABLE

Annexe B4 : Table de conversion des masses volumiques ASTM D1250-80



Annexe B5 : Détermination des températures moyennes d'ébullition à partir de la TBP et ASTM.

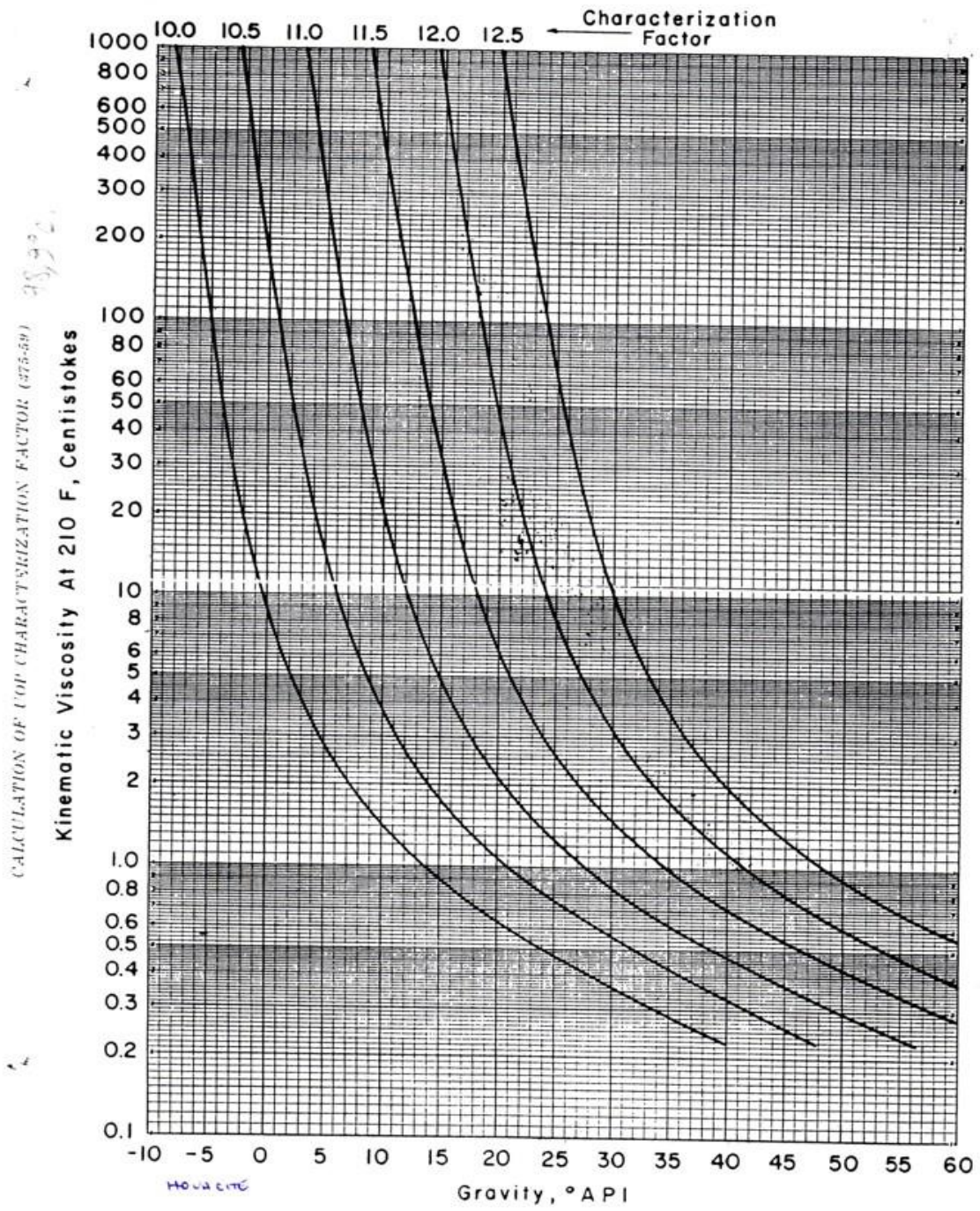


Figure 5
Characterization Factor from Viscosity at 210 F and 60 API

Annexe B6 : characterization factor from viscosity at 210 F and ° API
 « UOP Method 375 ».

Annexe C1 : Résultats de l'analyse Chromatographique

Coupe Pi – 80 °C

CONSTITUANTS	% Massique	% Volumique
<u>Normal - Paraffines :</u>		
n-Propane	1.05	1.33
n-Butane	13.77	15.15
n-Pentane	24.09	24.49
n-Hexane	13.99	13.50
n-Heptane	1.21	1.13
<u>Iso – Paraffines :</u>		
i-Butane	2.16	2.47
2.2-Diméthyl Propane	0.60	0.64
i-Pentane	14.52	14.92
2.2-Diméthyl Butane	0.47	0.46
2.3-Diméthyl Butane	1.38	1.32
2-Méthyl Pentane	9.44	9.20
3-Méthyl Pentane	4.96	4.75
2.2-Diméthyl Pentane	0.16	0.15
2.4-Diméthyl Pentane	0.43	0.41
2-Méthyl Hexane	1.32	1.24
2.3-Diméthyl Pentane	0.39	0.36
3-Méthyl Hexane	1.24	1.15
<u>Naphtènes :</u>		
CycloPentane	1.14	0.97
Méthyle CycloPentane	3.42	2.91
CyloHexane	1.82	1.49
1.1-Diméthyl CycloPentane	0.18	0.15
1Cis3-Diméthyl CycloPentane	0.30	0.26
1Trans3-Diméthyl CycloPentane	0.25	0.21
1Trans2-Diméthyl CycloPentane	0.43	0.36
Méthyl CycloHexane	0.55	0.46
<u>Aromatiques :</u>		
Benzène	0.61	0.44
Toluène	0.12	0.08
Total	100.00	100.00

Annexe C2 : Résultats de l'analyse Chromatographique

Coupe 80 – 165 °C

CONSTITUANTS	% Massique	% Volumique
<u>Normal – Paraffines :</u>		
n-Propane	0.06	0.08
n-Butane	0.35	0.44
n-Pentane	1.34	1.54
n-Hexane	4.37	4.78
n-Heptane	7.82	8.26
n-Octane	6.46	6.63
n-Nonane	5.33	5.36
n-Decane	1.15	1.13
n-undécane	0.04	0.03
<u>Iso – Paraffines :</u>		
i-Butane	0.06	0.08
i-Pentane	0.63	0.74
2.2-Diméthyl Butane	0.05	0.06
2.3-Diméthyl Butane	0.23	0.25
2-Méthyl Pentane	1.69	1.87
3-Méthyl Pentane	1.13	1.22
2.2-Diméthyl Pentane	0.12	0.13
2.4-Diméthyl Pentane	0.32	0.34
2.2.3-Triméthyl Butane	0.04	0.04
3.3-Diméthyl Pentane	0.08	0.09
2-Méthyl Hexane	2.68	2.84
2.3-Diméthyl Pentane	0.69	0.72
3-Méthyl Hexane	3.12	3.27
3-Ethyl Pentane	0.21	0.22
2.2.4-Triméthyl Pentane	0.02	0.02
2.5-Diméthyl Hexane	0.41	0.43
2.4-Diméthyl Hexane	0.58	0.61
3.3-Diméthyl Hexane	0.14	0.14
2.3.4-Triméthyl Pentane	0.03	0.03
2.3-Diméthyl Hexane	0.45	0.46
2Méthyl, 3Ethyl Pentane	0.11	0.11
2-Méthyl Heptane	3.13	3.22
4-Méthyl Heptane	1.42	1.46
3.4-Diméthyl Hexane	0.08	0.08
3-Méthyl Heptane	1.80	1.85
3-Ethyl Hexane	2.68	2.71
2.2.5-Triméthyl Hexane	1.21	1.23
2.2.4-Triméthyl Hexane	0.05	0.04

Suite Annexe C2

CONSTITUANTS	% Massique	% Volumique
2.4.4-Triméthyl Hexane	0.06	0.06
2.2.3.4-Tétraméthyl Pentane	0.05	0.05
2.3.5-Triméthyl Hexane	0.13	0.13
2.2-Diméthyl Heptane	0.11	0.11
2.4-Diméthyl Heptane	0.48	0.49
4.4-Diméthyl Heptane	0.06	0.06
2Méthyl, 4Ethyl Hexane	0.08	0.08
2.6-Diméthyl Heptane	0.84	0.86
3.3-Diméthyl Heptane	0.74	0.74
3.5-Diméthyl Heptane	0.26	0.26
Iso-paraffine C ₉	0.07	0.07
2.3-Diméthyl Heptane	0.49	0.49
3.4-Diméthyl Heptane	0.44	0.44
4-Ethyl Heptane	0.27	0.27
4-Méthyl Octane	1.29	1.30
2-Méthyl Octane	1.48	1.50
3-Ethyl Heptane	0.38	0.38
3-Méthyl Octane	1.79	1.79
Iso-paraffine C ₉	0.05	0.05
Iso-paraffine C ₉	0.04	0.04
Iso-paraffine C ₁₀	0.27	0.27
Iso-paraffine C ₁₀	0.38	0.37
2.2-Diméthyl Octane	0.04	0.04
2.4-Diméthyl Octane	0.09	0.09
2.6-Diméthyl Octane	0.14	0.14
2.5-Diméthyl Octane	0.12	0.12
Iso-paraffine C ₁₀	0.06	0.06
Iso-paraffine C ₁₀	0.09	0.09
3.3-Diméthyl Octane	0.30	0.29
3.6-Diméthyl Octane	0.09	0.09
3Méthyl, 5Ethyl Heptane	0.55	0.55
2.3-Diméthyl Octane	0.27	0.26
Iso-paraffine C ₁₀	0.09	0.09
Iso-paraffine C ₁₀	0.73	0.72
Iso-paraffine C ₁₀	0.43	0.42
2-Méthyl Nonane	0.11	0.11
3-Ethyl Octane	0.07	0.07
3-Méthyl Nonane	0.06	0.06
Iso-paraffine C ₁₀	0.80	0.78
Iso-paraffine C ₁₀	0.17	0.16
Iso-paraffine C ₁₀	0.02	0.02

Suite Annexe C2

CONSTITUANTS	% Massique	% Volumique
Iso-paraffine C ₁₀	0.02	0.02
Iso-paraffine C ₁₀	0.03	0.03
Iso-paraffine C ₁₁	0.03	0.03
Iso-paraffine C ₁₁	0.01	0.01
Iso-paraffine C ₁₁	0.02	0.02
Iso-paraffine C ₁₁	0.02	0.02
Iso-paraffine C ₁₁	0.05	0.05
3-éthyl nonane	0.08	0.08
Iso-paraffine C ₁₁	0.02	0.02
Iso-paraffine C ₁₁	0.04	0.03
Iso-paraffine C ₁₁	0.02	0.02
Iso-paraffine C ₁₁	0.02	0.02
Iso-paraffine C ₁₁	0.03	0.03
Iso-paraffine C ₁₁	0.02	0.02
Iso-paraffine C ₁₁	0.03	0.03
Naphtènes :		
CycloPentane	0.16	0.16
Méthyle CycloPentane	1.56	1.51
CyloHexane	1.66	1.54
1.1-Diméthyl CycloPentane	0.30	0.29
1Cis3-Diméthyl CycloPentane	0.72	0.70
1Trans3-Diméthyl CycloPentane	0.67	0.65
1Trans2-Diméthyl CycloPentane	1.21	1.16
Méthyl CycloHexane	5.75	5.39
1.1.3-Triméthyl CycloPentane	0.57	0.55
Ethyl CycloPentane	0.39	0.37
1Cis, 2Trans 4-Triméthyl CycloPentane	0.52	0.49
1Trans, 2Cis 3-Triméthyl CycloPentane	0.50	0.47
1.1.2-Triméthyl CycloPentane	0.13	0.13
1.1-Diméthyl CycloHexane	0.25	0.24
3Trans-Ethyl, Méthyl CycloPentane	0.22	0.21
3Cis, Ethyl, Méthyl CycloPentane	0.20	0.19
2Trans-Ethyl, Méthyl CycloPentane	0.34	0.32
1Trans2-Diméthyl CycloHexane	0.88	0.82
1Trans3-Diméthyl CycloHexane	0.01	0.01
1Cis, 4Diméthyl CycloHexane	0.64	0.59
i-propyl cyclopentane	0.04	0.04
1-Cis, 2-Diméthyl CycloHexane	0.18	0.17
Ethyl CycloHexane	1.73	1.59
1.1.3-Triméthyl CycloHexane	0.95	0.87

Suite Annexe C2

CONSTITUANTS	% Massique	% Volumique
Naphtène C ₉	0.16	0.14
Naphtène C ₉	0.14	0.13
Naphtène C ₉	0.08	0.07
Naphtène C ₉	0.19	0.18
Naphtène C ₉	0.75	0.70
1Cis, 2Trans, 4Trans, Triméthyl CycloHexane	0.05	0.04
Naphtène C ₉	0.20	0.19
1Cis, 2Trans, 4Cis, Triméthyl CycloHexane	0.96	0.89
Naphtène C ₉	0.11	0.10
1.1.2-Triméthyl CycloHexane	0.01	0.01
Naphtène C ₉	1.15	1.06
Naphtène C ₉	0.45	0.42
Naphtène C ₉	0.05	0.04
i-Butyl CycloPentane	0.10	0.09
Naphtène C ₉	0.06	0.05
Naphtène C ₉	0.07	0.07
1.1 Méthyl Ethyl CycloHexane	0.38	0.34
Naphtène C ₉	0.08	0.07
Naphtène C ₉	0.10	0.09
Naphtène C ₉	0.38	0.35
i-Propyl CycloHexane	0.12	0.11
Naphtène C ₉	0.67	0.61
Naphtène C ₉	0.37	0.34
n-Butyl CycloPentane	0.16	0.15
Naphtène C ₁₀	0.71	0.64
Naphtène C ₁₀	0.19	0.17
Naphtène C ₁₀	0.24	0.22
Naphtène C ₁₀	0.64	0.58
Naphtène C ₁₀	0.21	0.19
Naphtène C ₁₀	0.44	0.40
Naphtène C ₁₀	0.02	0.02
i-butyl cyclohexane	0.03	0.02
Naphtène C ₁₀	0.03	0.02
Naphtène C ₁₀	0.02	0.02
Naphtène C ₁₁	0.03	0.03
Sec-butyl cyclohexane	0.01	0.01
<u>Aromatiques :</u>		
Benzène	0.29	0.24
Toluène	1.83	1.52
Ethyl Benzène	0.43	0.36

Suite Annexe C2

CONSTITUANTS	% Massique	% Volumique
1.3 Diméthyl Benzène	1.92	1.60
1.4 Diméthyl Benzène	0.60	0.51
1.2 Diméthyl Benzène	0.10	0.08
i-Propyl Benzène	0.11	0.09
n-Propyl Benzène	0.33	0.28
1.4-Methyl Ethyl Benzène	0.12	0.10
1.2-Methyl Ethyl Benzène	0.03	0.03
1.2.4-Trimethyl Benzène	0.13	0.10
i-Butyl Benzène	0.07	0.06
Sec-Butyl Benzène	0.07	0.06
1.2.3-Trimethyl Benzène	0.15	0.12
1.3-Methyl- i-Propyl Benzène	0.05	0.04
2,3-dihydroindène	0.03	0.02
1.2-Methyl- i-Propyl Benzène	0.11	0.09
1,3-diéthyl benzène	0.04	0.03
1.3-Methyl- n-Propyl Benzène	0.04	0.03
1,4-diéthyl benzène	0.01	0.01
n-Butyl Benzène	0.03	0.02
1.2-Methyl- n-Propyl Benzène	0.03	0.03
1.4-diméthyl 2-éthyl Benzène	0.03	0.02
Total	100.00	100.00

Annexe C3: Résultats de l'analyse Chromatographique

Coupe Pi – 165°C

CONSTITUANTS	% Massique	% Volumique
<u>Normal - Paraffines :</u>		
n-Propane	0.26	0.37
n-Butane	3.40	4.15
n-Pentane	6.03	6.82
n-Hexane	6.14	6.59
n-Heptane	5.75	5.96
n-Octane	4.75	4.79
n-Nonane	4.25	4.19
n-Decane	1.61	1.56
<u>Iso – Paraffines :</u>		
i-Butane	0.55	0.70
2.2-Diméthyl Propane	0.14	0.16
i-Pentane	3.54	4.04
2.2-Diméthyl Butane	0.14	0.15
2.3-Diméthyl Butane	0.46	0.49
2-Méthyl Pentane	3.26	3.53
3-Méthyl Pentane	1.88	2.00
2.2-Diméthyl Pentane	0.12	0.12
2.4-Diméthyl Pentane	0.31	0.33
2.2.3-triméthyl butane	0.03	0.04
3.3-Diméthyl Pentane	0.07	0.07
2-Méthyl Hexane	2.14	2.23
2.3-Diméthyl Pentane	0.56	0.57
3-Méthyl Hexane	2.44	2.51
3-Ethyl Pentane	0.15	0.15
2.5-Diméthyl Hexane	0.30	0.30
2.4-Diméthyl Hexane	0.42	0.43
3.3-Diméthyl Hexane	0.10	0.10
2.3.4-Triméthyl Pentane	0.02	0.02
2.3-Diméthyl Hexane	0.33	0.32
2Méthyl, 3Ethyl Pentane	0.08	0.08
2-Méthyl Heptane	2.28	2.31
4-Méthyl Heptane	1.05	1.05
3.4-Diméthyl Hexane	0.06	0.06
3-Méthyl Heptane	1.31	1.31
3-Ethyl Hexane	1.97	1.95
2.2.5-Triméthyl Hexane	0.89	0.89
2.2.4-Triméthyl Hexane	0.04	0.04
2.4.4-Triméthyl Hexane	0.04	0.04

Suite Annexe C3

CONSTITUANTS	% Massique	% Volumique
2.2.3.4-Tétraméthyl Pentane	0.04	0.04
2.3.5-Triméthyl Hexane	0.10	0.09
2.2-Diméthyl Heptane	0.08	0.08
2.4-Diméthyl Heptane	0.36	0.35
4.4-Diméthyl Heptane	0.05	0.05
2Méthyl, 4Ethyl Hexane	0.06	0.06
2.6-Diméthyl Heptane	0.63	0.63
3.3-Diméthyl Heptane	0.55	0.54
3.5-Diméthyl Heptane	0.20	0.19
Iso-paraffine C ₉	0.05	0.05
2.3-Diméthyl Heptane	0.37	0.36
3.4-Diméthyl Heptane	0.34	0.33
4-Ethyl Heptane	0.20	0.20
4-Méthyl Octane	0.98	0.96
2-Méthyl Octane	1.08	1.07
3-Ethyl Heptane	0.29	0.28
3-Méthyl Octane	1.37	1.34
Iso-paraffine C ₉	0.04	0.04
Iso-paraffine C ₉	0.03	0.03
Iso-paraffine C ₁₀	0.24	0.23
Iso-paraffine C ₁₀	0.33	0.32
2.2-Diméthyl Octane	0.04	0.04
2.4-Diméthyl Octane	0.08	0.08
2.6-Diméthyl Octane	0.13	0.12
2.5-Diméthyl Octane	0.11	0.11
Iso-paraffine C ₁₀	0.06	0.06
Iso-paraffine C ₁₀	0.11	0.11
3.3-Diméthyl Octane	0.31	0.29
3.6-Diméthyl Octane	0.12	0.11
3Méthyl, 5Ethyl Heptane	0.57	0.55
2.3-Diméthyl Octane	0.33	0.32
Iso-paraffine C ₁₀	0.14	0.14
Iso-paraffine C ₁₀	0.90	0.86
Iso-paraffine C ₁₀	0.57	0.54
2-Méthyl Nonane	0.16	0.16
3-Ethyl Octane	0.12	0.11
3-Méthyl Nonane	0.10	0.10
Iso-paraffine C ₁₀	1.06	1.01
Iso-paraffine C ₁₀	0.31	0.30
Iso-paraffine C ₁₀	0.05	0.05
Iso-paraffine C ₁₀	0.04	0.04

Suite Annexe C3

CONSTITUANTS	% Massique	% Volumique
Iso-paraffine C ₁₀	0.07	0.06
Iso-paraffine C ₁₁	0.05	0.05
Iso-paraffine C ₁₁	0.03	0.03
Iso-paraffine C ₁₁	0.06	0.05
Iso-paraffine C ₁₁	0.05	0.05
3-éthyl nonane	0.06	0.06
Iso-paraffine C ₁₁	0.02	0.02
Iso-paraffine C ₁₁	0.02	0.02
Naphtènes :		
CycloPentane	0.37	0.35
Méthyle CycloPentane	1.82	1.72
CyloHexane	1.54	1.40
1.1-Diméthyl CycloPentane	0.25	0.23
1Cis3-Diméthyl CycloPentane	0.57	0.54
1Trans3-Diméthyl CycloPentane	0.51	0.49
1Trans2-Diméthyl CycloPentane	0.92	0.86
Méthyl CycloHexane	4.22	3.88
1.1.3-Triméthyl CycloPentane	0.41	0.39
Ethyl CycloPentane	0.28	0.26
1Cis, 2Trans 4-Triméthyl CycloPentane	0.37	0.35
1Trans, 2Cis 3-Triméthyl CycloPentane	0.37	0.34
1.1.2-Triméthyl CycloPentane	0.10	0.09
1.1-Diméthyl CycloHexane	0.19	0.17
3Trans-Ethyl, Méthyl CycloPentane	0.16	0.15
3Cis, Ethyl, Méthyl CycloPentane	0.15	0.14
2Trans-Ethyl, Méthyl CycloPentane	0.25	0.23
1Trans2-Diméthyl CycloHexane	0.65	0.59
1Cis, 4Diméthyl CycloHexane	0.47	0.43
i-propyl cycloPentane	0.03	0.03
1-Cis, 2-Diméthyl CycloHexane	0.14	0.12
Ethyl CycloHexane	1.30	1.18
1.1.3-Triméthyl CycloHexane	0.73	0.66
Naphtène C ₉	0.12	0.11
Naphtène C ₉	0.11	0.10
Naphtène C ₉	0.06	0.05
Naphtène C ₉	0.15	0.13
Naphtène C ₉	0.57	0.52
1Cis, 2Trans, 4Trans, Triméthyl CycloHexane	0.03	0.03
Naphtène C ₉	0.05	0.04
Naphtène C ₉	0.16	0.15

Suite Annexe C3

CONSTITUANTS	% Massique	% Volumique
1Cis, 2Trans, 4Cis, Triméthyl CycloHexane	0.74	0.68
Naphtène C ₉	0.09	0.08
Naphtène C ₉	0.92	0.84
Naphtène C ₉	0.37	0.33
Naphtène C ₉	0.04	0.03
i-Butyl CycloPentane	0.08	0.07
Naphtène C ₉	0.04	0.04
Naphtène C ₉	0.06	0.06
1.1 Méthyl Ethyl CycloHexane	0.34	0.30
Naphtène C ₉	0.06	0.06
Naphtène C ₉	0.08	0.07
Naphtène C ₉	0.32	0.29
i-Propyl CycloHexane	0.11	0.09
Naphtène C ₉	0.62	0.55
Naphtène C ₉	0.35	0.31
n-Butyl CycloPentane	0.16	0.14
Naphtène C ₁₀	0.71	0.62
Naphtène C ₁₀	0.21	0.18
Naphtène C ₁₀	0.27	0.24
Naphtène C ₁₀	0.74	0.66
Naphtène C ₁₀	0.26	0.23
Naphtène C ₁₀	0.61	0.54
Naphtène C ₁₀	0.06	0.05
Naphtène C ₁₀	0.06	0.05
Naphtène C ₁₀	0.03	0.03
Naphtène C ₁₁	0.05	0.05
sec-Butyl CycloHexane	0.02	0.01
<u>Aromatiques :</u>		
Benzène	0.33	0.27
Toluène	1.35	1.10
Ethyl Benzène	0.32	0.26
1.3 Diméthyl Benzène	1.44	1.18
1.4 Diméthyl Benzène	0.46	0.38
1.2 Diméthyl Benzène	0.08	0.06
i-Propyl Benzène	0.09	0.07
n-Propyl Benzène	0.36	0.29
1.4-Methyl Ethyl Benzène	0.18	0.15
1.2-Methyl Ethyl Benzène	0.05	0.04
1.2.4-Trimethyl Benzène	0.20	0.16
i-Butyl Benzène	0.10	0.09

Suite Annexe C3

CONSTITUANTS	% Massique	% Volumique
Sec-Butyl Benzène	0.12	0.10
1.2.3-Trimethyl Benzène	0.23	0.18
1.3-Methyl- i-Propyl Benzène	0.09	0.07
2.3-dihydroindene	0.04	0.03
1.2-Methyl- i-Propyl Benzène	0.09	0.07
1,3-diéthyl benzène	0.04	0.03
1.3-Methyl- n-Propyl Benzène	0.02	0.01
n-Butyl Benzène	0.02	0.02
1.2-Methyl- n-Propyl Benzène	0.01	0.01
Total	100.00	100.00