

République algérienne démocratique et populaire  
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique  
Université a. Mira de Bejaia

Faculté de Technologie  
Département de Génie des procédés

**Mémoire**  
**EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE**  
**Master**

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

Présenté par

M<sup>lle</sup> **MADI Anissa**

M<sup>lle</sup> **KESSAI Hanane**

*Thème*

**Valorisation d'un pétrole brut Algérien**

Soutenue le **28/09/2022**

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade		
BOUKERROU Amar	Professeur	Université de Béjaia	Président
BENSLIMANE Hakim	MCA	Université de Béjaia	Examinateur
HAMMICHE Dalila	Professeur	Université de Béjaia	Encadrant
SAUMER Latefa	Ingénieure d'analyses	DLAB/SONATRACHE	Co- Encadrant

Année Universitaire : 2021/2022

# *Remerciement*

*En tout premier lieu nous tenons à remercier **ALLAH** le miséricordieux, qui nous a donné le courage, la force et la volonté afin de mener à bien ce travail.*

*À travers ses quelques mots nous tenons à exprimer la gratitude que nous éprouvons envers les personnes qui nous ont peint les couleurs de notre parcours, qui nous a amenés aujourd'hui, nous citons d'abord nos professeurs encadrants **Pr HAMMICHE Dalila** et **Mme SAUMER Latefa** pour leur encadrement sans failles, leur disponibilité et de nous avoir orienté et poussé à persévérer lors de la conception du projet.*

*Nos vifs remerciements vont également à **Mr BOUKROUCHE Houari Boumediene** qui nous a généreusement partagé son savoir, et surtout sa vision des plus optimistes, ainsi que **Mr IHDEN Zaher** pour ses contrôles, ses orientations et son soutien inconditionnel.*

*Un respect infini est destiné à nos honorables membres du jury, pour le précieux temps dédié à l'examinassions et l'analyse de notre mémoire de fin d'études.*

*Un grand merci pour monsieur le directeur de la division laboratoire **Mr ZERIRI** pour son accueil, ainsi que tout le personnel de la division recherche et développements et la division laboratoire, plus particulièrement le département CPPS de la direction gisement.*

*Nous remercions nos professeurs de l'Université A. MIRA d'avoir enrichi nos connaissances, et de nous avoir guidé durant notre parcours.*

# *Dédicace*

*À mes chers parents, en témoignons en gratitude, de leurs soutiens permanents durant toutes mes années d'études, leurs sacrifices illimités, leurs réconforts moraux, et leurs soutiens matériels, eux qui ont consenti tant d'efforts pour mon éducation, mon instruction et pour m'avoir atteint ce but, pour tout cela, mes affections sans limites, que Dieu vous protège.*

*À mes chères sœurs et mon frère unique **Abd el malek** pour leur présence.*

*À famille **MADI** ainsi que la famille **HARAZ**.*

*À ceux que Dieu m'a bénie, aux fidèles amis, ceux qui m'ont toujours soutenu et encouragé tout au long de mes moments de découragement plus particulièrement Louiza, Vanessa, Imane, Asma, Mustapha et Amine.*

*À ma binôme Hanane.*

*Mes plus profonds remerciements et gratitude envers toute personne ayant pu m'aider de près ou de loin, à présenter ce modeste travail et mener à bons termes, par leurs encouragements, aides et précieux conseils.*



# *Dédicace*

*Tout d'abord je tiens à remercier DIEU*

*De m'avoir donné la force et le courage de mener à bien ce travail.*

*Je tiens à dédier cet humble travail :*

*A ma mère et mon père qui m'ont soutenu durant ces années d'étude.*

*Qu'ils trouvent ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.*

*A mes grands parents sans qui je n'aurai pas réussie.*

*A ma sœur et mon frère : Yasmine et Slimane.*

*A mes tantes et oncles qui m'ont apporté leur aide.*

*A mes cousins et cousines : Anis, Lyna , Célia, Ahmed et Chaima.*

*A mes amis : Sara, Yasmine, Lyna et Khoudir.*

*A ma binôme : Anissa*

*A tous tous ceux que j'aime.*



*Hanane*

## *Table de matières*

<b>INTRODUCTION GENERALE.....</b>	<b>1</b>
-----------------------------------	----------

### *Chapitre I : généralités sur le pétrole brut*

<b>I.1 Introduction.....</b>	<b>3</b>
<b>I.2 Composition des pétroles bruts.....</b>	<b>3</b>
<b>I.2.1 Constituants pur.....</b>	<b>3</b>
<b>I.2.1.1 Hydrocarbures.....</b>	<b>3</b>
<b>I.2.1.2 Composés autre que les hydrocarbures.....</b>	<b>5</b>
<b>I.2.2 Composés chimiquement diversifiés.....</b>	<b>6</b>
<b>I.3 Classification du pétrole brut.....</b>	<b>6</b>
<b>I.3.1 Classification industrielle.....</b>	<b>6</b>
<b>I.3.2 Classification chimique.....</b>	<b>6</b>
<b>I.3.3 Classification technologique.....</b>	<b>7</b>
<b>I.4 Généralités sur le raffinage du pétrole.....</b>	<b>8</b>
<b>I.5 Produits de base pour l'industrie de raffinage du pétrole.....</b>	<b>9</b>
<b>I.5.1 Produits issus de la coupe légère.....</b>	<b>9</b>
<b>I.5.1.1 GPL.....</b>	<b>9</b>
<b>I.5.1.2 Essences.....</b>	<b>9</b>
<b>I.5.2 Produits issus de la coupe moyenne.....</b>	<b>10</b>
<b>I.5.2.1 Kérosène.....</b>	<b>10</b>
<b>I.5.2.2 Gasoil.....</b>	<b>10</b>
<b>I.5.2.3 Fuel oil domestique.....</b>	<b>10</b>
<b>I.5.3 Produits issus de la coupe lourde.....</b>	<b>10</b>
<b>I.5.3.1 Huiles lubrifiantes.....</b>	<b>10</b>
<b>I.5.3.2 Paraffines et cires.....</b>	<b>11</b>
<b>I.5.3.3 Fuel oil lourd.....</b>	<b>11</b>
<b>I.5.3.4 Bitumes ou Asphaltes.....</b>	<b>11</b>
<b>I.5.3.5 Coke de pétrole.....</b>	<b>12</b>

### *Chapitre II : analyses préliminaires des pétroles bruts*

<b>II.1 Introduction.....</b>	<b>13</b>
<b>II.2 Essais normalisés sur le pétrole brut.....</b>	<b>13</b>

<b>II.2.1</b> Caractéristiques liées à la volatilité .....	13
<b>II.2.1.1</b> Densité.....	13
<b>II.2.1.2</b> Masse moléculaire .....	14
<b>II.2.1.3</b> Tension de Vapeur Reid .....	15
<b>II.2.2</b> Caractéristiques liées à la fluidité.....	15
<b>II.2.2.1</b> Viscosité .....	16
<b>II.2.2.2</b> Point d'écoulement et Point de congélation .....	16
<b>II.2.3</b> Caractéristiques liées à la composition globale.....	17
<b>II.2.3.1</b> Teneur en eau .....	17
<b>II.2.3.2</b> Teneur en soufre .....	17
<b>II.2.4</b> Caractéristiques liées à la composition chimique.....	17
<b>II.2.4.1</b> L'acidité.....	17
<b>II.2.5</b> Caractéristiques liées à la combustion.....	18
<b>II.2.5.1</b> Pouvoir calorifique supérieur .....	18
<b>II.2.6</b> Autres caractéristiques.....	18
<b>II.2.6.1</b> Facteur de caractérisation $K_{uop}$ .....	18
<b>II.2.6.2</b> Composition .....	19

### ***Chapitre III : distillation du pétrole brut***

<b>III.1</b> Introduction.....	20
<b>III.2</b> Distillation préparative de laboratoire « TBP » .....	20
<b>III.3</b> Distillation ASTM D86 .....	22
<b>III.4</b> Distillation sous pression réduite ASTM D1160 .....	23
<b>III.5</b> Chromatographie en phase gazeuse .....	23

### ***Chapitre IV : Essais normalisés sur les coupes pétrolières***

<b>IV.1</b> Introduction.....	25
<b>IV.2</b> Essais normalisés sur les coupes pétrolières .....	25
<b>IV.2.1</b> Indice de réfraction .....	25
<b>IV.2.2</b> Indice de cétane.....	25
<b>IV.2.3</b> Point d'aniline .....	26
<b>IV.2.4</b> Point de trouble .....	26
<b>IV.2.5</b> Corrosion à la lame de cuivre.....	26
<b>IV.2.6</b> Couleur ASTM D1500.....	27

<b>IV.2.7</b> Teneur en Carbone Conradson.....	27
<b>IV.2.8</b> Teneur en Cendre .....	27
<b>IV.2.9</b> Teneur en métaux.....	27
<b>IV.2.10</b> Température limite de filtrabilité .....	28

### ***Chapitre V : matériels et méthodologies***

<b>V.1</b> Introduction .....	29
<b>V.2</b> Essais effectués et leur norme.....	29
<b>V.3</b> Appareillages de distillation .....	30
<b>V.4</b> Appareils de mesure des propriétés physico-chimiques des bruts et ses fractions.....	36

### ***Chapitre VI : Partie expérimentale « Applications aux Pétroles Bruts***

#### ***Algériens »***

<b>VI.1</b> Introduction .....	50
<b>VI.2</b> Etudes des pétroles bruts.....	50
<b>VI.2.1</b> Caractéristiques physico-chimiques des pétroles bruts .....	50
<b>VI.2.2</b> Distillation TBP du brut (True Boiling Point) .....	52
<b>VI.3</b> Etude des coupes pétrolières .....	59
<b>VI.3.1</b> bilan de valorisation des coupes pétrolières.....	59
<b>VI.3.2</b> Caractéristiques physico-chimiques des coupes pétrolières .....	68
<b>VI.3.3</b> Distillation ASTM D86.....	81
<b>VI.4</b> Conclusion .....	91

### ***Chapitre VII : Simulation des pétroles bruts***

<b>VII.1</b> Introduction .....	92
<b>VII.2</b> Simulation en générale .....	92
<b>VII.3</b> Définition du logiciel Aspen Hysys .....	92
<b>VII.4</b> Fonctionnement de Aspen Hysys .....	93
<b>VII.5</b> Résultats de la simulation.....	99
<b>VII.6</b> Conclusion.....	110
<b>CONCLUSION GENERALE</b> .....	111

## Liste des figures

### *Chapitre I : Généralités sur le pétrole*

<b>Fig.I.1</b> : Classification générale des hydrocarbures .....	3
<b>Fig.I.2</b> : Schéma de principe de raffinage .....	8

### *Chapitre II : Analyses préliminaire des pétroles bruts*

<b>Fig.II.1</b> : Schéma de l'appareil de mesure de la pression de vapeur Reid .....	15
--	----

### *Chapitre III : Distillation du pétrole brut*

<b>Fig.III.1</b> : Schéma de principe de la distillation TBP .....	21
<b>Fig.III.2</b> : Schéma de principe de la distillation ASTM .....	22
<b>Fig.III.3</b> : Schéma simplifié d'une unité de distillation sous vide de pétrole .....	23
<b>Fig.III.4</b> : Schéma de principe d'un système CPG.....	24

### *Chapitre IV : Essais normalisés sur les coupes pétrolières*

<b>Fig.IV.1</b> : Structure de $\alpha$ -méhynaphtalène .....	26
<b>Fig.IV.2</b> : Structure d'aniline .....	26

### *Chapitre V : matériels et méthodologies*

<b>Fig.V.1</b> : Appareil de distillation TBP ASTM D2892 .....	33
<b>Fig.V.2</b> : Appareil de distillation ASTM D86.....	34
<b>Fig.V.3</b> : Chromatographe en phase gazeuse .....	35
<b>Fig.V.4</b> : Densimètre électrique à tube en U oscillant .....	36
<b>Fig.V.5</b> : Appareil pour détermination de la Tension de vapeur.....	37
<b>Fig.V.6</b> : Appareil de détermination de point d'éclair .....	38
<b>Fig.V.7</b> : Appareil de détermination de l'indice de réfraction « Réfractomètre » .....	39
<b>Fig.V.8</b> : Appareil de détermination de la Teneur en eau et sédiments (BSW) .....	40
<b>Fig.V.9</b> : Appareil de détermination de la teneur en soufre par fluorescence rayon X.....	41
<b>Fig.V.10</b> : Table de séries de couleurs de référence de la Corrosion à la lame de cuivre.....	43
<b>Fig.V.11</b> : Appareil de détermination de point de congélation et point de trouble.....	44
<b>Fig.V.12</b> : Appareil pour détermination de l'indice d'acidité .....	46
<b>Fig.V.13</b> : Calorimètre électronique.....	48

**Fig.V.14** : Appareil de détermination de la viscosité..... 49

## ***Chapitre VI : Partie expérimentale « Application aux pétroles bruts***

### ***Algérien »***

**Fig.VI.1** : Courbe de distillation TBP pour brut 1 ..... 53

**Fig.VI.2** : Courbe de distillation TBP pour brut 2 ..... 56

**Fig.VI.3** : Courbe de distillation TBP pour brut 3 ..... 58

**Fig.VI.4** : Variation de la viscosité cinématique des 3 bruts en fonction des coupes pétrolières ..... 62

**Fig.VI.5** : Variation de la teneur en soufre des 3 bruts en fonction de leurs température d'ébullition ..... 63

**Fig.VI.6** : Histogramme des pourcentages massiques des fractions issues de la distillation des trois échantillons ..... 67

**Fig.VI.7** : Histogramme des pourcentages volumiques des fractions issues de la distillation des trois échantillons ..... 67

**Fig.VI.8** : Histogramme des pourcentages massique des fractions issus de la chromatographie en phase gazeuse des légers..... 69

**Fig.VI.9** : Histogramme des pourcentages volumique des fractions issus de la chromatographie en phase gazeuse des légers..... 69

**Fig.VI.10** : Courbes de distillation ASTM des essences légères issus des 3 bruts (coupe C<sub>5</sub> -80 °C)..... 81

**Fig.VI.11** : Courbes de la distillation ASTM des essences lourdes issus des 3 bruts (coupe 80 - 165 °C)..... 82

**Fig.VI.12** : Courbes de la distillation ASTM des essences totales des 3 bruts (coupe C<sub>5</sub> - 165 °C) ..... 83

**Fig.VI.13** : Courbes de la distillation ASTM des kérosènes issus des 3 bruts (coupe 165-250°C)..... 85

**Fig.VI.14** : Courbes de la distillation des gasoils issus des 3 bruts (coupes 250-320 °C)..... 86

**Fig.VI.15** : Courbes de la distillation ASTM des gasoils légers issus des 3 bruts (coupes 250-375 °C) ..... 87

**Fig.VI.16** : Courbes de la distillation ASTM des gasoils légers issus des 3 bruts (coupe 320-375) ..... 88

<b>Fig.VI.17</b> : Courbes de la distillation ASTM des gasoils totaux issus des 3 bruts (coupe 165-350) .....	89
<b>Fig.VI.18</b> : Courbes de la distillation ASTM des résidus sous vide (380 <sup>+</sup> ).....	91

### *Chapitre VII : simulation des pétroles bruts étudiée*

<b>Fig.VII.1</b> : Création de la liste des composants .....	93
<b>Fig.VII.2</b> : Choix du modèle thermodynamique.....	94
<b>Fig.VII.3</b> : Introduction des caractéristiques générales du brut.....	95
<b>Fig.VII.4</b> : Insertion de la charge et le splitter .....	96
<b>Fig.VII.5</b> : Insertion des fractions pétrolières .....	96
<b>Fig.VII.6</b> : Insertion des conditions opératoires de la simulation.....	97
<b>Fig.VII.7</b> : Insertions des températures initiales des fractions.....	97
<b>Fig.VII.8</b> : Schéma final de la simulation.....	98
<b>Fig.VII.9</b> : Courbe de distillation TBP simulée du brut 1 .....	99
<b>Fig.VII.10</b> : Histogramme des compositions en volume simulée du brut 1 .....	99
<b>Fig.VII.11</b> : Courbe de distillation TBP simulée du brut 2 .....	100
<b>Fig.VII.12</b> : Histogramme des compositions en volume simulée du brut 2 .....	100
<b>Fig.VII.13</b> : Courbe de distillation TBP simulée du brut 3 .....	101
<b>Fig.VII.14</b> : Histogramme des compositions en volume simulée du brut 3 .....	101
<b>Fig.VII.15</b> : Histogramme des résultats de la simulation et de l'expérimental des rendements en volume des coupes pour le brut 1 .....	102
<b>Fig.VII.16</b> : Histogramme des résultats de la simulation et de l'expérimental des rendements en volume des coupes pour le brut 2.....	103
<b>Fig.VII.17</b> : Histogramme des résultats de la simulation et de l'expérimental des rendements en volume des coupes pour le brut 3.....	103
<b>Fig.VII.18</b> : Courbes de distillation STM simulation et expérimentale (brut 3) .....	107
<b>Fig.VII.19</b> : Courbes de distillation STM simulation et expérimentale (brut 3) .....	108
<b>Fig.VII.20</b> : Courbes de distillation STM simulation et expérimentale (brut 3) .....	109

## Liste des tableaux

### *Chapitre I : Généralités sur le pétrole brut*

<b>Tableau.I.1</b> : Structure de composés soufrés présents dans les produits pétroliers.....	4
<b>Tableau.I.2</b> : La teneur en huile de base et leur qualité .....	7

### *Chapitre II : Analyses préliminaires des pétroles bruts*

<b>Tableau.II.1</b> : Variation du coefficient (K) en fonction de la densité.....	14
---	----

### *Chapitre V : Matériels et méthodologies*

<b>Tableau.V.1</b> : Tableau récapitulatif des essais effectués.....	29
<b>Tableau.V.2</b> : Conditions de la distillation des bruts et leurs fractions.....	30
<b>Tableau.V.3</b> :Correspondance pression-température distillation (abaque beale et doscksey)	33

### *Chapitre VI : Partie expérimentale « applications aux pétroles bruts algérien »*

<b>Tableau.VI.1</b> : Caractéristiques physico-chimiques des 3 bruts .....	50
<b>Tableau.VI.2</b> : Résultats d'analyses de la distillation TBP du pétrole 1.....	52
<b>Tableau.VI.3</b> : Résultats d'analyses de la distillation TBP du pétrole 2.....	54
<b>Tableau.VI.4</b> : Résultats d'analyses de la distillation TBP du pétrole 3.....	57
<b>Tableau.VI.5</b> : Résultats d'analyses sur les coupes étroites du brut 1 .....	60
<b>Tableau.VI.6</b> : Résultats d'analyses sur les coupes étroites du brut 2 .....	60
<b>Tableau.VI.7</b> : Résultats d'analyses sur les coupes étroites du brut 3 .....	61
<b>Tableau.VI.8</b> : Bilan de valorisation des coupes large du brut 1 .....	64
<b>Tableau.VI.9</b> : Bilan de valorisation des coupes large du brut 2 .....	65
<b>Tableau.VI.10</b> : Bilan de valorisation des coupes large du brut 3 .....	66
<b>Tableau.IV.11</b> : Compositions de la coupe C <sub>5</sub> <sup>-</sup> des 3 bruts en %poids et % volume .....	68
<b>Tableau.VI.12</b> : Caractéristiques physico-chimiques des essences légères issus des 3 bruts (coupe C <sub>5</sub> – 80 °C).....	70
<b>Tableau.VI.13</b> : Caractéristiques physico-chimiques des essences lourdes issus des 3 bruts (coupe 80 – 165 °C).....	71
<b>Tableau.VI.14</b> : Caractéristiques physico-chimiques des essences totales issus des 3 bruts (coupe C <sub>5</sub> – 165 °C).....	72

---

<b>Tableau.VI.15</b> : Caractéristiques physico chimiques des Kérosènes issus des 3 bruts (coupe 165-250°C) .....	73
<b>Tableau.VI.16</b> : Caractéristiques physico chimiques des gasoils léger issus des 3 bruts (coupe 250-320).....	74
<b>Tableau.VI.17</b> : Caractéristiques physico chimiques des gasoils léger issus des 3 bruts (coupe 250-375).....	75
<b>Tableau.VI.18</b> : Caractéristiques physico chimiques des gasoils lourd issus des 3 bruts (coupe 320-375).....	76
<b>Tableau.VI.19</b> : Caractéristiques physico-chimiques des gasoils total issus des 3 bruts (coupe 165-350).....	77
<b>Tableau.VI.20</b> : Caractéristiques physico-chimiques des résidus des 3 bruts 350 <sup>+</sup> .....	78
<b>Tableau.VI.21</b> : Caractéristiques physico-chimiques des résidus des 3 bruts 375 <sup>+</sup> .....	78
<b>Tableau.VI.22</b> : Caractéristiques physico-chimiques des résidus des 3 bruts 380 <sup>+</sup> .....	79
<b>Tableau.VI.23</b> : Caractéristiques physico-chimiques des coupes 380-530°C et de résidu sous vide 530 <sup>+</sup> .....	80
<b>Tableau.VI.24</b> : Résultats de la distillation ASTM des essences légères (coupe C <sub>5</sub> - 80 °C). .....	81
<b>Tableau.VI.25</b> : Résultats de la distillation ASTM des essences lourdes (coupe 80 - 165 °C) .....	82
<b>Tableau.VI.26</b> : Résultats de la distillation ASTM des essences totales (coupe C <sub>5</sub> - 165 °C) .....	83
<b>Tableau.VI.27</b> : Résultats de la distillation ASTM des kérosènes des 3 bruts (coupe 165-250°C).....	84
<b>Tableau.VI.28</b> : Résultats de la distillation des gasoils légers issus des 3 bruts (coupes 250-320 °C) .....	86
<b>Tableau.VI.29</b> : Résultats de la distillation des gasoils légers issus des 3 bruts (coupes 250-375 °C) .....	87
<b>Tableau.VI.30</b> : Résultats de la distillation ASTM des gasoils légers issus des 3 bruts (coupe 320-375).....	88
<b>Tableau.VI.31</b> : Résultats de la distillation ASTM des gasoils totaux issus des 3 bruts (coupe 165-350).....	89
<b>Tableau.VI.32</b> : Résultats de la distillation ASTM des résidus sous vide (380 <sup>+</sup> ).....	90

---

**Chapitre VII : Simulation des pétroles bruts**

<b>Tableau.VII.1</b> : Résultats de la simulation et comparaison des rendements en volume des coupes large des 3 bruts (simulation et expérimentale).....	102
<b>Tableau.VII.2</b> : Propriétés de la coupe essence légère des 3 bruts (simulation et expérimentale).....	104
<b>Tableau.VII.3</b> : Propriétés de la coupe essence lourde des 3 bruts (simulation et expérimentale).....	104
<b>Tableau.VII.4</b> : Propriétés de la coupe kérosène des 3 bruts (simulation et expérimentale)	105
<b>Tableau.VII.5</b> : Propriétés de la coupe gasoil léger des 3 bruts (simulation et expérimentale).....	105
<b>Tableau.VII.6</b> : Propriétés de la coupe gasoil lourd des 3 bruts (simulation et expérimentale).....	106
<b>Tableau.VII.7</b> : Résultats de la Distillation ASTM D86 du brut 1 (simulation et expérimentale).....	107
<b>Tableau.VII.8</b> : Résultats de la Distillation ASTM D86 du brut 2 (simulation et expérimentale).....	108
<b>Tableau.VII.9</b> : Résultats de la Distillation ASTM D86 du brut 3 (simulation et expérimentale).....	109

## Liste d'abréviations

**AFNOR** : Association Française de Normalisation.

**API**: American Petroleum Institute.

**ASPEN**: Advanced Systeme for Process Engineering.

**ASTM**: American Society for Testing and Materials.

**BSW**: Bottom Sediments and Water.

**BTS** : Basse Teneur en Soufre.

**BTX** : Benzène, Toluène, Xylène.

**C<sub>A</sub>** : Carbone Aromatique.

**C<sub>N</sub>** : Carbone Naphténique.

**C<sub>P</sub>** : Carbone Paraffinique.

**CPG** : Chromatographie en Phase Gazeuse.

**cSt** : Centi-Stokes.

**DSV** : Distillat Sous Vide.

**Exp** : Expérimentale.

**GPL** : Gaz de Pétrole Liquéfié.

**HTS** : Haute Teneur en Soufre.

**HYSYS**: Hyprotech Systems.

**ISO**: International Standardization Organisation.

**ndPA**: Indice de réfraction, Densité, Point d'Aniline.

**NF** : Norme Française.

**Pi** : Point initiale.

**PCS** : Pouvoir Calorifique Supérieur.

**Pf** : Point finale.

**PNA** : Paraffinique, Naphténique et Aromatique.

**PPM** : Partie Par Million.

**RSV** : Résidu Sous Vide.

**SARA** : Saturée Aromatiques Résines Asphaltènes.

**Sim**: Simulation.

**Sp.Gr.60/60F**: Specific Gravity a 60° Fahrenheit.

**TAN**: Total Acid Number.

**TBP**: True Boiling Point.

**TBTS** : Très Basse Teneur en Soufre.

**TFC** : Teneur en Fraction Claire.

**THTS** : Très Haut Teneur en Soufre.

**TLF** : Température Limite de Filtrabilité.

**TVR** : Tension de Vapeur Reid.

**UOP** : Universal Oil Products.

## Liste des symboles

$d_4^{15}$  : Densité à 15 °C par rapport à l'eau à 4°C.

$n_d^{20}$  : Indice de réfraction à 20°C par rapport à la longueur d'onde de référence de la raie D du sodium.

°C : Degré Celsius.

°F : Degré Fahrenheit.

°R : Degré Rankine.

μm : micromètres.

ϑ : Viscosité.

% : pourcentage.

C/H : rapport Carbone Hydrogène.



---

# **INTRODUCTION GENERALE**

---





## Introduction générale

Le pétrole, depuis sa formation qui remonte à des millions d'années n'a cessé d'être utilisé pour diverses fins. Il fut longtemps utilisé à l'état brut pour en faire des revêtements et des torches et c'est vers la moitié du 19<sup>ème</sup> siècle qu'il fut véritablement exploité.

Depuis l'industrie pétrolière n'a cessé de se moderniser grâce aux découvertes successives d'immenses puits de pétrole ainsi qu'aux travaux de recherche.

Le pétrole et ses dérivés demeurent indispensables pour de nombreux domaines et c'est la première source mondiale d'énergie. Ce dernier passe par plusieurs procédés de raffinage afin de le transformer en différentes coupes pétrolières telles que les produits énergétiques dont les essences, kérosènes et gasoils et les produits non énergétiques comme les lubrifiantes, les bitumes et les naphthas utilisés en pétrochimie, pour cela la connaissance des propriétés physico-chimiques des pétroles bruts est nécessaire pour assurer le bon fonctionnement des unités de la raffinerie.

La caractérisation des pétroles bruts et des fractions pétrolières est le début de toute étude de mise en œuvre de ces produits et leur valorisation, cette caractérisation vise à déterminer leurs propriétés physico-chimiques et les compositions en différentes familles d'hydrocarbures présente dans ces derniers.

En effet ces caractéristiques interviennent essentiellement dans la détermination des conditions de transport et de stockage des hydrocarbures, le calcul des bilans thermiques des installations de surfaces, le dimensionnement des équipements et la simulation des procédés de transformation physique ou chimique (distillation, craquage, reformage...etc.).

La présente étude est focalisé sur la valorisation d'un pétrole brut algérien, en le caractérisant par différentes analyses et méthodes expérimentales, puis par une simulation à l'aide de logiciel Aspen HYSYS pour une comparaison des résultats entre l'expérimentale et la simulation afin de prouver la performance de ce logiciel dans le domaine pétrolier.

La première partie consiste une étude bibliographique en vue d'initier le lecteur au domaine pétrolier et d'introduire la terminologie propre à ce domaine, tout en évoquant des notions de base sur le pétrole, les méthodes de caractérisation et les analyses élémentaire des bruts et leurs fractions.

La deuxième partie concerne une étude expérimentale dans laquelle nous présenterons les essais normalisés menés sur le pétrole brut et ses fractions obtenues par distillation. Divers essais normalisés ont été effectués au sein du laboratoire de la division technologies

et développements DTD (Ex-centre de Recherche et de Développement CRD) de la société Sonatrach de boumerdèse sur ces pétroles et leurs fractions pétrolières, afin d'évaluer leurs principales caractéristiques physico chimiques dont la densité, la viscosité, la teneur en soufre...etc, à l'aide d'appareils sophistiqués tous en obéissant aux normes ASTM.

La troisième partie est consacrée à la caractérisation de ces bruts par le biais d'un logiciel de simulation appelé Aspen Hysys, on effectuera par la suite une comparaison des résultats obtenus par analyses expérimentales et par simulation.

Enfin, nous concluons par un bref rappel des principaux résultats obtenus et nous évoquons d'éventuelles perspectives pouvant être envisagées dans le sillage du présent travail.



---

# CHAPITRE I

---

GENERALITES SUR LE PETROLE BRUT





## I.1 Introduction

Le pétrole brut est le terme utilisé pour décrire une grande variété de fluides riches en hydrocarbures qui se sont accumulés dans les réservoirs souterrains. Toutes fois le pétrole brut ne peut être utilisé directement comme combustible. L'essentiel de ce pétrole est raffiné, transformé en plusieurs coupes pétrolières [1].

L'objectif de ce chapitre sera d'initier le lecteur au domaine pétrolier et d'introduire la terminologie propre à ce domaine.

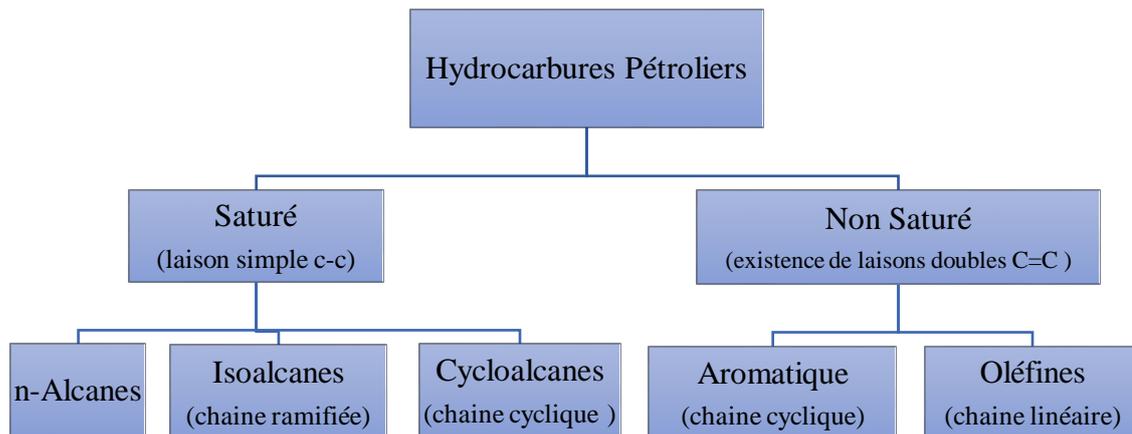
## I.2 Composition des pétroles bruts

### I.2.1 Constituants purs

Les pétroles bruts sont composés de mélanges de substances pures, ou la difficulté de la description des différentes fractions croit avec le nombre d'atomes de carbone. Les différentes familles d'hydrocarbures sont rappelées ci-dessous.

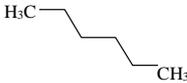
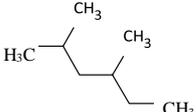
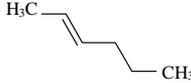
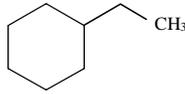
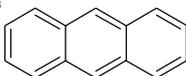
#### I.2.1.1 Hydrocarbures

Les hydrocarbures constituent les éléments essentiels des pétroles, leurs molécules ne contiennent que du carbone (tétravalent) et l'hydrogène (monovalent) qui établissent entre eux des liaisons chimiques par mise en commun d'électrons. Ses molécules se divisent en plusieurs familles chimiques selon leur structure (Fig.I.1), celle-ci est basée sur la tétravalence du carbone [2,3].



**Fig.I.1** : Classification générale des hydrocarbures

**Tableau.I.1** : Structure de composés soufrés présents dans les produits pétroliers [4]

Familles	N-paraffines	Iso-paraffines	Oléfines	Naphtènes	Aromatiques
Formules	$C_nH_{2n+2}$	$C_nH_{2n+2}$	$C_nH_{2n}$	$C_nH_{2n}$	$C_nH_{2n-8k}$
Exemples					

n : nombre d'atomes de carbone.

k : nombre d'insaturations.

Certains de ces composants peuvent être :

- Gazeux quand la chaîne carbonée contient 4 atomes au plus ( $C_1$  à  $C_4$ ) ;
- Liquide de  $C_5$  à  $C_{16}$  ;
- Solide au-delà  $C_{16}$  .

Et cela selon la température et la pression.

#### A. Hydrocarbures aliphatiques

Les hydrocarbures aliphatiques sont des composés constitués de carbone et d'hydrogène, il peut être des molécules à chaîne ouverte, linéaire ou ramifiée, saturé ou insaturé.

##### ➤ Hydrocarbures aliphatiques à chaîne saturée :

Ce sont des paraffines de formule générale  $C_nH_{2n+2}$  à chaîne droite unique (n-paraffines) ou à chaîne ramifiée (isoparaffines).

##### ➤ Hydrocarbures aliphatiques à chaîne Insaturée :

Ce sont des molécules oléfiniques ou éthyléniques. Selon le nombre des doubles liaisons, la formule de ses molécules s'écrit :  $C_nH_{2n}$ ,  $C_nH_{2n-2}$  ...etc. Les oléfines ne se rencontrent pas ou très peu dans le pétrole brut ou les produits de distillation directe mais peuvent être présents dans les recettes des procédés de raffinage.

#### B. Hydrocarbures cycliques

Le cycle ou le noyau peut être réalisé avec un nombre quelconque d'atome de carbone, mais dans les pétroles bruts les cycles les plus fréquemment rencontrés sont ceux à 5 ou 6 atomes de carbone. De plus, deux ou plusieurs cycles peuvent se condenser entre eux pour donner des hydrocarbures polycycliques.

##### ➤ Hydrocarbures cycliques saturés

Ce sont des naphtènes ayant la formule générale de  $C_nH_{2n}$ , ce sont donc des isomères des hydrocarbures oléfiniques.

➤ **Hydrocarbures cycliques insaturés**

Ce sont les aromatiques dont la formule chimique  $C_nH_{2n-6}$ . Ils se présentent dans le pétrole sous forme de BTX (Benzène, Toluène, Xylène).

**C. Hydrocarbures mixtes**

Les deux familles précédentes peuvent être qualifiées de substances pures. Les réactions de substitution permettent à leur combinaison de créer une molécule mixte en combinant de traits partagés par les deux races. Les cycles peuvent être substitués sur les chaînes paraffiniques ou inversement.

**1.2.1.2 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.

**A. Composés organiques hétéroatomiques**

➤ **Composés soufrés**

Le soufre est l'hétéro-élément le plus courant dans les pétroles bruts. Sa concentration varie de 0,1 à plus de 8 % en poids ; cette teneur est d'ailleurs corrélée avec la densité du brut et donc sa qualité (léger ou lourd). En plus de sa possibilité d'existence à l'état libre, le soufre intervient sous forme de molécules plus au moins complexe dans la composition des pétroles bruts. Le nombre de procédés de raffinage a pour but l'élimination des molécules soufrées car ils sont nocifs à divers titres : odeur désagréable, production de  $SO_2$  par combustion et empoisonnement des catalyseurs [2,3].

➤ **Composés oxygénés**

L'oxygène est généralement moins présent que le soufre dans les bruts, il peut jouer un rôle important car il est responsable de l'acidité des pétroles. On trouve l'oxygène dans les phénols, les furanes, les benzofurannes, les acides carboxyliques et les esters [2,3].

➤ **Composés azotés**

Dans le pétrole brut, l'azote est préférentiellement présent dans les fractions bouillantes au-dessus de  $250^\circ C$ , sa teneur est proportionnelle à la température d'ébullition des fractions. L'azote est particulièrement concentré dans les résines et les asphaltènes on le retrouve sous forme de pyridine et de quinoléine [2,3].

Tous les composés azotés sont des poisons pour les catalyseurs.

**B. Composés organométalliques**

Dans les fractions les plus lourdes telles que les résines et les asphaltènes se trouvent des atomes métalliques comme le Nickel et le Vanadium, le métal étant au centre de cet ensemble sous la forme  $Ni^{++}$  ou  $VO^+$  [3,4].

## I.2.2 Composés chimiquement diversifiés

Lorsque l'on s'adresse aux fractions les plus lourdes des pétroles. L'analyse SARA sépare ces fractions lourdes en différentes classes qui sont les Saturées, Aromatique, Résines et Asphaltènes, conduisant ainsi à des définitions purement opératoires et non plus en termes de structures exactes [6].

### A. Asphaltènes

Les asphaltènes sont constitués d'une accumulation de feuillets polyaromatique condensés reliés par des chaînes saturées. Ils représentent la fraction la plus lourde du pétrole. Les asphaltènes sont concentrés en hétéro-éléments : soufre, azote, nickel et vanadium. Bien que ces produits soient souvent présents en faible quantité, ils ont une influence considérable sur les propriétés physico-chimiques du brut tel que la viscosité et la densité [7,8].

### B. Résines

Elles représentent 13 à 25 % des fractions SARA. Elles sont composées par des cycles aromatiques, naphthéniques et hétérocycliques [6]. Leur composition chimique est proche de celle des asphaltènes, mais avec des masses molaires plus faibles (500 à 50 000 g/mol) [3].

## I.3 Classification du pétrole brut

Chaque gisement de pétrole contient un mélange d'hydrocarbures qui le caractérise selon l'histoire géologique de la zone où il s'est développé.

La provenance géographique est donc un des critères de classification du pétrole (Golfe Persique, mer du Nord, Venezuela, Nigeria, Algérie...etc.). Toutefois, pour établir des comparaisons entre différents sites, d'autres critères existent.

### I.3.1 Classification industrielle

Généralement, on classe les pétroles bruts en fonction de la densité en 4 grandes catégories :

- **Léger** dont la densité inférieure à 0.825 ( $d_4^{15} < 0.825$ ) ;
- **Moyen** d'une densité comprise entre 0.824 et 0.875 ( $0.824 < d_4^{15} < 0.875$ ) ;
- **Lourd** dont la densité allant de 0.875 à 1 ( $0.875 < d_4^{15} < 1.000$ ) ;
- **Extra-lourd** d'une densité supérieure à 1 ( $d_4^{15} > 1.000$ ).

### I.3.2 Classification chimique

Les pétroles bruts sont classés en quatre catégories selon la teneur et la nature des hydrocarbures qu'ils contiennent [2].

- Paraffiniques ;

- Naphténiques ;
- Aromatiques.

### I.3.3 Classification technologique

#### A. Teneur en soufre dans le pétrole brut et dans les fractions pétrolières :

- Pétrole peu sulfureux (BTS) si la teneur ne dépasse pas 0.5% ;
- Pétrole sulfureux (HTS) si la teneur est comprise entre 0.5 -2 % ;
- Pétrole très sulfureux (THTS) si sa teneur > 2 %.

#### B. Teneur en fractions Claires PF = 350 °C :

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

#### C. En fonction de la teneur en huiles de base :

En fonction de la teneur d'huile de base et d'huile résiduelle on distingue quatre groupes du pétrole, et en fonction de leurs qualités (indice de viscosité) on distingue deux sous-groupes comme le montre le tableau suivant :

**Tableau.I.2** : La teneur en huile de base et leur qualité

Groupe	Teneur en huile de base par rapport au pétrole	Teneur en huile de base par rapport au mazout	Sous-groupe	Indice de viscosité
G1	>25	>45	I <sub>1</sub>	<85
G2	15-25	>45		
G3	15-25	30-45		
G4	<30	<30	I <sub>2</sub>	40-85

#### D. En fonction de la teneur des paraffines :

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

- Pétrole peu paraffinique < 1.5 % ;
- Pétrole paraffinique 1.5 – 6 % ;
- Pétrole très paraffinique > 6 %.



## **I.5 Produits de base pour l'industrie de raffinage du pétrole**

Le raffinage du pétrole n'a cessé d'évoluer pour répondre à la demande des consommateurs souhaitant obtenir des produits plus nombreux et de meilleure qualité [2].

### **I.5.1 Produits issus de la coupe légère**

#### **I.5.1.1 GPL (gaz de pétrole liquéfié)**

Le GPL est constitué du propane et du butane ou un mélange de ces deux hydrocarbures, ils sont stockés à l'état liquide sous faible pression. Les GPL proviennent de deux origines : environ 60 % sont récupérés lors de l'extraction du gaz naturel et du pétrole de la terre, les 40 % restants sont produits lors du raffinage du pétrole brut. Il est principalement employé comme combustible domestique ou industriel, mais il constitue aussi une classe de carburant intéressant en raison de son caractère peu polluant [10].

#### **I.5.1.2 Essences**

L'essence est un liquide inflammable, dérivé de la distillation du pétrole, ce dernier étant utilisé comme carburant dans les moteurs à combustion interne. C'est un mélange d'hydrocarbures, auxquels peuvent être ajoutés des additifs. On y trouve en moyenne :

- 20 % à 30 % d'alcane, hydrocarbures saturés ;
- 5 % de cycloalcanes, hydrocarbures saturés cycliques ;
- 30 % à 45 % d'alcènes, hydrocarbures insaturés ;
- 30 % à 45 % d'hydrocarbures aromatiques, de la famille du benzène.

On distingue trois types d'essences carburants qui présentent généralement les mêmes propriétés physiques, mais diffèrent par leurs indices d'octane [11].

##### **A. Essence normale**

L'essence ordinaire se compose principalement d'un mélange d'hydrocarbures de diverses structures (paraffines, oléfines, naphthènes, aromatiques (environ 4 % de benzène) distillés à des températures inférieures à 205°C, auquel est ajouté entre autres un dope antidétonant à base de plomb. L'efficacité de la combustion est caractérisée par l'indice d'octane situé entre 89 et 92 [11].

##### **B. Essence super carburant**

Le super a les mêmes propriétés que l'essence ordinaire, mais obtenu par un procédé de raffinage spécial afin d'améliorer l'indice d'octane qui est de 97 à 99. Sa composition diffère de l'essence par : la teneur en benzène plus élevée (4 à 6 %) due à la diminution du taux de plomb ; la teneur en soufre plus élevée (0,5 %). On utilise généralement cette essence pour les moteurs automobiles [12].

### **C. Essence sans plomb**

Le super sans plomb a complètement remplacé le super plomb. Les additifs utilisés sont le méthyltertiobutyléther, additif le plus employé et le benzène, ajouté en vue d'améliorer l'indice d'octane. Compte tenu de la forte toxicité de ce dernier, sa teneur est légalement limitée (1 % depuis 2000) [12].

#### **I.5.2 Produits issus de la coupe moyenne**

##### **I.5.2.1 Kérosène**

Le kérosène (ou pétrole lampant), est un produit issu du pétrole, Il est composé d'un mélange d'hydrocarbures issus de la distillation entre 140 et 300°C, dont les principaux constituants sont des hydrocarbures de C<sub>9</sub> à C<sub>16</sub>, des hydrocarbures n- et iso-aliphatiques (paraffiniques et isoparaffiniques), des hydrocarbures cycloaliphatiques (cycloparaffiniques ou naphéniques) et des hydrocarbures aromatiques (environ 15 à 20 % et 0 ≤ 5 % s'il est désaromatisé). Le benzène est en général absent de ces coupes.

Il alimente les moteurs à réaction équipant les avions. Par ses propriétés physiques, ce mélange se situe entre l'essence et le gasoil [2,13].

##### **I.5.2.2 Gasoil**

C'est une huile moyennement lourde de couleur jaune pâle composée d'un mélange d'hydrocarbures (paraffiniques, naphéniques, aromatiques et oléfiniques) dont la température de distillation se situe entre 200°C et 380°C. Leur point d'éclair est toujours supérieur à 50°C et leur densité supérieure à 0.82. Le gasoil est un carburant surtout utilisé pour alimenter les moteurs diesel [14].

##### **I.5.2.3 Fuel oil domestique**

Le fuel oil domestique est un produit analogue au gasoil moteur dont il ne se différencie que par une valeur plus faible du nombre de cétane qui doit être supérieur à 40. Il est destiné au chauffage domestique, tracteur agricole et engin de travaux public [2,13].

#### **I.5.3 Produits issus de la coupe lourde**

##### **I.5.3.1 Huiles lubrifiantes**

Ce sont des hydrocarbures liquides et visqueux, riches en paraffines, dont les températures de distillation se situent entre 380°C et 500°C et qui sont obtenus par distillation sous vide des résidus de la distillation atmosphérique du pétrole. Leurs principales caractéristiques sont les suivantes :

- point d'éclair supérieur à 125 °C ;
- point d'écoulement compris entre -25°C et 5°C selon la qualité ;

- indice d'acide fort ;
- teneur en cendres inférieure ou égale 0.3% ;
- teneur en eau inférieure ou égale à 0.2%.

La gamme des produits rentrant sous cette rubrique est les huiles motrices, les huiles machines, les huiles isolantes, les huiles noires, les huiles de vaseline (huiles blanches) et graisse lubrifiantes [2,13].

#### **I.5.3.2 Paraffines et cires**

Ce sont des hydrocarbures aliphatiques saturés obtenus comme résidus lors de déparaffinages des huiles lubrifiantes et qui ont une structure cristalline, avec un nombre d'atomes de carbone supérieur à 12. Leurs principales caractéristiques sont les suivantes :

- Incolores et dans la plupart du temps inodores et translucide ;
- Point de fusion supérieure à 45°C ;
- Densité comprise entre 0.76 et 0.78 à 80°C ;
- Viscosité cinématique comprise entre 3.7 et 5.5 cSt à 99°C.

Les paraffines rentrent dans la fabrication de divers produits tels que les bougies, la cosmétique, papier et emballage paraffinés et les protections des denrées alimentaires [2,13].

#### **I.5.3.3 Fuel oil lourd**

Les fiouls lourds sont des combustibles à haute viscosité. Ce sont des produits issus des coupes lourdes de la distillation atmosphérique. Leur composition est complexe et varie selon la provenance du pétrole brut ils sont utilisés comme combustibles et carburants. Le fuel lourd est très polluant, c'est pourquoi son usage est aujourd'hui limité à quelques secteurs (les chaudières industrielles, les navires de transports marchands) [2,13,15].

#### **I.5.3.4 Bitumes ou Asphaltes**

C'est un mélange complexe d'hydrocarbures naturels non volatils de poids moléculaire élevé, appartenant en majorité aux groupes aliphatiques à chaînes linéaires ou ramifiées, naphthéniques ou cycliques et saturés. Il contient en moyenne 80 à 85 % de carbone, 10 à 15 % d'hydrogène, 2 à 3 % d'oxygène et, en moindre quantité, du soufre et de l'azote ainsi que divers métaux à l'état de traces, mais liés chimiquement aux molécules les plus lourdes.

Le bitume est obtenu en fractionnant le pétrole brut par distillation atmosphérique puis sous-vide. À la température ambiante, il est très visqueux, presque solide. Ces derniers sont essentiellement utilisés dans les revêtements routiers [2,13,16].

#### **I.5.3.5 Coke de pétrole**

C'est un résidu solide de distillation sous vide d'un noir brillant, obtenu par craquage et carbonisation au four. Il est constitué essentiellement de carbone (90% à 95%) et dont la combustion ne laisse généralement aucune cendre. Les deux qualités les plus importantes de coke de pétrole sont le "coke vert" et le "coke calciné". C'est un combustible de premier choix pour la métallurgie, il est recherché également pour la fabrication des électrodes, des charbons de dynamo, des abrasifs, du graphite ...etc [2,13].



---

# CHAPITRE II

---

ANALYSES PRELIMINAIRES DES  
PETROLES BRUTS





## II.1 Introduction

Lors de la découverte d'un nouveau gisement de pétrole brut, on procède à une série d'analyses qui ont pour but d'évaluer la composition du produit, et de fixer le rendement en certaines fractions [2]. Dans les calculs technologiques, lorsqu'il s'agit de déterminer la qualité de la matière de départ, des produits du raffinage et de la pétrochimie, on recourt donc souvent aux résultats de l'analyse technique ou industrielle. Cette dernière consiste à déterminer certaines propriétés physico-chimiques des produits pétroliers.

Les analyses effectuées au laboratoire sont des essais normalisés répondant aux normes :

- ASTM (American Society for Testing and Materials);
- ISO (International Standardization Organization );
- AFNOR (Association Française de Normalisation).

Les principales analyses qui nous permettent d'accéder aux propriétés physico-chimiques du pétrole brut et de ses fractions pétrolières sont :

## II.2 Essais normalisés sur le pétrole brut

Chaque raffinerie possède un laboratoire de contrôle où sont effectués sur les différents produits intermédiaires ou finis. Un certain nombre de tests classiques qui ont un double but :

- Vérifier rapidement que le réglage des unités de production est correct ;
- S'assurer que la qualité de produits finis correspond bien aux normes.

L'appareillage et le mode opératoire de ces essais sont normalisés de sorte que les résultats sont aisément reproductibles et comparables [2].

### II.2.1 Caractéristiques liées à la volatilité

#### II.2.1.1 Densité

La densité 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. C'est un paramètre physique spécifique à chaque produit, elle est déterminée selon l'ASTM 4052.

Le choix de l'état standard à 4 °C permet l'identification des chiffres qui mesurent la densité et la masse volumique, car à cette température l'eau est d'environ 1 kg/m<sup>3</sup> (999.972 kg/m pour être précis) [2,3,17].

Dans les pays anglo-saxons la « specific gravity » est définie pour deux températures standard identiques, soit 60°F (environ 15.55°C), et a pour symbole : Sp.Gr.60/60F .

Cette dernière est équivalente à la densité à 15 °C définie par :

$$\text{Sp.Gr} = 1.002 * d_4^{15} \quad (\text{II.1})$$

Avec : 
$$d_4^{15} = \frac{\text{poids d'un volume de produit à } 15^\circ\text{C}}{\text{poids du même volume d'eau à } 4^\circ\text{C}} \quad (\text{II.2})$$

Dans l'industrie pétrolière, la densité s'exprime couramment en °API définie par American Petroleum Institute reliés à la densité à 60°F par la formule :

$$^\circ\text{API} = \frac{141.5}{\text{Sp.Gr}^{60/60^\circ\text{F}}} - 131.5 \quad (\text{II.3})$$

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

La densité légale en France se mesure à 20°C définie par :

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

Pour obtenir la valeur de la densité  $d_4^{20}$  à partir de la densité à n'importe quelle température on admet la formule de correction suivante:

$$d_4^{20} = d_4^T \mp K(T - 20) \quad (\text{II.5})$$

Ou K est un coefficient dépendant de la densité du produit, selon le tableau suivant :

**Tableau II.1** : Variation du coefficient (K) en fonction de la densité

$d_4^{20}$	0.60-0.70	0.70-0.76	0.76-0.80	0.80-0.85	0.85-0.88	0.88-0.90
K	0.0009	0.00085	0.0008	0.00075	0.00065	0.00062

Il existe plusieurs techniques pour déterminer cette propriété expérimentalement telle que l'aréomètre, le pycnomètre et le densimètre électronique selon les normes : ASTM D287 ; ISO 3838 et ASTM D4052 respectivement.

La connaissance de la densité est très utile pour effectuer des bilans massiques, distinguer les hydrocarbures légers ainsi que lourds et surveiller la qualité du pétrole brut, pendant sa production et au moment de fixer son prix.

### I.2.1.2 Masse moléculaire

La fraction pétrolière est composée d'innombrables molécules d'hydrocarbures ainsi que d'autres molécules chimiques (additifs, impuretés...). Pour l'étude des produits pétroliers, on utilise le terme de masse moléculaire moyenne par nombre symbolisé par  $M_n$  ; c'est la valeur obtenue en pondérant chaque masse molaire par le nombre de molécules présentes dans l'échantillon. Nous avons alors :

$$M_n = \frac{1}{N} \sum_i N_i M_i \quad (\text{II.6})$$

$M_i$  : masse molaire du constituant  $i$  ;

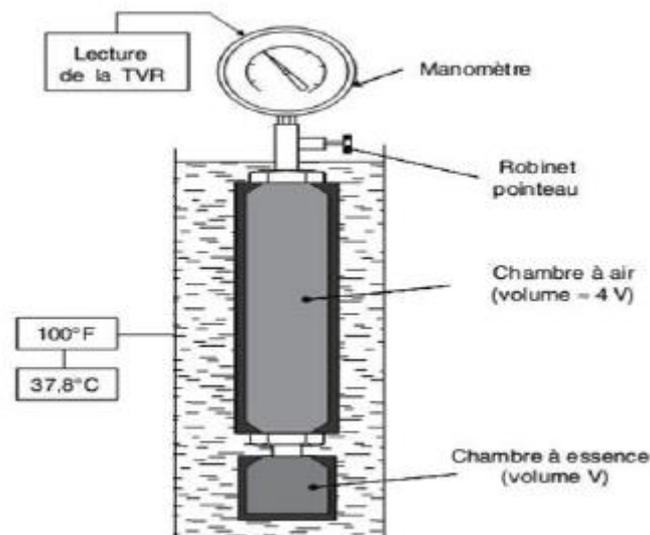
$N_i$  : nombre de molécules de masse molaire  $M_i$  ;

$N$  : nombre total de molécules dans l'échantillon.

### II.2.1.3 Tension de Vapeur Reid

La Tension de Vapeur Reid (TVR) mesure la tendance des molécules à s'échapper d'une phase liquide pour engendrer une phase vapeur en équilibre thermodynamique, elle est définie comme étant la pression de vapeur saturante exercé par un liquide à 37.8 °C (100 °F) et est exprimée en Kg/cm<sup>2</sup>, psi ou mbar. Cet essai fait objet de la norme ASTM D323 (Fig.II.1) et concerne uniquement les produits légers contenus dans le brut.

L'essai de la TVR est très important, car il indique d'une manière indirecte la teneur en produits légers qui conditionnent la sécurité au cours du transport, les pertes au stockage et à la volatilité des essences [2].



**Fig.II.1** : Schéma de l'appareil de mesure de la pression de vapeur Reid

### II.2.1.4 Point d'éclair

Le point d'éclair caractérise la teneur en produit volatils du carburéacteur, c'est la plus basse température à laquelle il faut porter un produit pétrolier liquide pour qu'il émette dans des conditions normalisées, suffisamment de vapeur pour que celles-ci puissent s'enflammer sous l'effet d'une source d'énergie calorifique. Le point d'éclair également appelé flash point, nous permet de connaître à quelle température, il peut être chauffé sans risque

d'explosion et donc ces conditions de stockage et de transport. Ainsi, il renseigne l'opérateur d'une unité de distillation sur le fonctionnement des strippings. La norme utilisée pour déterminer cette propriété sois-norme ASTM D 93 [2].

## II.2.2 Caractéristiques liées à la fluidité

### II.2.2.1 Viscosité

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

Lorsqu'on parle de viscosité, deux termes peuvent se rencontrer : la viscosité dynamique (aussi appelée viscosité absolue) et la viscosité cinématique [2,18].

#### A. Viscosité dynamique

La viscosité dynamique est le rapport de la contrainte de cisaillement appliquée au gradient de vitesse d'un liquide. Elle s'exprime en pascals secondes (Pa.s) ou plus fréquemment en milli pascals secondes correspondant à l'ancienne unité, le centipoise.

#### B. La viscosité cinématique

C'est le rapport de la viscosité absolue à la densité mesurée à la même température. Elle est déterminée par mesure du temps  $t$  d'écoulement du produit entre les deux traits-repères d'un tube capillaire calibré. La viscosité cinématique notée ( $\nu$ ) en  $\text{mm}^2/\text{s}$  résulte de multiplication du temps en (s) mesuré, par la constante de calibration  $C$  en  $(\text{mm}^2/\text{s})/\text{s}$ , elle s'exprime en stokes et en centistokes (cSt).

$$\nu = C \cdot t. \quad (\text{II.7})$$

La viscosité est un critère particulièrement important pour apprécier les qualités de pompabilité des produits, définir le type d'écoulement dans les canalisations et le calcul des pertes de charge dans les pipelines, les tuyauteries et les conduites de raffineries.

### II.2.2.2 Point d'écoulement et Point de congélation

#### A. Le point de congélation

C'est la plus basse température dont un produit contenu dans un tube à essai ne coule plus lorsque celui-ci est incliné de  $45^\circ$ . En général, le point de congélation des hydrocarbures est proportionnel à la masse moléculaire et au point d'ébullition [2,19].

#### B. Le point d'écoulement

C'est la température minimale à laquelle un brut s'écoule encore lorsqu'il est refroidi sans agitation normalisée. On mesure souvent le point d'écoulement d'un brut, d'un gasoil, d'un fuel ou d'un lubrifiant pour définir la faisabilité d'un pompage.

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

La détermination de point d'écoulement et de congélation est régit par la norme ASTM D97. La connaissance de ces points permet d'apprécier les limites de température à respecter dans la mise en œuvre des produits, en particulier pour leur pompage en hiver [2,19].

### **II.2.3 Caractéristiques liées à la composition globale**

#### **II.2.3.1 Teneur en eau**

Il existe 2 méthodes pour mesurer la teneur en eau :

##### **A. Teneur en eau par extraction**

Dans le pétrole brut, l'eau se trouve en partie dissoute et en partie sous forme d'émulsion plus au moins stable, cette stabilité est due à la présence d'asphaltènes ou de certains agents tensioactifs. On détermine la teneur en eau pour éviter la corrosion, l'érosion, le bouchage...etc [2].

La détermination de la teneur en eau par extraction fait objet de la norme ASTM D95.

##### **B. Teneur en eau et en sédiment**

Les pétroles bruts contiennent en très faibles 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. Ces produits peuvent détériorer les équipements (corrosion, érosion, dépôts, bouchage... etc) [2].

La connaissance de la teneur en eau des pétroles bruts est importante pour le raffinage, l'achat, la vente et le transfert de produit.

#### **II.2.3.2 Teneur en soufre**

Le soufre est présent en quantités très variables (entre 0,5 et 5 %) dans les différents pétroles bruts. Il se trouve toujours en plus forte concentration dans les fractions les plus lourdes (fuels, résidus), où il est engagé dans des structures chimiques très complexes. La détermination de la teneur en soufre par fluorescence X, est régie par la norme ASTM D4294 ISO8754.

La teneur en soufre est l'un des critères les plus déterminants en pétrochimie. L'analyse de la teneur en soufre est essentielle dans le raffinage du pétrole et est plus en plus requise. Cette teneur détermine le processus du raffinage à utiliser [2,20].

### **II.2.4 Caractéristiques liées à la composition chimique**

#### **II.2.4.1 L'acidité**

L'acidité est généralement définie dans l'industrie pétrolière à partir du nombre de milligrammes de potasse alcoolique (KOH) nécessaire pour neutraliser un gramme de brut.

Ce nombre est appelé TAN (Total Acid Number), on obtient ce dernier par titration potentiométrique en milieu non aqueux selon la norme ASTM D664-95. À partir des observations naturelles l'échelle des TAN des bruts, varie de 0.1 à 8 mg KOH/g de brut.

La présence de ces acides dans les pétroles bruts et les coupes pétrolières présente quelques inconvénients pour le raffineur, car ils sont responsables des problèmes d'émulsions, de moussages et de dépôts de savon ; la détermination de cette acidité est très importante pour éviter ces risques [2].

### II.2.5 Caractéristiques liées à la combustion

La qualité de la combustion est une préoccupation importante de l'utilisateur. Elle est caractérisée notamment par :

#### II.2.5.1 Pouvoir calorifique supérieur

Le pouvoir calorifique massique ou volumique d'un carburant ou d'un combustible représente la quantité d'énergie libérée par unité de masse ou de volume du produit, au cours de la réaction chimique de combustion complète entraînant la formation de CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>O. Il est exprimé en kcal/kg ou en MJ/kg. Le carburant est pris à l'état liquide et à une température de référence généralement 25 °C, ainsi que l'air et les produits de combustion.

Le pouvoir calorifique est dit supérieur (PCS) si l'on suppose ramener à 20°C tous les produits de la combustion, la vapeur d'eau étant alors condensée. La mesure du pouvoir calorifique supérieur massique s'effectue au laboratoire selon la norme ASTM D 240 [20,21].

### II.2.6 Autres caractéristiques

#### II.2.6.1 Facteur de caractérisation $K_{uop}$

Le facteur de caractérisation  $K_{uop}$  a été introduit par les chercheurs Watson, Murphy et Nelson de la société UOP (Universal Oil Products). Il relie la densité des hydrocarbures à leur rapport C/H et aussi leur point d'ébullition à leur nombre d'atomes selon la formule :

$$K_{uop} = \frac{\sqrt[3]{T(^{\circ}R)}}{Sp.Gr^{60}/60} \quad (II.8)$$

Où  $T_{eb}$  = la température d'ébullition exprimée en degrés Rankine (°R).

$$^{\circ}R = 1.8^{\circ}C + 491.67 \quad (II.9)$$

Ce facteur indique donc la prédominance d'une famille chimique, il est compris entre 10 et 13.

- $K_{uop} = 10$  : pour les aromatiques ;
- $K_{uop} = 11$  : pour les naphthènes purs ;

- $K_{uop} = 12$  : pour les hydrocarbures où le poids relatif des chaînes et cycles sont équivalents ;
- $K_{uop} = 13$  : pour les paraffines [2,22].

### II.2.6.2 Composition (Teneur en carbone)

Les naphténiques ayant des propriétés intermédiaires entre les aromatiques et les paraffiniques, l'analyse laisse donc un doute lorsque l'on a affaire au cas particulier d'un mélange ne contenant que des paraffiniques et des aromatiques. Pour lever cette indétermination on a cherché à combiner dans une relation deux ou plusieurs caractéristiques physiques. En admettant trois grandes familles : paraffiniques ; naphténiques et aromatiques il suffirait donc théoriquement de trois paramètres judicieusement bien choisis pour lever l'indétermination [2].

L'une des méthodes de détermination de la teneur en carbone est la méthode ndPA de Robert qui nécessite la connaissance de trois caractéristiques : l'indice de réfraction (n), la densité (d) et le point d'aniline (PA) pour déterminer les pourcentages d'atomes de carbone  $C_P$ ,  $C_N$  et  $C_A$  présent dans les éléments paraffiniques, naphténiques et aromatiques des divers molécules complexe d'un brut par les formules suivantes :

$$\%C_A = 1039.4n - 470.4d - 0.315PA - 1094.3 \quad (\text{II.10})$$

$$\%C_N = -1573.3n + 840.5d - 0.4619PA + 1662.2 \quad (\text{II.11})$$

$$\%C_P = 100 - (\%C_A + \%C_N) \quad (\text{II.12})$$

Avec n et d mesurés à 20°C.



---

# CHAPITRE III

---

DISTILLATION DU PETROLE BRUT





### III.1 Introduction

La caractérisation du pétrole est une étape essentielle dans la conception, la simulation et l'optimisation des installations de raffinage. Les pétroles bruts et leurs fractions sont des mélanges indéfinis dont les compositions ne sont pas bien connues (volume, poids et fractions molaires de tous les composants actuels). Pour cette raison, dans les raffineries, le pétrole est généralement caractérisé par un essai de distillation. Cette procédure est raisonnablement bien définie et est basée sur la représentation du mélange de composants réels qui bouillent dans un intervalle de point d'ébullition par des composants hypothétiques, qui bouillent à la température d'ébullition moyenne de l'intervalle.

On procède d'abord à une distillation préparatoire, destinée à séparer des fractions pour des analyses ultérieures.

### III.2 Distillation préparative de laboratoire « TBP »

La distillation TBP (True Boiling Point) aussi dite distillation préparative de laboratoire, fait objet de la norme ASTM D2892, elle est définie pour une colonne de 15 à 18 plateaux théoriques et un taux de reflux de l'ordre de 5. La haute sélectivité de l'appareil permet d'obtenir en tête les constituants purs du pétrole brut ayant la même température d'ébullition et de les recueillir successivement dans les éprouvettes de recette [2].

La distillation du brut comporte 3 étapes complémentaires : le dégazage, une distillation atmosphérique et une distillation à pression réduite.

- **Dégazage :**

Au début de la distillation TBP (à reflux total), les gaz dissous dans le pétrole brut sortent les premiers, puis condensés et recueillis dans des pièges qui sont émergés dans des bains d'acétone refroidis à  $-60^{\circ}\text{C}$  (DEWAR) à l'aide d'un cryostat, afin de piéger les gaz dissous ( $\text{C}_5$ ) qui seront analysés ultérieurement par chromatographie en phase gazeuse (CPG) [2,3].

- **Distillation atmosphérique :**

La stabilisation de la température en tête de colonne signifie l'achèvement de la débutanisation, on passe alors à la distillation atmosphérique qui consiste à récupérer les fractions pétrolières distillées [23], et cela en respectant les intervalles de température propre au découpage étroit (un pas de  $5^{\circ}\text{C}$ ), jusqu'à  $220^{\circ}\text{C}$  (en tête de colonne) et un taux de reflux qui sera maintenu constant et égal à 5 [2,3].

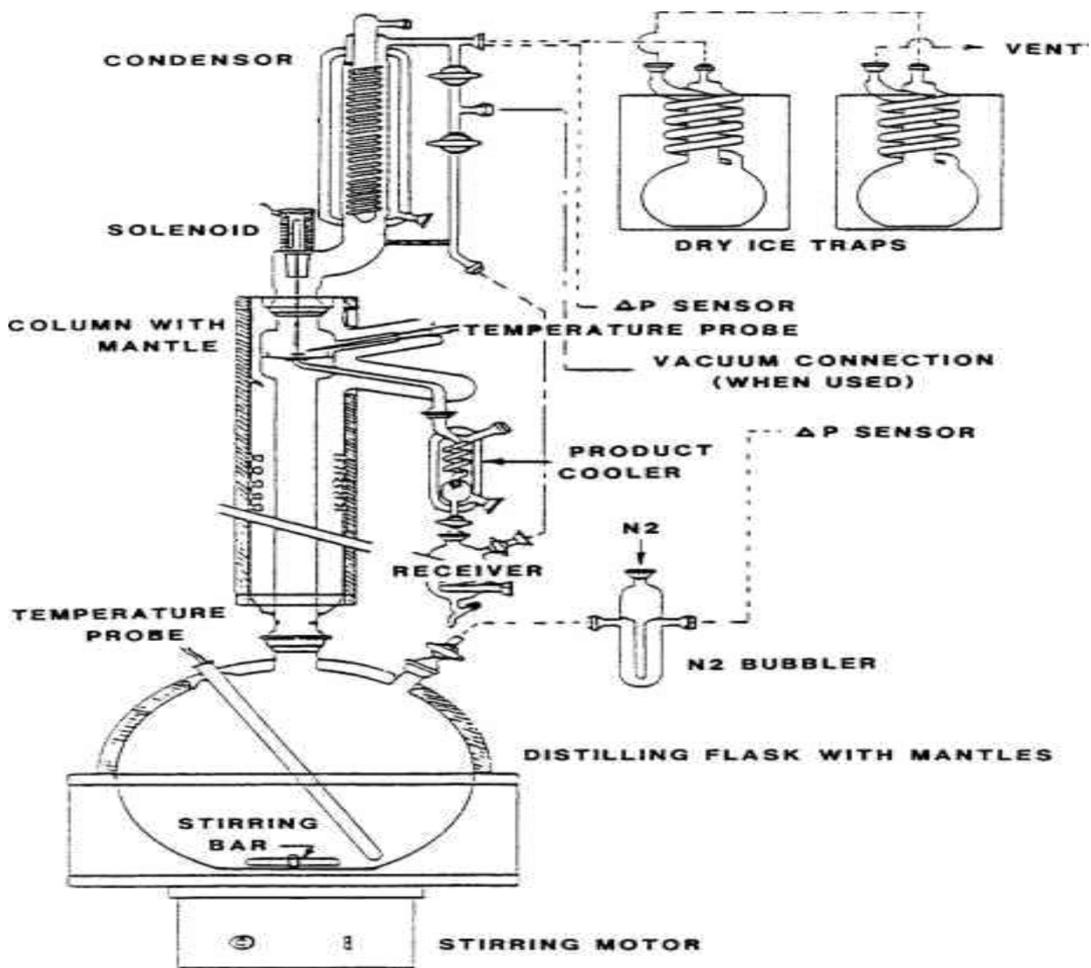
- **Distillation à pression réduite :**

La distillation à pression atmosphérique devient impossible au-delà de 250°C au sommet de la colonne, car la température correspondante dans le ballon est voisine de 400°C à pression atmosphérique, ce qui modifierait la composition des fractions lourdes. Afin d'éviter tout risque d'altération de résidu par craquage, il faut alors avoir recours à la distillation sous vide.

On reprend les résidus atmosphériques sous une pression de 50 à 100 mmHg et on le distille à nouveau jusqu'à ce que la température dans le ballon atteigne 350 à 400°C. Si le résidu obtenu est encore relativement important (supérieur à 30%), on tente une troisième étape de distillation, sous vide poussé de quelques mmHg [2,3,23].

La distillation TBP permet :

- De recueillir les 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 [2].



**Fig.III.1** : Schéma de principe de la distillation TBP

### III.3 Distillation ASTM D86

Cette distillation est régie par la norme ASTM D86, l'opération consiste à chauffer dans un ballon normalisé un volume bien précis du produit, que l'on distille à une vitesse déterminée afin que les résultats soient reproductibles avec une précision définie par la norme. Les vapeurs condensées sont recueillies dans une éprouvette graduée, après passage dans un tube en cuivre baignant dans un mélange d'eau et de glace pilée.

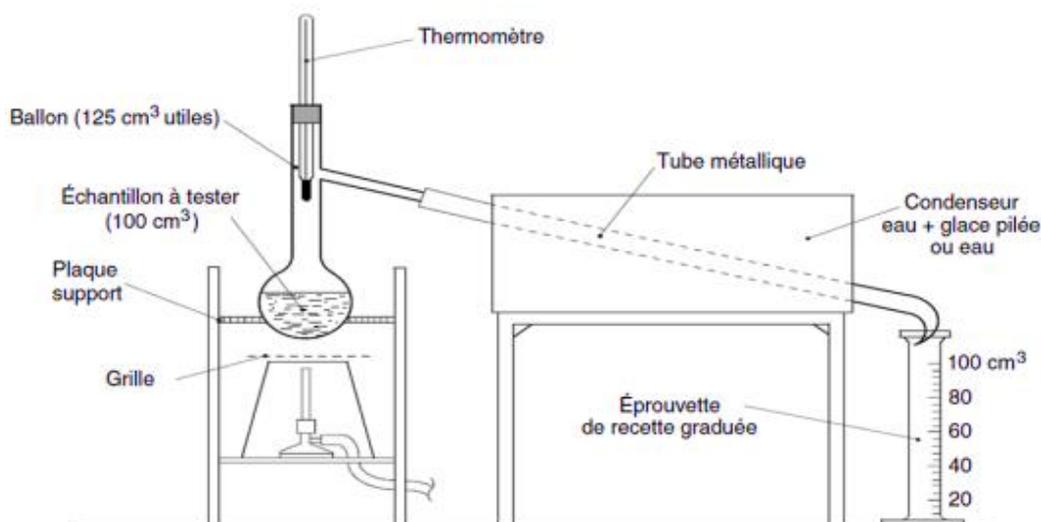
La tâche de l'opérateur consiste à noter le point initial de la distillation, qui correspond à la température à laquelle la première goutte tombe dans l'éprouvette. La température est relevé régulièrement lorsque 5 10 20 ...90 et 95% du produit à distiller sont recueillis dans l'éprouvette. En fin de distillation on suit uniquement la variation de température. Celle-ci passe par un maximum puis décroît par suite de cracking de la fraction résiduelle dans le ballon. Ce maximum est appelé point final (P.f) de distillation.

Après mesure de la quantité du distillat (d%) et le résidu (r%), le bilan volumétrique de l'opération fait apparaître un poste de pertes (p%) telle que :

$$D + r + p = 100\%$$

Finalement, ces résultats sont traduits par une courbe ASTM, dont les pertes sont placées au début de sorte que toutes les abscisses de pourcentage distillé doivent être majoré de la valeur p de pertes. On estime que les points 10% , 50% et 90% de cette courbe sont assez représentatif de la teneur du brut en composés légers, moyens et lourds.

Cet essai présente l'avantage d'être rapide, il est considéré comme un critère d'identification utilisée particulièrement par la douane pour caractériser chaque produit [2].



**Fig.III.2** : Schéma de principe de la distillation ASTM

### III.4 Distillation sous pression réduite ASTM D1160

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 plus petite et fermée puis dépressurisée. Cette chute de pression permet de récupérer plus facilement les produits lourds, dont la température d'ébullition est abaissée. Les résidus de cette distillation sous vide sont récupérés en vue de produire des lubrifiants [2,3,22].

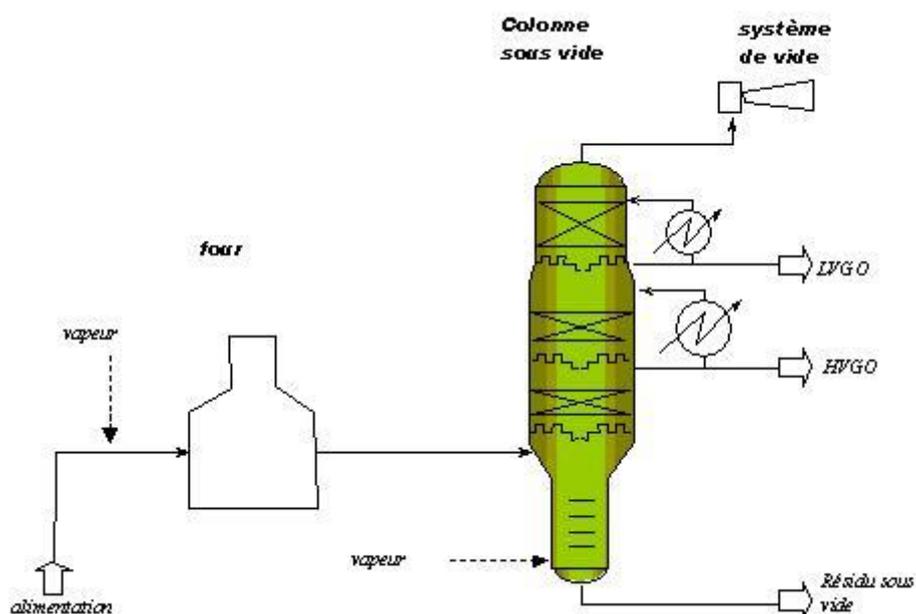


Fig.III.3 : Schéma simplifié d'une unité de distillation sous vide de pétrole

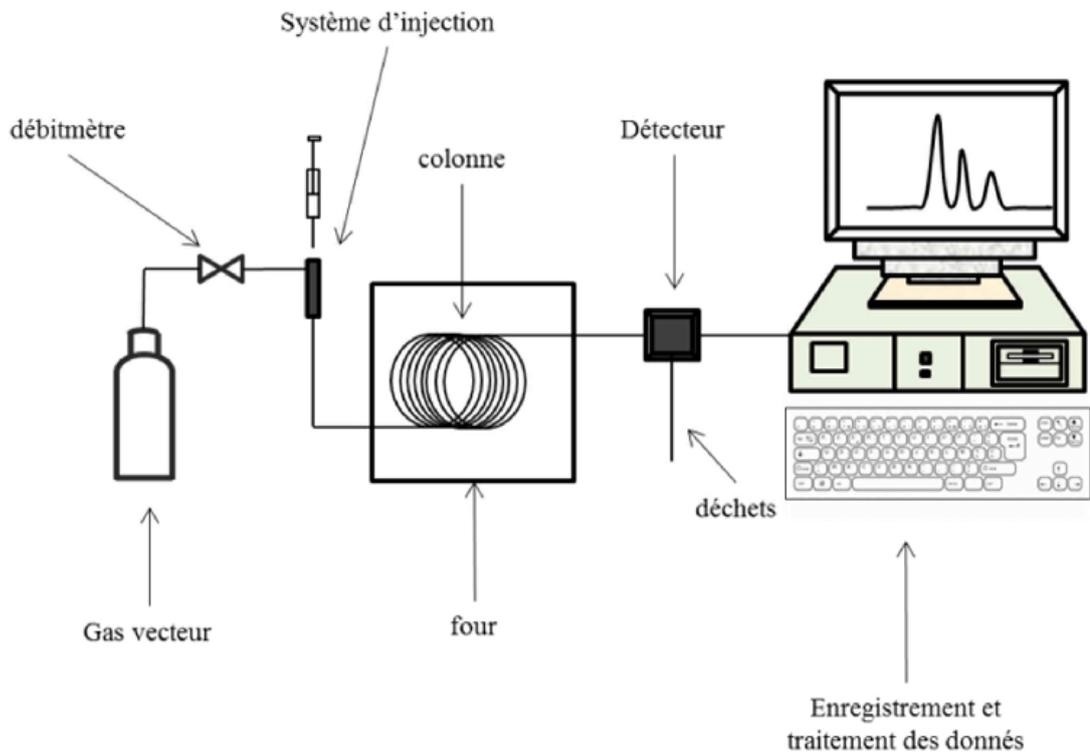
### III.5 Chromatographie en phase gazeuse (CPG)

La chromatographie en phase gazeuse est une technique qui permet d'identifier et de quantifier les composés volatils en solution. Elle s'applique principalement, aux composés gazeux ou susceptible d'être vaporisés par chauffage sans décomposition. D'une manière générale, le principe est basé sur un échange de matière entre deux phases distinctes, l'une est fixe ou stationnaire et l'autre est mobile (le gaz vecteur) [24,25].

- **Principe et fonctionnement**

L'analyse débute à l'instant où on introduit une petite quantité de l'échantillon dans l'injecteur. Les différents composés de l'échantillon, vont être emportés par le gaz vecteur à travers la colonne et se séparer les uns des autres en fonction de leur affinité, avec la phase stationnaire qui va provoquer un phénomène de rétention chromatographique avec les

différents composés. La grandeur expérimentale brute est appelée temps de rétention, c'est le temps qui s'écoule entre l'injection de l'échantillon et l'apparition du signal maximum du soluté au détecteur. A la sortie de la colonne, les composés rencontrent un élément essentiel qui est appelé détecteur, cet élément évalue en continu la quantité de chacun des constituants séparés, au sein du gaz porteur grâce à la mesure de différentes propriétés physiques du mélange gazeux. Le détecteur envoie un signal électronique vers un enregistreur, qui dessinera les courbes de chaque pic en fonction de leur intensité. L'ensemble des pics est appelé chromatogramme (Fig.III.4) [24,25].



**Fig.III.4** : Schéma de principe d'un système CPG



---

# CHAPITRE IV

---

ESSAIS NORMALISES SUR LES COUPES  
PETROLIERES





## IV.1 Introduction

Une fois la distillation est terminée, de différents analyses et essais normalisés auront lieu, ces derniers sont d'énorme importance car ils déterminent la qualité des fractions en vue de les commercialiser, dans ce chapitre nous allons citer quelques analyses qui s'effectuent sur les fractions pétrolières.

## IV.2 Essais normalisés sur les coupes pétrolières

### IV.2.1 Indice de réfraction

La norme utilisée pour calculer cette propriété est ASTM D1218, elle est mesurée avec un appareil appelé refractomètre.

Les rayons lumineux changent leur vitesse et direction en passant d'un milieu à un autre. Ce phénomène est appelé réfraction.

L'indice de réfraction correspond au facteur de proportionnalité existant entre le sinus de l'angle d'incidence et le sinus de l'angle de réfraction lors du passage d'un rayon lumineux de l'air vers la substance étudiée. Généralement, la mesure est effectuée par rapport à la raie D jaune du sodium et à 20°C (589.3 μm).

L'indice de réfraction dépend de la température à laquelle l'expérience est faite et de la longueur d'onde de la lumière utilisée. L'effet de la température est pris en compte selon la formule :

$$n_d^{20} = n_d^T - 4 * 10^{-4}(20 - T) \quad (\text{IV.1})$$

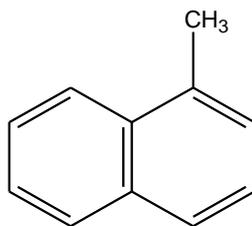
L'indice de réfraction est une propriété fondamentale qui peut être utilisée en conjonction avec d'autres propriétés pour caractériser les hydrocarbures et leurs mélanges et ce, par le biais des facteurs de caractérisation spécifiques ou des méthodes de calcul de la composition par familles chimiques [2].

### IV.2.2 Indice de cétane

Dans le moteur diesel le déclenchement de la combustion est provoqué par auto inflammation du carburant injecté dans de l'air comprimé. Il est donc nécessaire que le gasoil présente une structure chimique propice à ce processus, cette qualité s'exprime par l'indice de cétane [22].

Le comportement du gasoil est comparé à celui de deux hydrocarbures purs choisis comme référence le n-cétane ou n-héxadécane  $\text{CH}_3\text{-(CH}_2\text{)}_{14}\text{-CH}_3$  auquel on attribue l'indice 100.

L' $\alpha$ -méhynaphtalène (Fig.IV.1) reçoit l'indice 0.



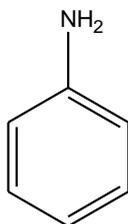
**Fig.IV.1** : Structure de  $\alpha$ -méhylnaphtalène

Un gasoil présente un indice de cétane X s'il se comporte comme un mélange binaire de X% en volume de n-cétane et de (100-X)% L' $\alpha$ -méhylnaphtalène.

Une méthode de détermination de l'indice de cétane des carburants pour moteur diesel est décrite dans la norme ASTM D613 [22].

#### IV.2.3 Point d'aniline

Le point d'aniline est défini comme étant la température la plus basse à laquelle des volumes égaux d'aniline (dont la structure chimique est présentée ci-dessous) et de produit à analyser sont complètement miscibles, la rupture de la miscibilité se manifeste par l'apparition d'un trouble net. Le point d'aniline est une indication sur la nature chimique d'un produit pétrolier et plus particulièrement de sa teneur en aromatiques. Dans cette méthode, le point d'aniline est la température à laquelle apparait la seconde phase (trouble de la solution). L'essai de sa détermination, régi par la norme ASTM D 1104 [26].



**Fig.IV.2** : Structure d'aniline

#### IV.2.4 Point de trouble

C'est la température à laquelle apparait un louchissement ou voile laiteux dut à la formation de microcristaux lorsque l'on refroidi le produit lentement sans agitation selon la norme ASTM D97 [2].

#### IV.2.5 Corrosion à la lame de cuivre

Le test de corrosion dit à la lame de cuivre (norme ASTM D 130) s'effectue par immersion dans un bain thermostaté à 100°C, sous 7 bars et pendant six heures. La coloration ne doit généralement pas dépasser le niveau 1 (jaune clair) dans une échelle de référence.

#### IV.2.6 Couleur ASTM D1500

Cette caractéristique s'applique aux produits dits blancs mais en réalité plus au moins colorés depuis le jaune très pale jusqu'au brun.

Pour les produits légers, la couleur est un critère de la qualité du fractionnement, en plus particulier le gasoil ne doit pas être pollué par des traces de produits asphaltiques noirs [2].

#### IV.2.7 Teneur en Carbone Conradson

C'est la détermination du carbone résiduel obtenu après évaporation et pyrolyse d'un produit pétrolier. Il s'agit en réalité d'un critère de stabilité thermique qui indique la tendance à former des dépôts (coke), en particulier sur les injecteurs. Le résultat s'exprime en (% masse) par rapport à l'échantillon traité. Cet essai fait objet de la norme ASTM D189, il est très utile pour caractériser des charges pour l'unité de craquage catalytique [2].

#### IV.2.8 Teneur en Cendre

La teneur en cendre est le pourcentage en masse par rapport au produit initial recueilli après calcination complète d'un échantillon dans des conditions bien déterminées.

Le plus souvent les cendres constituées d'éléments métalliques (Zinc, Calcium, Baryum et Magnésium) sont ensuite traitées par l'acide sulfurique pour être transformées en sulfate. Le résultat s'exprime en teneur en cendres sulfatées (% *masse*), selon la procédure ASTM D482.

L'intérêt de cet essai est qu'il donne des indications précieuses sur les risques de dépôts après combustion et donc l'encrassement qui en résultera [2].

#### IV.2.9 Teneur en métaux

Les produits pétroliers lourds contiennent souvent des quantités importantes de métaux, leur concentration diffère d'un gisement à un autre. Les métaux lourds peuvent être également définis comme :

- Tout métal ayant une densité supérieure à 5.
- Tout métal ayant un numéro atomique élevé, en général supérieur à celui du sodium (Z=11).

Les métaux lourds les plus couramment rencontrés sont : le vanadium, fer, nickel, cuivre, sodium, potassium. On trouve les métaux sous forme de sel ou sous forme de constituants organométallique comme les porphyrines métalliques. Ils sont concentrés dans les résidus et les asphaltènes, peu présents dans le gasoil et absents dans l'essence [27].

D'un point de vue pétrochimique, l'analyse d'éléments de traces métalliques dans les produits pétroliers peut servir à quantifier la présence dans les huiles d'éléments poisons pour les différents procédés de raffinage et de la conversion du pétrole.

#### **IV.2.10 Température limite de filtrabilité**

C'est la température minimale pour laquelle un volume déterminé du gasoil traverse en un temps limité un appareil de filtration bien défini selon les normes NF M07-042 et EN116 [20].



---

# CHAPITRE V

---

MATERIELS ET METHODOLOGIES





## V.1 Introduction

Dans cette partie, nous présenterons le mode opératoire des différents essais normalisée qui ont été effectués sur le pétrole brut et ses fractions afin de déterminer leurs caractéristiques physico-chimiques.

## V.2 Essais effectués et leur norme

**Tableau.V.1** : Tableau récapitulatif des essais effectués

Nature des opérations	Codes des opérations	Intitule des essais
<b>Echantillonnage</b>	<b>TOTAL 547/76</b>	Echantillonnage des pétroles bruts et condensats
<b>Essais</b>	ASTM D2892	Distillation TBP des pétroles bruts
	ASTM D4052	Détermination la masse volumique des produits pétroliers par la méthodes du tube en U oscillant
	ASTM D95	Détermination de la teneur en eau dans les produits pétroliers « <b>méthode de distillation</b> »
	ASTM D4294	Détermination de la teneur en soufre dans le pétrole et les produits pétroliers « <b>méthode par spectrométrie de fluorescence de rayons x dispersive en énergie</b> »
	ASTM D56	Mesure du point d'éclair en vase clos « <b>méthode TAG</b> »
	ASTM D1218	Détermination de l'indice de réfraction produits pétroliers
	ASTM D1218	Détermination de la pression de vapeur des pétroles bruts et des produits pétroliers par la procédure B « <b>méthode Reid</b> »
	ASTM D5857 ASTM D97	Détermination du point d'écoulement des pétrole brut et des produits pétroliers

ASTM D96	Détermination de l'eau et sédiments dans les pétroles bruts « <b>méthode par centrifugation</b> »
ASTM D5002 ASTM D1250	Détermination la masse volumique des pétrole brut par la méthodes du tube en U oscillant
ASTM D240	Détermination de la chaleur de combustion des hydrocarbures liquides par bombe calorimétrique
ASTM D445	Mesure de la viscosité cinématique automatique
ASTM D1160	Distillation des produit pétroliers a pression réduite
ASTM D664	Détermination de l'acidité «total acide number »
ASTM D6595	Détermination de la teneur en élément métallique
Méthode UOP	Détermination de la composition massique des pétroles brut et le facteur de caractérisation Kuop

### V.3 Appareillages de distillation

#### A. La distillation TBP

**Tableau V.2:** Conditions de la distillation des bruts et leurs fractions

Fraction n°	Température °C sous 760 mmHg	Pression en mmHg	Taux des 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

**Tableau V.3:** Correspondance pression-température distillation (abaque beale et doscksey)

Température des coupes sous 760 mmHg en °C	Températures sous pression réduite en °C	
	40 mmHg	10 mmHg
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

➤ **Méthode d'essai**

- Déterminer la densité de l'échantillon ;
- Peser le ballon vide puis avec l'échantillon afin de déterminer la charge. ;
- Réaliser le montage et faire circuler le liquide de réfrigération (éthanol) à 20°C ;
- Chauffer progressivement l'échantillon à l'aide du rhéostat pour permettre aux vapeurs de monter dans la colonne et atteindre le condenseur (tête de colonne) ou on remarque une chute de température jusqu'à 0°C ;

- Une fois que la température a chuté, commencer la débutanisation en arrêtant la circulation de réfrigérant jusqu'à ce que la température atteigne 15°C puis reprendre la circulation du réfrigérant (cette débutanisation est réalisée jusqu'à ce que la température se stabilise entre 13°C et 15°C) ;
- Une fois que la température se stabilise noter 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 ;
- Les fractions C<sub>5</sub>-65°C sont recueillis et pesés, l'indice de réfraction et la densité sont déterminés ;
- Continuer la distillation atmosphérique avec un pas de 5°C en maintenant un taux de reflux de 5 :1, jusqu'à une température de 220°C ;
- Peser et déterminer la densité et l'indice de réfraction de chaque pour chaque fraction ;
- Une fois qu'on constate qu'il n'y a plus de liquide qui descend du piège d'hydrocarbure on l'enlève et on le pèse après l'avoir soigneusement essuyé, puis on l'achemine vers le service chromatographie pour être analysé.

A partir de 220°C on passe à la distillation sous vide pour éviter le craquage et la dégradation de notre produit :

- ✓ **Distillation réduite (40mmHg) :** cette étape débute de 220°C jusqu'à 320°C.
  - Pour réduire la pression à 40mmHg relier le système de contrôle et de pompage à l'appareil, puis chauffer le ballon progressivement jusqu'à ce que la température en tête de colonne se stabilise au voisinage de 220°C puis commencer à distiller chaque 10°C jusqu'à 320°C en maintenant le même taux de reflux ;
  - Pour chaque fraction on détermine sa densité, son poids et son indice de réfraction ;
  - Laisser l'installation refroidir pour passer à l'étape suivante.
- ✓ **Distillation réduite (10mmHg)**
  - Continuer la prise de coupe 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 est indiqué par la hausse de pression ainsi que l'apparition d'un brouillard dans le ballon ;

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

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

Le volume en (ml) 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 mmHg ;
- La pression d'exploitation mesurée en tête de colonne en mmHg absolu avec correction si nécessaire.



**Fig.V.1** : Appareil de distillation TBP ASTM D2892

**B. Distillation ASTM D86****➤ Méthode d'essai**

- L'appareil comporte un ballon de 100ml que l'on chauffe, 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 recueillis dans une éprouvette graduée ;
- L'apparition de la première goutte du produit pétrolier correspond à une température appelée point initial de la distillation ;
- Nous relevons ensuite 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.



**Fig.V.2** : Appareil de distillation ASTM D86

### C. Chromatographie en phase gazeuse

#### ➤ Méthode d'essai

Le mélange de composés est introduit à l'aide d'une seringue de façon à ce qu'il entre dans la colonne sous forme vapeur. La phase mobile est un gaz chimiquement inerte, appelé gaz vecteur. Celui-ci entraîne avec lui le mélange de composés à travers la colonne qui contient une phase stationnaire. Les composés du mélange traversent la colonne à des vitesses différentes. Lorsqu'ils arrivent à la sortie de la colonne, Ils sont détectés par un détecteur qui transmet un signal électrique à un enregistreur. Les résultats apparaissent sur le chromatogramme sous forme de pics.



**Fig.V.3** : Chromatographe en phase gazeuse

## V.4 Appareils de mesure des propriétés physico-chimiques des bruts et ses fractions

### 1. Densimètre électrique

#### ➤ Appareillage

La mesure de la densité se fait à l'aide d'un appareil appelé densimètre électronique à tube en U, ce dernier est composé des éléments suivants :

- Un oscillateur mécanique en U ;
- Une cellule de mesure en verre ;
- Une pompe à air incorporée et une lampe ;
- Une seringue en plastique hypodermique de 2 cm<sup>3</sup> pour l'injection de l'échantillon.

#### ➤ Méthode d'essai

- Vérifier que le densimètre est prêt pour la mesure, pour cela il faut que la température soit stable (20°C) et que l'écran d'affichage donne une valeur de départ de 0.0012 ;
- Allumer l'éclairage de la cellule avant d'injecter l'échantillon et vérifier qu'il n'y a pas de bulle d'air dans la cellule ;
- Après examination de la cellule on coupe immédiatement l'éclairage pour ne pas affecter la température de mesure et on commence à injecter le produit (faible quantité) dans le tube à l'aide d'une seringue ;
- Lire la valeur de la densité obtenue sur l'écran d'affichage du densimètre puis nettoyer la cellule avec de l'essence après chaque essai.



**Fig.V.4** : Densimètre électrique à tube en U oscillant

## 2. Mesure de la Tension de Vapeur Reid (TVR)

### ➤ Appareillage

L'appareil de mesure de la TVR comprend :

- Une pompe Reid ;
- Un bain d'eau thermostatique avec une capacité de 40 litres ;
- Un dispositif d'agitation ;
- Un écran d'affichage.

### ➤ Méthode d'essai

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 liquéfié.

- Mettre le bain en marche et le laisser se stabiliser jusqu'à une température de 37.8°C au préalable ;
- On laisse refroidir la pompe de reid et l'échantillon à analyser dans un congélateur pour ne pas perdre les constituants légers continus dans la prise d'essai ;
- Une fois que le bain est stabilisé, introduire la prise d'essai dans l'appareil (pompe) ;
- Renverser ce dernier et le secouer vigoureusement, tourner dans sa position verticale en continuant de la secouer et placer dans le bain pendant une heure environ ;
- Continuer jusqu'à ce que l'équilibre de pression soit atteint, lire directement la valeur de la Tension de Vapeur Reid de l'échantillon sur le monomètre.



**Fig.V.5** : Appareil pour détermination de la Tension de vapeur

### 3. Mesure du point d'éclair

#### ➤ Appareillage

L'appareil se compose :

- D'un vase ;
- D'un couvercle muni d'une glissière ;
- D'un dispositif d'agitation ;
- D'un bain d'eau avec chauffage (vitesse de chauffe  $0.5^{\circ}\text{C}/\text{min}$ ) ;
- D'une bouteille de gaz butane.

#### ➤ Méthode d'essai

- Refroidir l'échantillon à  $15^{\circ}\text{C}$  ;
- Remplir le bain avec de l'eau jusqu'au trait de repère ;
- Régler la flamme de la veilleuse à environ 4mm de diamètre ;
- Remplir le vase avec l'échantillon jusqu'au repère indiqué sur la paroi interne du vase et placer le couvercle, glissière fermée sur le vase ;
- Placer le vase dans le bain de chauffage, le thermomètre dans le couvercle ;
- Appliquer la flamme en ouvrant la glissière du couvercle tous les  $1^{\circ}\text{C}$  jusqu'à l'apparition d'une flamme distincte à l'intérieur du vase, la température est alors notée par l'opérateur, celle-ci représente le point d'éclair.



**Fig.V.6** : Appareil de détermination de point d'éclair

### 4. Indice de réfraction

#### ➤ Méthode d'essai

Cette méthode d'essai couvre la mesure de l'indice de réfraction qui est le rapport de la vitesse de la lumière dans l'air à sa vitesse dans la substance. La détermination de l'indice de réfraction se fait à l'aide d'un appareil automatique (numérique) ou optique (manuel).

Dans notre cas on a utilisé la méthode automatique, pour cela il faut :

- Allumer l'appareil et attendre que la température se stabilise à 20°C à l'aide d'un thermostat ;
- Nettoyer bien le prisme avec un solvant très volatile (acétone) ;
- Placer une goutte de l'échantillon sur le prisme à l'aide d'une seringue et fermer le couvercle ;
- Lire directement la valeur sur l'écran d'affichage de l'appareil.



**Fig.V.7** : Appareil de détermination de l'indice de réfraction « Réfractomètre »

## 5. Mesure de la teneur en eau

### ➤ Teneur en eau et sédiment

### ➤ Méthode d'essai

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.

- Remplir le tube avec l'échantillon jusqu'à graduation 50 ;
- Compléter ensuite jusqu'à 100 avec du toluène ;
- Boucher les tubes d'une manière étanche ;
- Agiter vigoureusement jusqu'à ce leur contenu soit complètement mélangé puis allumer la centrifugeuse et placer le tube dedans puis on ferme le couvercle ;

- Programmer un temps de centrifugation égal à 10 min avec une vitesse de rotation de 2000 tours/min ;
- Une fois la durée est terminée, retirer le tube et lire la graduation correspondante au dépôt (eau+sédiments) ;
- Refaire la centrifugation jusqu'à ce que le niveau reste constant, placer ensuite le tube dans le bain d'eau de température 70°C pendant 30 min pour s'assurer qu'il s'agit bien de sédiments et non pas des paraffines.



**Fig.V.8 :** Appareil de détermination de la Teneur en eau et sédiments (BSW)

➤ **Teneur en eau par extraction**

➤ **Méthode d'essai**

- Mesurer la prise d'essai à la température ambiante dans une éprouvette graduée de 100ml et le transverse dans le ballon ;
- Rincer l'éprouvette avec 50ml de xylène puis avec 25ml de solvant pour éliminer le produit adhérent aux parois de l'éprouvette ;
- Agiter le contenu du ballon et assembler les éléments de l'appareil ;
- Faire circuler l'eau froide dans le réfrigérant ;
- Chauffer le ballon de distillation en réglant l'ébullition pour que le distillat condensé s'écoule à l'extrémité du réfrigérant à une vitesse de 2 à 5 gouttes par seconde ;
- Augmenter la vitesse de distillation (chauffage) si les gouttes d'eau restent dans le réfrigérant ;

- Arrêtez le chauffage et laissez le tube de recette et son contenu refroidir à température ambiante, et Lire la valeur d'eau rassemblée au fond du tube de recette.

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

## 6. Mesure de la teneur en soufre par rayon X

### ➤ Méthode d'essai

- Nettoyer l'intérieur d'une boîte jetable, l'emmanché fermement dans la partie interne de la boîte tout en poussant délicatement du papier rond à l'intérieur ;
- Tirer soigneusement sur les quatres coins de la boîte jetable de sorte que le cercle interne du carton carré ne dépasse pas la partie interne ;
- Verser l'échantillon liquide jusqu'à la marque indiqué ;
- Placer la boîte dans le chargeur en dirigeant la vitre vers le bas puis on commence la mesure ;
- Allumer l'appareil et le laisser se stabiliser ;
- L'appareil effectue 3 essais puis fait la moyenne.



Fig.V.9 : Appareil de détermination de la teneur en soufre par fluorescence rayon X

### 7. Mesure de la couleur ASTM

Le colorimètre UNION consiste à séparer une combinaison de verres qui donne la même couleur qu'une épaisseur standard du produit.

#### ➤ Méthode d'essai

- Remplir une éprouvette de la prise d'essai et la placer dans le compartiment central du colorimètre ;
- Placer l'éprouvette remplie d'eau distillé dans l'autre compartiment ;
- Comparer à travers l'oculaire de la prise d'essai avec celles des verres d'talon ;
- Quand la couleur d'un verre étalon devient identique à celle de l'échantillon, on note l'indice de verre ;
- Quand elles sont comprises entre celle de l'échantillon, prendre la valeur la plus foncée sous l'appellation  $L_{\text{valeur}}$ , dans ce cas l'indice de la couleur ASTM est légèrement plus petit que celui qui a été lu.

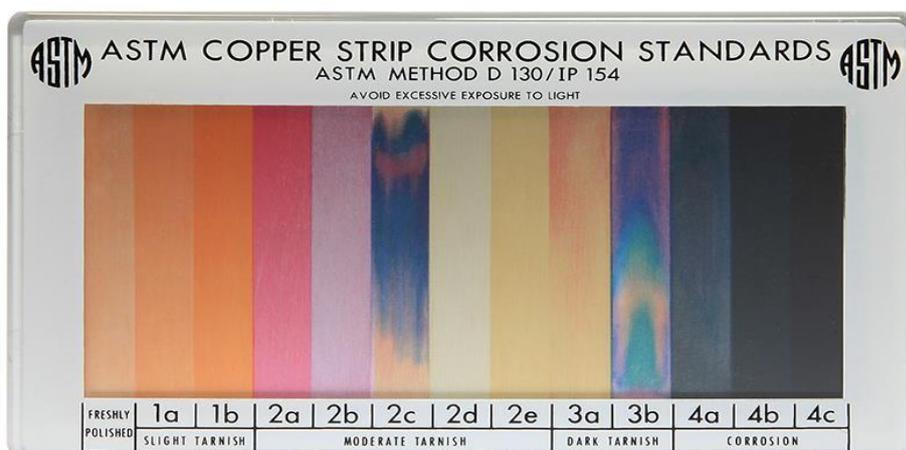
### 8. Mesure de la corrosion à la lame de cuivre

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

#### ➤ Méthode d'essai

- Eliminer toute les taches sur les faces et les côtés des lames en utilisant un papier abrasif ;
- Emerger la lame dans un solvant de nettoyage (acétone) et ne retirer qu'au moment de polissage final ;
- Extraire la lame du solvant de nettoyage ;
- Polir les extrémités avec la poudre de carborudum et du coton hydrophile mouillé de quelques gouttes d'acétone ;
- Essuyer avec du coton propre ;
- Fixer la lame dans le support de polissage puis polir toutes les faces pour obtenir une lame d'aspect uniforme ;
- Eliminer les poussières en frottant vigoureusement avec du coton propre ;
- Emerger la lame dans un tube à essai contenant le produit à analyser ;
- Plonger le tube dans un bain à 50°C pendant 3 heures ;
- A la fin du temps d'essai, retirer le tube du bain et l'émerger dans de l'eau froide ;

- Retirer la lame et comparer à ma tablette des étalons de corrosion.



**Fig.V.10** : Table de séries de couleurs de référence de la Corrosion à la lame de cuivre

## 9. Mesure du point de congélation, point d'écoulement et du point de trouble

### ➤ Mode opératoire

#### ✓ Point d'écoulement et de congélation

- Chauffer 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) ;
- Verser le produit à analyser dans le tube à essai jusqu'au trait jauge ;
- Renfermer le tube avec un bouchon muni d'un thermomètre maintenu verticalement et bien centré à la naissance capillaire du thermomètre ;
- Placer le tube à essai dans le bain réfrigérant (éthanol) de manière qu'elle dépasse au plus 25 mm le niveau de milieu réfrigérant, et on examine le tube à essai après abaissement de la température à 3 °C ;
- Commencer 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 alors placer le tube dans le compartiment de -17°C ;
- Si le liquide ne cesse pas de couler quand la température atteint -6°C placer 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 placer le dans le dernier compartiment de -51°C ;
- Dès que l'échantillon ne coule plus, lorsque le tube est incliné, maintenir le tube à essai dans la position horizontale pendant 5 secondes. Si la surface de

l'échantillon ne se déforme pas, et enfin noter la température qui est le point de congélation ;

- Le point d'écoulement s'obtient en ajoutant 3°C à cette température.

✓ **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 :

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



**Fig.V.11** : Appareil de détermination de point de congélation et point de trouble

## 10. Indice d'acidité

### ➤ Principe

La prise d'essai est dissoute dans un mélange de toluène, de Propan-2ol 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.

### ➤ Mode opératoire

#### ➤ Préparation du solvant de titrage :

- Mélanger 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
  - Faire bouillir à reflux 10 à 15 minutes en agitant fréquemment pour éviter la formation d'une croûte solide au fond du ballon ;
  - Ajouter 1g d'hydroxyde de Baryum et faire de nouveau bouillir pendant 10 min ;
  - Laisser refroidir à la température ambiante et laisser reposer pendant quelques heures ;
  - Filtrer 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 ;
  - Conserver la solution dans un flacon fumé à l'abri de la lumière, en évitant le contact du liège, caoutchouc, lubrifiant saponifiable pour robinets rodés ;
  - Etalonner 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 1 g de paraphtobenzeine par 100 ml de solution de titrage ;
  - Phénol phtaléine : dans une fiole conique, on verse 100 ml de propan-2ol, on ajoute 0,5ml de Phénolphtaléine ;
  - Ajouter 100 ml de solvant de titrage et 0.5 ml de la solution d'indicateur coloré Paraphtolbenzeine, la solution prend une teinte orangée ;
  - Mettre l'agitation en marche jusqu'à ce que la prise d'essai soit entièrement dissoute dans le solvant ;
  - Titrer le mélange par la solution KOH goutte à goutte ;
  - Arrêter le titrage lorsque la couleur de la solution vire vers le virage vert (la coloration orange passe à une coloration verte ou vert-brun), persiste durant 15 secondes ;
  - Noter le volume de KOH titré ;
  - Effectuer 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 :

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

**V0**: Volume en ml de KOH nécessaire pour titrer la solution à blanc ;

**V1** : Volume en ml de KOH nécessaire pour titrer la prise d'essai ;

**NKOH** : Normalité de la solution de KOH .



**Fig.V.12** : Appareil pour détermination de l'indice d'acidité

### **11. Pouvoir calorifique supérieur**

Le pouvoir calorifique est déterminé en brûlant une quantité d'échantillon connu dans une bombe calorimétrique contenant un excès d'oxygène sous pression et est calculé à partir de la variation de la température observée durant la combustion de l'échantillon.

#### ➤ **Appareillage**

- Bombe calorimétrique à oxygène de 300 ml ;
- Manomètre et détendeur avec un adaptateur pour la bombe ;
- Support pour la bombe ;
- Boîte de mise à feu ;
- Bain d'eau ;
- Gaz : oxygène ;
- Réservoir ovale d'une capacité de 2 litres ;
- Thermocouple ou thermomètre pouvant lire des variations de températures de 0,02 °C.

#### ➤ **Méthode d'essai**

- Installer la tête de la bombe comprenant l'électrode à anneau sur son support et placer un fil d'allumage d'environ 10 cm entre les deux électrodes de la bombe ;
- Verser 1,0 ml de la solution de NaOH 5 N (cf. 6.5) pour capter les vapeurs dans la base de la bombe ;

- Peser une quantité d'échantillon (environ 0.5 g) ;
- Déposer l'échantillon sur l'électrode à anneau et placer le fil d'allumage de façon à ce qu'une longueur d'au moins 2 mm trempe dans l'échantillon. Le fil d'allumage ne doit pas toucher le liquide. Insérer immédiatement la tête de la bombe sur la base et fermer à l'aide de l'anneau en vissant à la main fermement, mais sans forcer. Manipuler la bombe avec soin pour éviter que l'échantillon ne s'échappe ;
- Installer la bombe dans l'étai et admettre 30 atm d'oxygène ;
- Verser 1,8 litre d'eau dans le réservoir du calorimètre en utilisant un cylindre gradué ;
- À l'aide des pinces, introduire la bombe dans le réservoir du calorimètre. L'eau doit couvrir le dessus de la bombe en excès d'au moins 1 cm ;
- Fixer les fils de la boîte de mise à feu sur la tête de la bombe. Après 10 secondes, vérifier l'étanchéité de la bombe en s'assurant qu'aucune bulle d'air ne s'échappe de la bombe ;
- Installer le couvercle du calorimètre, le thermocouple et la courroie d'entraînement de l'agitateur ;
- Attendre que la température de l'eau soit stable puis noter la température initiale ( $T^{\circ i}$ ) à  $\pm 0,02$  °C ;
- Après la mise à feu, la température augmente et atteint un maximum après environ 10 minutes ;
- Noter la température finale ( $T^{\circ f}$ ) à  $\pm 0,02$  °C ;
- Retirer la courroie et le couvercle du calorimètre et détacher les fils de la boîte de mise à feu. Retirer la bombe du réservoir du calorimètre et la porter sous la hotte. Dévisser la valve de sortie d'air de façon que les gaz s'évacuent en plus d'une minute ;
- Nettoyer la bombe avec du savon et rincer avec de l'eau entre deux échantillons ;
- Changer l'eau du réservoir du calorimètre entre chaque échantillon ;
- La bombe doit être inspectée visuellement à chaque utilisation afin de vérifier l'usure des pièces. Si une pièce est usée, elle doit être remplacée avant de réutiliser la bombe.



**Fig.V.13** : Calorimètre électronique

## 12. Mesure du point d'aniline

### ➤ Appareillage

- Thermomètre ;
- Agitateur ;
- Moteur électriques ;
- Couvercle en bakélite ;
- Tube ;
- Bain de glycérine ;
- Plaque chauffante ;
- Echantillon.

### ➤ Méthode d'essai

Dans un bain chauffé à vitesse constante entre 1 à 2 °C/mn, une miscibilité complète est obtenue et la vitesse de l'agitateur de l'enceinte d'essai, contenant 10ml d'aniline et 10ml de l'échantillon fourni, est ajustée de sorte qu'il y ait une circulation continue du mélange liquide. Tout en poursuivant l'agitation, la température est prélevée dès l'apparition d'un trouble net durant le processus de refroidissement du mélange. La répétition des essais précédents, permet de calculer la moyenne des températures prélevées qui est le point d'aniline. La précision est de 0.2°C.

### 13. Mesure de la viscosité

#### ➤ Méthode d'essai

Pour le pétrole brut on utilise en bain en eau car la température ne dépasse pas 50°C.

- Mettre le bain thermostat en marche et laisser et le laisser se stabiliser jusqu'à la température de mesure ;
- Charger le viscosimètre avec le liquide jusqu'au trait de remplissage et boucher l'une des ouvertures du viscosimètre ;
- Une fois le bain stabilisé introduire le viscosimètre dans le bain puis le laisser atteindre l'équilibre de température ;
- Une fois l'équilibre atteint enlever le bouchon et laisser le liquide descendre jusqu'au premier trait de repaire ;
- Quand le liquide atteint ce trait, enclencher le chronomètre pour enregistrer le temps d'écoulement du liquide à travers le premier bulbe ;
- Arrêter le premier chronomètre et démarrer le deuxième simultanément, une fois que le liquide arrive au second bulbe mesurer le temps mit 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 ;
- Calculer la viscosité par la relation suivante :

$$V = (K1 \times T1 + K2 \times T2)/2$$

**K1 et K2** : constantes de bulbe 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.



**Fig.V.14** : Appareil de détermination de la viscosité



---

# CHAPITRE IV

---

PATRIE EXPERIMENTALE  
« APPLICATIONS AUX PETROLES  
BRUTS ALGERIENS »





## VI.1 Introduction

Ce chapitre consiste à faire une étude intégrale de 3 pétroles bruts algériens. Nous allons effectuer une série d'analyses déjà définies auparavant, dont celles appliquées aux bruts et aux fractions pétrolières afin de déterminer leurs caractéristiques physico-chimiques, tout en obéissant aux normes ASTM.

## VI.2 Etudes des pétroles bruts

### VI.2.1 Caractéristiques physico-chimiques des pétroles bruts

Les principales caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut ont été mesurées par des expériences au laboratoire à une température ambiante et à une pression atmosphérique.

Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau suivant :

**Tableau.VI.1** : Caractéristiques physico-chimiques des 3 bruts

Caractéristiques	Pétrole 1	Pétrole 2	Pétrole 3
Densité à 15°C ( $d_4^{15}$ )	0.7880	0.7962	0.8257
°API	47.9	46.0	39.7
Viscosité cinématique en cSt à			
20.0°C / 68°F	2.64	2.70	6.68
37.8°C / 100°F	1.83	1.95	4.01
Tension de vapeur reid TVR (Kg/Cm <sup>2</sup> )	0.668	0.86	0.37
Teneur en eau par extraction (%vol)	Nulle	0.2	-
Teneur en eau et sédiment (BSW, %vol)	Nulle	0.1	-
Teneur en soufre (%pds)	0.0227	0.0421	0.1047
Point d'éclair, vase fermé (°C)	<-5	<15	<10
Point d'écoulement (°C)	<-39	<-42	<-33
Indice d'acidité (mgKOH/g)	0.037	0.061	0.18
Teneur en azote (%pds)	0.03417	0.0358	377 ppm
Facteur de caractérisation $K_{uop}$	12.25	12.20	12.20
Poids moléculaire (g/mole)	182	185	235
Pouvoir calorifique supérieur (PCs) en Kcal/Kg	11186	11130	11020
Teneur en résidu Conradson (%pds)	0.433	-	1.65

➤ **Commentaires**

D'après l'analyse des propriétés physico chimiques des trois bruts Algérien nous pouvons dire qu'ils se classent comme suit :

- Les pétroles 1 et 2 sont des légers d'après leurs masses volumiques qui est de 0.788 ( $^{\circ}\text{API}=47.9$ ) et 0.7962 ( $^{\circ}\text{API}=46$ ), elles sont inférieures à 0.825, tandis que le pétrole 3 est un brut moyen avec une masse volumique de 0.8257 ;
- Les valeurs des tensions de vapeurs REID (0.668 Kg/Cm<sup>2</sup> et 0.86 Kg/Cm<sup>2</sup> pour le pétrole 1 et 2 respectivement) dénote la présence d'hydrocarbures légers et indique une bonne stabilisation du pétrole tandis que pour le pétrole 3 (0.37 Kg/Cm<sup>2</sup>) la teneur en hydrocarbure léger est faible ;
- Ce classement (pétrole 1 et 2 légers et pétrole 3 moyen) se confirme par leurs poids moléculaires ;
- Les pétroles brut 1, 2 et 3 se classent aussi dans la catégorie de la famille des hydrocarbures mixte à tendance paraffinique selon leurs Kuop (12.25 pétrole brut 1 et 12.20 pour les pétrole brut 2 et 3) ;
- Du point de vue fluidité, les pétroles brut 1 et 2 présentent une faible valeur de viscosité et des point d'écoulement bas par rapport au pétrole brut N°3, ce qui favorise le transport et la pompabilité de ces derniers ;
- Ils présentent aussi un pouvoir calorifique assez important (>11000 Kcal/Kg) ce qui indique que l'énergie thermique dégagée lors de sa combustion est appréciable ;
- Il s'agit aussi de Pétroles bruts caractérisés par une très faible teneur en eau et sédiment 0.1 % vol pour le pétrole 2 et une absence totale de celle-ci dans le brut 1 et 3 ;
- Les pétroles brut 1, 2 et 3 se classe technologiquement dans la catégorie des TBTS (très basse teneur en soufre), selon la teneur en soufre qui est inférieure à 0.5 % Pds, ce qui évitera aux raffineurs les opérations de séparation dans le but de minimiser tout risque de corrosion des installations dans les raffineries et le problème de bouchage dans les canalisations lors du transport.

### VI.2.2 Distillation TBP du brut (True Boiling Point)

La distillation TBP des trois bruts a été effectuée sous des conditions opératoires avec l'équipement présenté dans le chapitre précédent, ainsi que le tableau des températures relevées lors du passage sous vide des fractions.

Cette opération commence par un dégazage pour récupérer les C<sub>5</sub> à des températures inférieures à 18.4°C, 16.2°C, 28°C pour le brut 1, brut 2, brut 3 successivement. Nous récupérons par la suite le distillat à des intervalles de température de 5°C pour chaque fraction jusqu'à 220°C puis un pas de 10°C jusqu'à 380°C .A la fin de cet essai nous déterminerons le %volume, le %poids, la densité ( $d_4^{15}$ ), l'indice de réfraction ( $n_d^{20}$ ) et le facteur Kuop.

Les résultats obtenus sont rassemblés dans les tableaux suivants :

**Tableau.VI.2 :** Résultats d'analyses de la distillation TBP du pétrole 1

<b>fraction</b>	<b>T(°C) à 760mmHg</b>	<b>% pds</b>	<b>%pds cumulé</b>	<b>Densité <math>d_4^{15}</math></b>	<b>%Vol</b>	<b>%vol cumulé</b>	<b><math>n_d^{20}</math></b>	<b>Kuop</b>
<b>Légers</b>	18.4	4.59	4.59	0.5742	6.22	6.22	-	-
<b>01</b>	18.4-65	4.07	8.66	0.6504	4.88	11.10	1.3722	12.71
<b>02</b>	65-70	0.56	9.22	0.6763	0.64	11.74	1.3855	12.55
<b>03</b>	70-75	0.91	10.13	0.6811	1.05	12.79	1.3865	12.52
<b>04</b>	75-80	1.77	11.90	0.6868	2.02	14.81	1.3898	12.48
<b>05</b>	80-85	1.88	13.78	0.6977	2.11	16.92	1.3944	12.34
<b>06</b>	85-90	2.14	15.92	0.7082	2.36	19.28	1.4000	12.21
<b>07</b>	90-95	1.55	17.47	0.7163	1.69	20.97	1.4037	12.13
<b>08</b>	95-100	1.00	18.47	0.7205	1.08	22.05	1.4058	12.12
<b>09</b>	100-105	2.15	20.62	0.7241	2.32	24.37	1.4111	12.11
<b>10</b>	105-110	0.31	20.93	0.7321	0.33	24.70	1.4119	12.03
<b>11</b>	110-115	0.70	21.63	0.7323	0.74	25.44	1.4120	12.08
<b>12</b>	115-120	1.60	23.23	0.7377	1.69	27.13	1.4152	12.04
<b>13</b>	120-125	1.61	24.84	0.7455	1.69	28.82	1.4204	11.97
<b>14</b>	125-130	1.61	26.45	0.7491	1.68	30.50	1.4219	11.96
<b>15</b>	130-135	1.77	28.22	0.7514	1.84	32.34	1.4234	11.97
<b>16</b>	135-140	1.55	29.77	0.7546	1.61	33.95	1.4246	11.97
<b>17</b>	140-145	1.26	31.03	0.7591	1.30	35.25	1.4276	11.95
<b>18</b>	145-150	1.46	32.49	0.7650	1.48	36.73	1.4312	11.90
<b>19</b>	150-155	1.19	33.68	0.7701	1.22	37.95	1.4342	11.87
<b>20</b>	155-160	1.35	35.03	0.7733	1.37	39.32	1.4358	11.87
<b>21</b>	160-165	1.50	36.53	0.7749	1.52	40.84	1.4370	11.89
<b>22</b>	165-170	1.41	37.94	0.7777	1.42	42.26	1.4385	11.89
<b>23</b>	170-175	1.26	39.20	0.7807	1.27	43.53	1.4400	11.89
<b>24</b>	175-180	1.14	40.34	0.7829	1.15	44.68	1.4409	11.90

<b>25</b>	180-185	1.95	42.29	0.7858	1.95	46.63	1.4422	11.90
<b>26</b>	185-195	0.76	43.05	0.7865	0.76	47.39	1.4425	11.96
<b>27</b>	195-200	0.87	43.92	0.7902	0.86	48.25	1.4440	11.96
<b>28</b>	200-205	1.11	45.03	0.7924	1.10	49.35	1.4450	11.97
<b>29</b>	205-210	1.28	46.31	0.7928	1.27	50.62	1.4452	12.01
<b>30</b>	210-215	1.21	47.52	0.7955	1.20	51.82	1.4463	12.01
<b>31</b>	215-220	0.92	48.44	0.8001	0.91	52.73	1.4485	11.98
<b>32</b>	220-230	1.66	50.10	0.8115	1.61	54.34	1.4545	11.87
<b>33</b>	230-240	2.10	52.20	0.8118	2.04	56.38	1.4548	11.95
<b>34</b>	240-250	2.39	54.59	0.8175	2.30	59.68	1.4578	11.94
<b>35</b>	250-260	2.01	56.60	0.8208	1.93	60.61	1.4607	11.97
<b>36</b>	260-270	1.93	58.53	0.8238	1.84	62.45	1.4625	12.00
<b>37</b>	270-280	1.55	60.03	0.8284	1.48	63.83	1.4647	12.01
<b>38</b>	280-290	1.80	61.88	0.8286	1.71	65.64	1.4648	12.08
<b>39</b>	290-300	1.85	63.73	0.8300	1.76	67.40	1.4653	12.13
<b>40</b>	300-310	1.71	65.44	0.8320	1.62	69.02	1.4660	12.17
<b>41</b>	310-320	1.86	67.30	0.8369	1.75	70.77	1.4680	12.17
<b>42</b>	320-330	1.00	68.30	0.8474	0.93	71.70	1.4747	12.08
<b>43</b>	330-340	1.35	69.65	0.8484	1.25	72.95	1.4757	12.14
<b>44</b>	340-350	1.69	71.34	0.8509	1.57	74.52	1.4770	12.17
<b>45</b>	350-360	1.45	72.79	0.8537	1.34	75.86	1.4783	12.19
<b>46</b>	360-370	1.42	74.21	0.8549	1.31	77.17	1.4790	12.24
<b>47</b>	370-375	0.72	74.93	0.8561	0.66	77.83	1.4793	12.27
<b>48</b>	375-380	0.73	75.66	0.8567	0.67	78.50	1.4800	12.29
<b>49</b>	380-530	17.38	83.04	0.8809	15.97	94.47	1.4884	12.25
<b>Résidu</b>	530+	6.96	100	0.9179	5.53	100.0	-	12.25

On traduit les résultats de la distillation TBP du brut 1 par la courbe suivante représentant la variation des températures d'ébullitions en fonction des %poids et %volume cumulés.

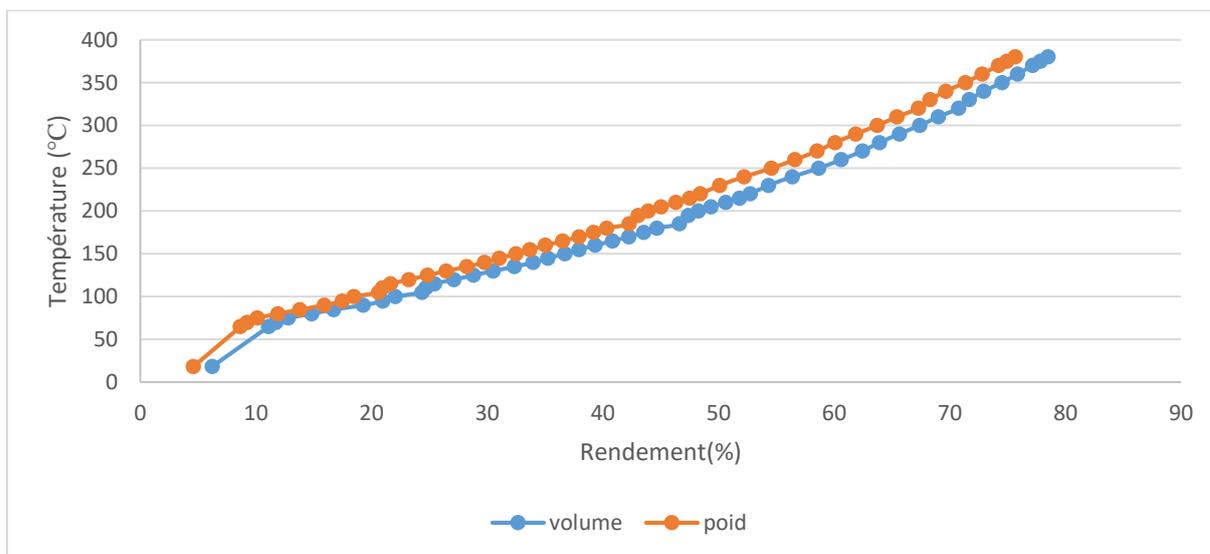


Fig.VI.1 : Courbe de distillation TBP pour brut 1

➤ **Commentaires**

Au début de la distillation TBP les gaz non condensables obtenus à une température inférieure à 18.4°C qui représentent 6.22% en volume sont recueillis dans un DEWAR pour les analyser par chromatographie en phase gazeuse, cette valeur nous indique que ce pétrole contient une quantité considérable des gaz dissous dans le pétrole.

Nous avons récupéré 50 fractions au total plus le résidu, le point initial de la distillation qui est de 18.4°C correspond à la température d'ébullition du constituant le plus volatil.

A la pression atmosphérique le taux de distillat récupéré est de 52.73% réparti en 31 fractions c'est ce qui montre encore une fois que le brut est riche en produits légers.

Le premier vide créé (40 mmHg) a mené à l'obtention de 10 fractions dont le pourcentage volumique est de 18.04% qui représente les fractions moyennes.

Quant au deuxième vide (10 mmHg), on a récupéré 7 fractions dont le pourcentage volumique 7.73% correspondant aux fractions lourdes.

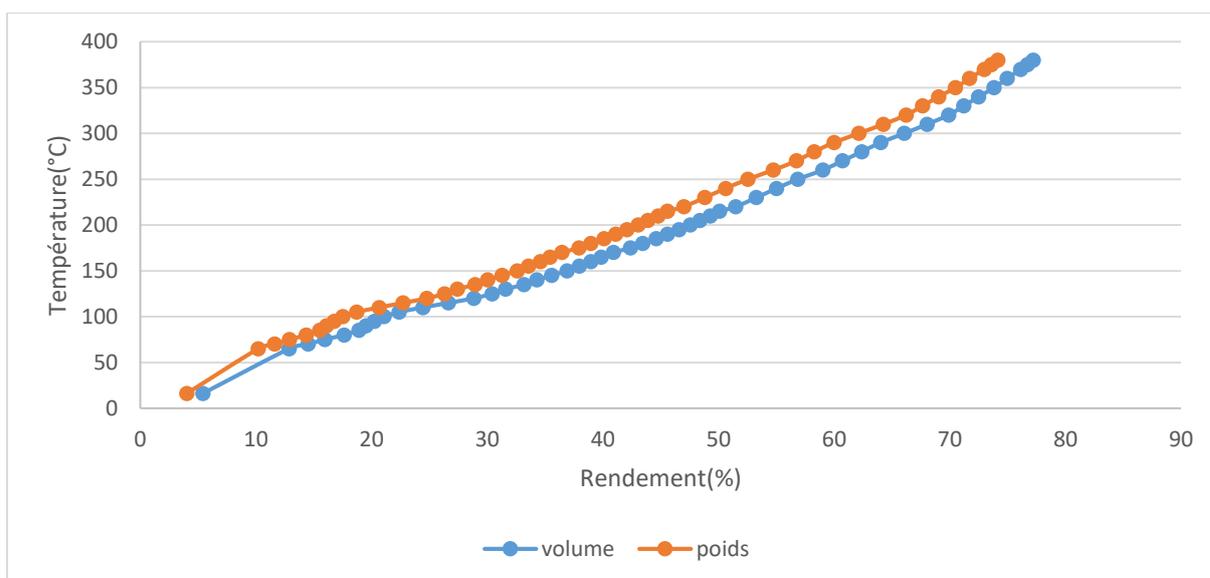
A la fin de la distillation TBP on a récupéré 78.50% en volume de la charge total et un résidu sous vide de 21.05% qui sera distillé à nouveau dans une colonne de distillation sous vide poussée de 5 mmHg.

**Tableau.VI.3** : Résultats d'analyses de la distillation TBP du pétrole 2

<b>fraction</b>	<b>T(°C) à 760mmHg</b>	<b>% pds</b>	<b>%pds cumulé</b>	<b>Densité <math>d_4^{15}</math></b>	<b>% Vol</b>	<b>%vol cumulé</b>	<b><math>n_d^{20}</math></b>	<b><math>K_{uop}</math></b>
<b>Légers</b>	16.2	4.02	4.02	0.5884	5.41	5.41	-	-
<b>01</b>	16.2-65	6.19	10.21	0.6468	7.47	12.88	1.3698	12.77
<b>02</b>	65-70	1.41	11.62	0.6742	1.63	14.51	1.3828	12.59
<b>03</b>	70-75	1.27	12.89	0.6849	1.45	15.96	1.3886	12.45
<b>04</b>	75-80	1.47	14.36	0.6919	1.66	17.62	1.3918	12.39
<b>05</b>	80-85	1.17	15.53	0.7046	1.30	18.92	1.3974	12.22
<b>06</b>	85-90	0.56	16.09	0.7138	0.61	19.53	1.4012	12.12
<b>07</b>	90-95	0.67	16.76	0.7185	0.73	20.26	1.4051	12.09
<b>08</b>	95-100	0.75	17.51	0.7229	0.81	21.07	1.4064	12.08
<b>09</b>	100-105	1.22	18.73	0.7264	0.31	22.38	1.4085	12.07
<b>10</b>	105-110	1.93	20.66	0.7293	2.07	24.45	1.4098	12.08
<b>11</b>	110-115	2.06	22.72	0.7325	2.20	26.65	1.4118	12.08
<b>12</b>	115-120	2.07	24.79	0.7385	2.19	28.84	1.4152	12.03
<b>13</b>	120-125	1.51	26.30	0.7448	1.58	30.42	1.4198	11.98
<b>14</b>	125-130	1.12	27.42	0.7493	1.17	31.59	1.4222	11.96
<b>15</b>	130-135	1.54	28.96	0.7529	1.60	33.19	1.4241	11.95
<b>16</b>	135-140	1.09	30.05	0.7563	1.12	34.31	1.4263	11.94
<b>17</b>	140-145	1.24	31.29	0.7599	1.27	35.58	1.4275	11.94

<b>18</b>	145-150	1.31	32.60	0.7627	1.34	36.72	1.4295	11.94
<b>19</b>	150-155	0.97	33.57	0.7682	1.01	37.93	1.4325	11.90
<b>20</b>	155-160	1.02	34.59	0.7721	1.05	38.98	1.4351	11.89
<b>21</b>	160-165	0.84	35.43	0.7754	0.87	39.85	1.4368	11.88
<b>22</b>	165-170	1.05	36.48	0.7791	1.07	40.92	1.4382	11.87
<b>23</b>	170-175	1.45	37.93	0.7807	1.47	42.39	1.4403	11.89
<b>24</b>	175-180	1.05	38.98	0.7831	1.07	43.46	1.4412	11.90
<b>25</b>	180-185	1.13	40.11	0.7852	1.15	44.61	1.4422	11.91
<b>26</b>	185-190	0.99	41.10	0.7876	0.99	45.60	1.4435	11.92
<b>27</b>	190-195	0.99	42.09	0.7902	1.00	46.60	1.4446	11.92
<b>28</b>	195-200	0.96	43.05	0.7936	0.96	47.56	1.4457	11.91
<b>29</b>	200-205	0.84	43.89	0.7953	0.84	48.40	1.4466	11.93
<b>30</b>	205-110	0.89	44.78	0.7965	0.89	49.29	1.4478	11.95
<b>31</b>	210-215	0.82	45.60	0.7987	0.82	50.11	1.4483	11.96
<b>32</b>	215-220	1.40	47.00	0.8017	0.38	51.49	1.4498	11.96
<b>33</b>	220-230	1.83	48.83	0.8140	1.79	53.28	1.4558	11.83
<b>34</b>	230-240	1.79	50.62	0.8174	1.75	55.03	1.4573	11.86
<b>35</b>	240-250	1.93	52.55	0.8218	1.87	56.90	1.4616	11.88
<b>36</b>	250-260	2.20	54.75	0.8267	2.12	59.02	1.4647	11.88
<b>37</b>	260-270	1.99	56.74	0.8312	1.90	60.92	1.4674	11.89
<b>38</b>	270-280	1.54	58.28	0.8345	1.47	62.39	1.4689	11.92
<b>39</b>	280-290	1.72	60.00	0.8355	1.64	64.03	1.4697	11.98
<b>40</b>	290-300	2.15	62.15	0.8373	2.04	66.07	1.4705	12.02
<b>41</b>	300-310	2.10	64.25	0.8471	1.97	68.04	1.4745	11.95
<b>42</b>	310-320	1.99	66.24	0.8516	1.86	69.90	1.4773	11.96
<b>43</b>	320-330	1.41	67.65	0.8550	1.31	71.21	1.4796	11.98
<b>44</b>	330-340	1.39	69.04	0.8587	1.29	72.50	1.4813	11.99
<b>45</b>	340-350	1.46	70.50	0.8614	1.34	73.84	1.4832	12.02
<b>46</b>	350-360	1.22	71.72	0.8635	1.13	74.97	1.4839	12.05
<b>47</b>	360-370	1.28	73.00	0.8650	1.18	76.15	1.4844	12.10
<b>48</b>	370-375	0.62	73.62	0.8673	0.57	76.72	1.4856	12.11
<b>49</b>	375-380	0.54	74.16	0.8685	0.49	77.21	1.4863	12.12
<b>50</b>	380-530	16.03	90.19	0.8934	14.46	91.97	1.4978	12.24
<b>Résidu</b>	530+	9.91	100.00	0.9378	8.33	100.00	-	-

On traduit les résultats de la distillation TBP du brut 2 par la courbe suivante représentant la variation des températures d'ébullitions en fonction des %poids et %volume cumulés.



**Fig.VI.2** : Courbe de distillation TBP pour brut 2

➤ **Commentaires**

Au début de la distillation TBP les gaz non condensables obtenus à une température inférieure à 16.2°C représentent 5.41% en volume sont recueillis dans un DEWAR pour les analyser par chromatographie en phase gazeuse, cette valeur nous indique que ce pétrole contient une quantité considérable des gaz dissous dans le pétrole.

Nous avons récupéré 50 fractions au total plus le résidu, le point initial de la distillation qui est de 16.2°C correspond à la température d'ébullition du constituant le plus volatil.

A la pression atmosphérique le taux de distillat récupéré est de 51.49% réparti en 32 fractions c'est ce qui montre encore une fois que le brut est riche en produits légers.

Le premier vide créé (40 mmHg) a mené à l'obtention de 10 fractions dont le pourcentage volumique est de 18.41% qui représente les fractions moyennes.

Quant au deuxième vide (10 mmHg), on a récupéré 7 fractions dont le pourcentage volumique 7.31% correspond aux fractions lourdes.

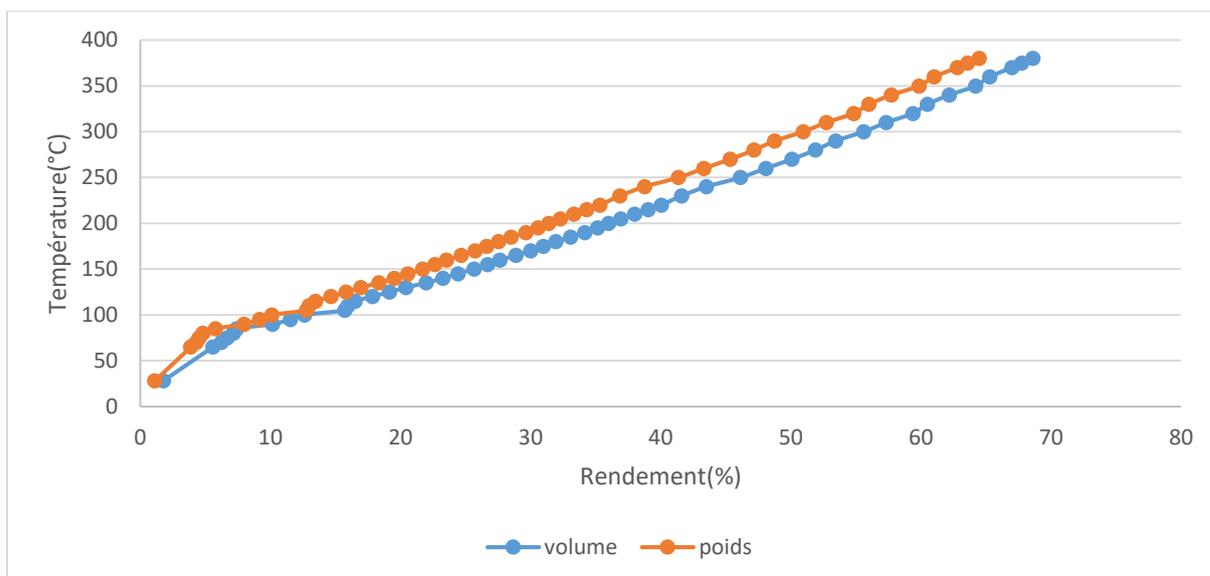
A la fin de la distillation TBP on a récupéré 77.21% en volume de la charge total et un résidu sous vide de 22.79% qui sera distillé à nouveau dans une colonne de distillation sous vide poussée de 5 mmHg.

**Tableau.VI.4** : Résultats d'analyses de la distillation TBP du pétrole 3

<b>fraction</b>	<b>T(°C) à 760mmHg</b>	<b>% pds</b>	<b>%pds cumulé</b>	<b>Densité <math>d_4^{15}</math></b>	<b>%Vol</b>	<b>%vol cumulé</b>	<b><math>n_d^{20}</math></b>	<b><math>K_{uop}</math></b>
<b>Légers</b>	28	1.11	1.11	0.6063	1.77	1.77	-	-
<b>01</b>	28-65	2.77	3.88	0.6489	3.79	5.56	1.3724	12.80
<b>02</b>	65-70	0.42	4.30	0.6745	0.67	6.23	1.3838	12.58
<b>03</b>	70-75	0.23	4.53	0.6825	0.44	6.67	1.3878	12.50
<b>04</b>	75-80	0.28	4.81	0.6873	0.49	7.16	1.3899	12.47
<b>05</b>	80-85	0.97	5.78	0.6918	0.25	7.41	1.3918	12.45
<b>06</b>	85-90	2.21	7.99	0.6980	2.76	10.17	1.3950	12.40
<b>07</b>	90-95	1.18	9.17	0.7059	1.37	11.54	1.3980	12.31
<b>08</b>	95-100	0.93	10.10	0.7105	1.08	12.62	1.4000	12.28
<b>09</b>	100-105	2.67	12.77	0.7150	3.10	15.72	1.4051	12.35
<b>10</b>	105-110	0.22	12.99	0.7268	0.25	15.97	1.4080	12.08
<b>11</b>	110-115	0.48	13.47	0.7284	0.54	16.51	1.4095	12.14
<b>12</b>	115-120	1.18	14.65	0.7308	1.33	17.84	1.4109	12.15
<b>13</b>	120-125	1.18	15.83	0.7352	1.32	19.16	1.1421	12.13
<b>14</b>	125-130	1.13	16.96	0.7380	1.27	20.43	1.4141	12.14
<b>15</b>	130-135	1.38	18.34	0.7409	1.54	21.97	1.4152	12.14
<b>16</b>	135-140	1.18	19.52	0.7443	1.30	23.27	1.4172	12.13
<b>17</b>	140-145	1.05	20.57	0.7491	1.15	24.42	1.4200	12.11
<b>18</b>	145-150	1.13	21.70	0.7530	1.24	25.66	1.4218	12.09
<b>19</b>	150-155	0.95	22.65	0.7544	1.04	26.70	1.4248	12.12
<b>20</b>	155-160	0.88	23.53	0.7607	0.95	27.65	1.4265	12.06
<b>21</b>	160-165	1.14	24.67	0.7640	1.23	28.88	1.4282	12.05
<b>22</b>	165-170	1.06	25.73	0.7684	1.14	30.02	1.4313	12.03
<b>23</b>	170-175	0.90	26.63	0.7734	0.96	30.98	1.4339	12.00
<b>24</b>	175-180	0.91	27.54	0.7774	0.97	31.95	1.4370	11.98
<b>25</b>	180-185	1.07	28.61	0.7803	1.13	33.08	1.4378	11.98
<b>26</b>	185-190	1.03	29.64	0.7847	1.09	34.17	1.4402	11.96
<b>27</b>	190-195	0.94	30.58	0.7896	0.99	35.16	1.4430	11.92
<b>28</b>	195-200	0.81	31.39	0.7933	0.84	36.00	1.4448	11.91
<b>29</b>	200-205	0.91	32.30	0.7947	0.94	36.94	1.4452	11.93
<b>30</b>	205-110	1.03	33.33	0.7965	1.07	38.01	1.4462	11.95
<b>31</b>	210-215	1.00	34.33	0.7999	1.03	39.04	1.4479	11.94
<b>32</b>	215-220	1.00	35.33	0.8034	1.02	40.06	1.4497	11.93
<b>33</b>	220-230	1.53	36.86	0.8142	1.55	41.61	1.4550	11.83
<b>34</b>	230-240	1.90	38.76	0.8160	1.92	43.53	1.4562	11.88
<b>35</b>	240-250	2.61	41.37	0.8217	2.62	56.15	1.4602	11.88
<b>36</b>	250-260	1.95	43.32	0.8274	1.95	48.10	1.4639	11.87
<b>37</b>	260-270	2.02	45.34	0.8324	2.00	50.10	1.4670	11.86
<b>38</b>	270-280	1.84	47.18	0.8403	1.80	51.90	1.4712	11.83
<b>39</b>	280-290	1.59	48.77	0.8410	1.57	53.47	1.4720	11.93

<b>40</b>	290-300	2.18	50.95	0.8415	2.14	55.61	1.4725	11.97
<b>41</b>	300-310	1.78	52.73	0.8435	1.74	57.35	1.4729	12.00
<b>42</b>	310-320	2.11	54.84	0.8483	2.05	59.40	1.4749	12.02
<b>43</b>	320-330	1.16	56.00	0.8586	1.11	60.51	1.4800	11.92
<b>44</b>	330-340	1.73	57.73	0.8606	1.67	62.18	1.4805	11.99
<b>45</b>	340-350	2.13	59.86	0.8660	2.03	64.21	1.4808	11.95
<b>46</b>	350-360	1.16	61.02	0.8675	1.10	65.31	1.4850	12.01
<b>47</b>	360-370	1.79	62.81	0.8702	1.70	67.01	1.4855	12.02
<b>48</b>	370-375	0.79	63.60	0.8714	0.75	67.76	1.4872	12.05
<b>49</b>	375-380	0.90	64.50	0.8719	0.85	68.61	1.4888	12.08
<b>50</b>	380-530	21.99	86.49	0.9030	20.89	89.50	1.5030	12.10
<b>Résidu</b>	530+	13.51	100.00	0.9618	10.54	100.00	-	-

Les résultats de la distillation TBP du brut 3 sont traduit par la courbe suivante représentant la variation des températures d'ébullitions en fonction des %poids et %volume cumulés.



**Fig.VI.3** : Courbe de distillation TBP pour brut 3

#### ➤ Commentaires

En premier lieu les gaz non condensables obtenus à une température inférieure à 20°C qui représentent 1.77% en volume sont recueillis dans un DEWAR pour les analyser par chromatographie en phase gazeuse, cette valeur nous indique que ce pétrole contient une faible quantité des gaz dissous dans le pétrole.

50 fractions au total plus le résidu sont récupérés en fin de distillation, le point initial de la distillation qui est de 20°C correspond à la température d'ébullition du constituant le plus volatil.

Le taux de distillat récupéré à la pression atmosphérique est de 40.06% réparti en 32 fractions c'est ce qui montre encore une fois que le brut est moyennement léger et contient moins de fractions légères par rapport aux 2 premier bruts.

Le premier vide créé (40 mmHg) a mené à l'obtention de 10 fractions dont le pourcentage volumique est de 19.34% qui représente les fractions moyennes.

Le deuxième vide (10 mmHg) nous a permis d'avoir 7 fractions dont le pourcentage volumique est de 9.21% correspond aux fractions lourdes.

A la fin de la distillation TBP on a récupéré 68.61% en volume de la charge total et un résidu sous vide de 31.39% qui est proche du taux des fraction légères, cette valeur est notable par rapport aux 2 bruts précédents. Le résidu sous vide sera distillé à nouveau dans une colonne de distillation sous un vide poussé de 5 mmHg.

## **VI.3 Etude des coupes pétrolières**

### **VI.3.1 bilan de valorisation des coupes pétrolières**

#### **A. Analyses des coupes étroites**

On procède à une série d'analyse sur les coupes étroites issues de la distillation TBP dont la température d'ébullition est supérieure à 250°C par mesure de différentes caractéristiques physico-chimique telle que le Point découlements et de congélation, teneur en soufre (%pds), facteur  $K_{uop}$  et la viscosité cinématique, celle-ci a été effectuée à 20°C et 37.8°C sur les coupes gasoil léger (250– 320°C) et à 50°C, 70°C, 98.9°C sur les coupes gasoil lourd (320-380°C). Pour certaine coupe l'analyse a été impossible vu la quantité insuffisante de l'échantillon celles-ci sont marqués par une (\*).

Les résultats obtenus sont rassemblés dans les tableau qui suivent :

**Tableau.VI.5** : Résultats d'analyses sur les coupes étroites du brut 1

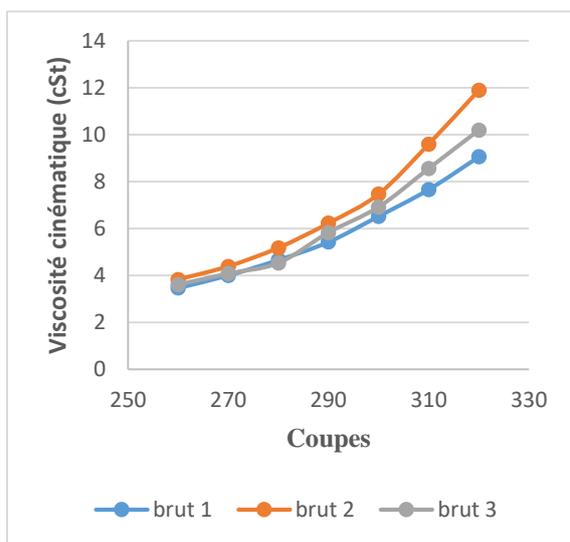
Fraction N°	T (°C) à 760mmHg	P. congélation	P. écoulement	Soufre (%pds)	Viscosité cinématique					Kuop
					20°C	37.8°C	50°C	70°C	98.9°C	
35	250-260	-27	-24	0.0046	3.458	2.371	-	-	-	11.97
36	260-270	-21	-18	0.0049	3.995	2.678	-	-	-	12.00
37	270-280	-18	-15	0.0059	4.655	3.045	-	-	-	12.01
38	280-290	-12	-09	0.0073	5.421	3.463	-	-	-	12.08
39	290-300	-09	-06	0.0087	6.518	4.043	-	-	-	12.13
40	300-310	-06	-03	0.0142	7.659	4.620	-	-	-	12.17
41	310-320	-03	00	0.0242	9.055	5.327	-	-	-	12.17
42	320-330	+03	+06	0.0424	-	-	4.365	3.018	1.834	12.08
43	330-340	*	*	0.0480	-	-	4.937	3.219	1.997	12.14
44	340-350	+06	+09	0.0545	-	-	5.624	3.579	2.210	12.17
45	350-360	+10	+13	0.0591	-	-	6.777	4.040	2.585	12.19
46	360-370	+13	+16	0.0529	-	-	7.174	4.412	2.767	12.24
47	370-375	*	*	0.0500	-	-	*	*	*	12.27
48	375-380	*	*	0.0466	-	-	*	*	*	12.29
Résidu	380+	+33	+36	0.0714	-	-	56.23	25.58	11.25	12.25

**Tableau.VI.6** : Résultats d'analyses sur les coupes étroites du brut 2

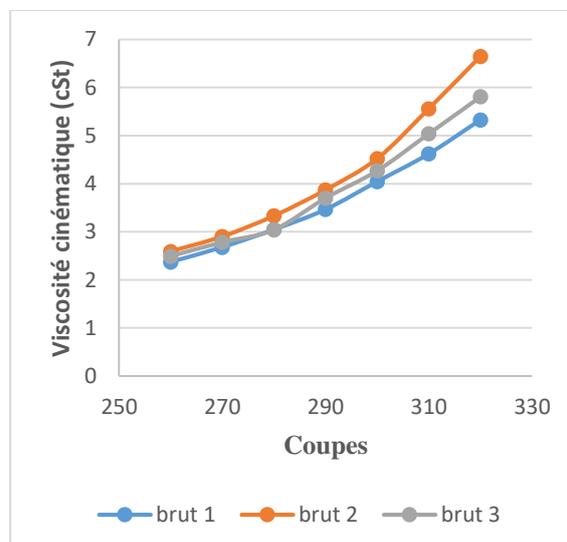
Fraction N°	T (°C) à 760mmHg	P. congélation	P. écoulement	Soufre (%pds)	Viscosité cinématique					Kuop
					20°C	37.8°C	50°C	70°C	98.9°C	
36	250-260	-27	-24	0.0059	3.82	2.52	-	-	-	11.88
37	260-270	-23	-20	0.0079	4.38	2.90	-	-	-	11.89
38	270-280	-18	-15	0.0091	5.17	3.33	-	-	-	11.92
39	280-290	-15	-12	0.0118	6.22	3.87	-	-	-	11.98
40	290-300	-9	-6	0.0171	7.46	4.52	-	-	-	12.02
41	300-310	-5	-2	0.0349	9.59	5.56	-	-	-	11.95
42	310-320	-2	+1	0.0534	11.89	6.65	-	-	-	11.96
43	320-330	+3	+6	0.0706	-	-	5.65	3.54	2.22	11.98
44	330-340	+7	+10	0.0768	-	-	6.74	3.90	2.41	11.99
45	340-350	+9	+12	0.0805	-	-	7.46	4.45	2.65	12.02
46	350-360	+12	+15	0.0742	-	-	8.68	5.21	2.94	12.05
47	360-370	+14	+17	0.0728	-	-	10.25	6.12	3.18	12.10
48	370-375	*	*	0.0708	-	-	10.91	6.71	3.37	12.11
49	375-380	*	*	0.0727	-	-	11.65	7.34	3.53	12.12
50	380+	+26	+29	0.1388	-	-	131.29	51.13	18.52	12.25

**Tableau.VI.7 : Résultats d'analyses sur les coupes étroites brut 3**

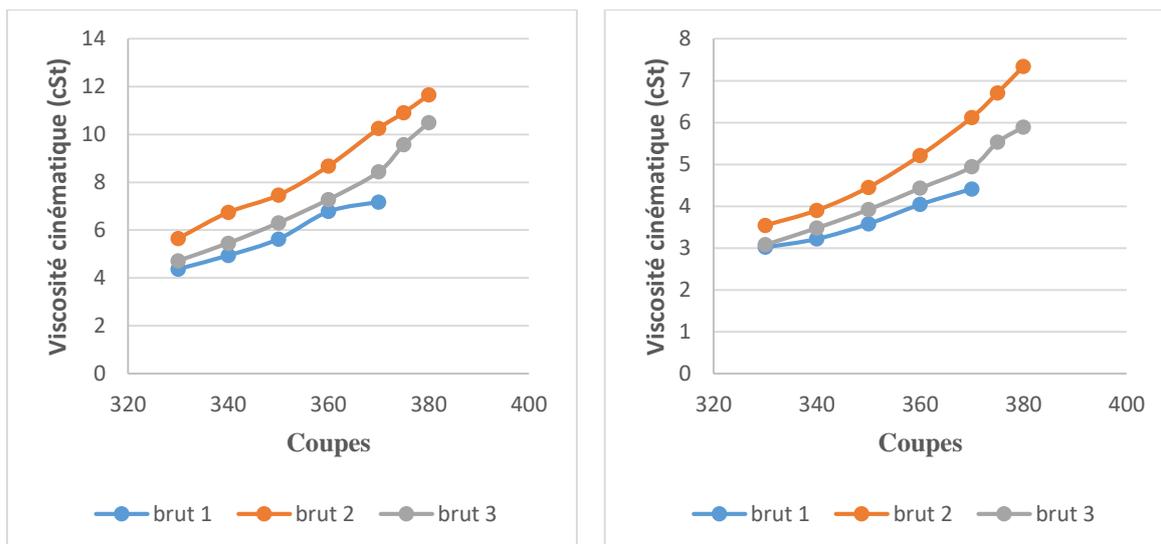
Fraction N°	T (°C) à 760mmHg	P. congélation	P. écoulement	Soufre (%pds)	Viscosité cinématique					Kuop
					20°C	37.8°C	50°C	70°C	98.9°C	
36	250-260	-27	-24	0.0133	3.60	2.49	-	-	-	11.87
37	260-270	-24	-21	0.0139	4.07	2.78	-	-	-	11.86
38	270-280	-18	-15	0.0204	4.52	3.04	-	-	-	11.83
39	280-290	-12	-9	0.0237	5.82	3.70	-	-	-	11.93
40	290-300	-9	-6	0.0308	6.91	4.28	-	-	-	11.97
41	300-310	*	*	-	-	-	-	-	-	-
42	310-320	-3	0	0.0546	10.19	5.81	-	-	-	12.00
43	320-330	*	*	0.0845	-	-	4.71	3.08	1.89	12.02
44	330-340	0	+3	0.0972	-	-	5.45	3.48	2.11	11.92
45	340-350	+7	+10	0.1240	-	-	6.30	3.92	2.33	11.99
46	350-360	*	*	0.1311	-	-	7.28	4.43	2.59	11.95
47	360-370	+13	+16	0.1436	-	-	8.43	4.94	2.78	12.01
48	370-375	*	*	0.1356	-	-	9.57	5.53	3.03	12.02
49	375-380	*	*	0.1364	-	-	10.49	5.89	3.22	12.05
50	380-530	+33	+36	0.1977	-	-	44.15	19.8	6.95	12.30



**A) Viscosité à 20°C**

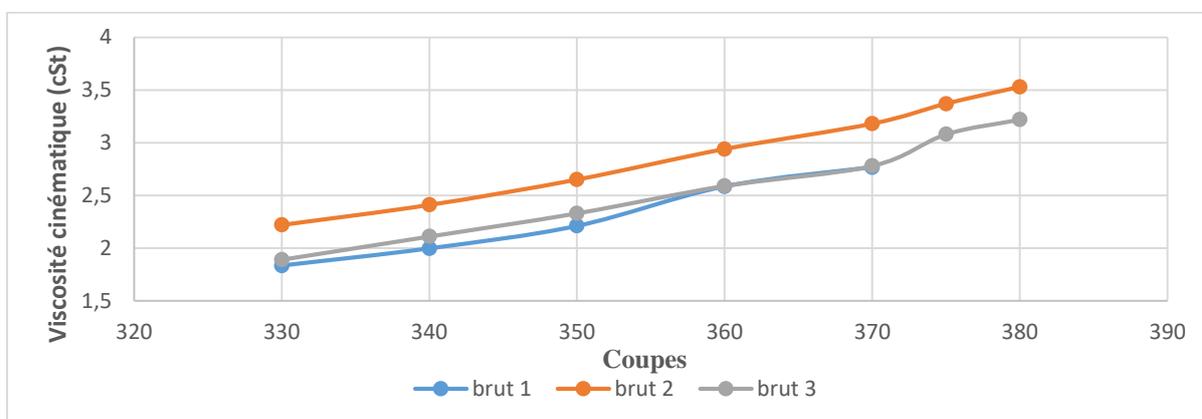


**B) Viscosité à 37.8°C**



C) Viscosité à 50°C

D) Viscosité à 70°C

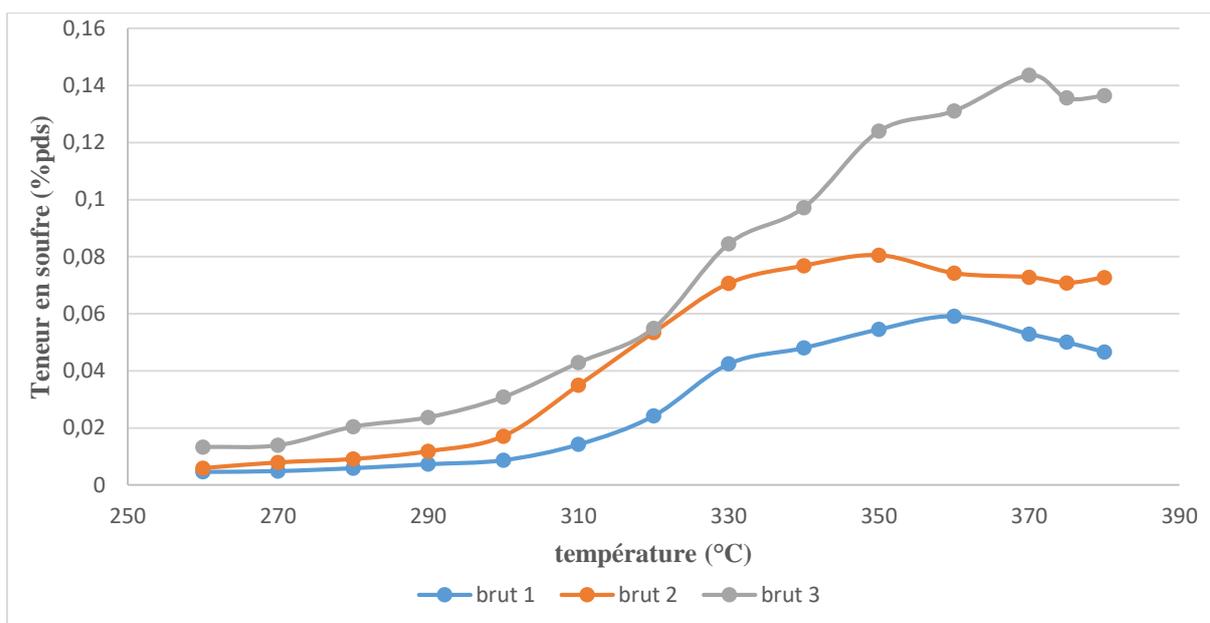


E) Viscosité à 98.9 °C

**Fig.VI.4 :** Variation de la viscosité cinématique des 3 bruts en fonction des coupes pétrolières

➤ **Commentaires**

D'après les résultats obtenus nous constatons que la viscosité d'une fraction pétrolière donnée est inversement proportionnelle à la variation de la température à laquelle elle est mesurée.



**Fig.VI.5 :** Variation de la teneur en soufre des 3 bruts en fonction de leurs température d'ébullition

➤ **Commentaires**

D'après les résultats obtenus nous constatons que la teneur en soufre est faible pour toutes les fractions pétrolières étudiées, cette dernière varie dans le même sens que la température d'ébullition de ses fractions. La teneur en soufre des coupes étroites issues du pétrole 3 est relativement importante par rapport aux coupes étroites issues des pétrole 1 et 2 vu que le pétrole 3 est lourd par rapport aux deux autres.

**B. Bilan de valorisation des coupes large**

Après avoir effectué la distillation TBP en coupe étroite nous avons procédé à la distillation TBP en coupe large des pétroles bruts (ayant un large intervalle de température) selon un schéma de distillations qui est :

Schéma 1 : PI-80°C, 80-165°C, 165-250°C, 250-320°C,320-375°C,R375°C+ ;

Les différentes coupes obtenues sont citée ci-dessous :

- Essences, kérosène : L'opération se déroule à pression atmosphérique jusqu'à 220°C puis sous une pression de 100 mmHg jusqu'à 320°C ;
- Gasoils : L'opération se déroule à pression réduite à 100 mmHg jusqu'à 300°C puis sous pression de 10 de mmHg jusqu'à 380°C ;
- Fuel oil : Une distillation du résidu R380°C+ d'après la norme ASTM D1160 a été réalisée sous un vide poussé de 5 mmHg ;

Les rendements en poids et en volume de chaque coupe ainsi que leurs positions et densités sont regroupés dans le tableau ci-joint :

**Tableau.VI.8** : Bilan de valorisation des coupes larges du brut 1

Coupes	$d_4^{15}$	%poids	Position sur brut	%volume	Position sur brut
<b>Légers + pertes</b> < PI	0.5742	04.59	00.00 – 04.59	06.22	00.00 – 06.22
<b>Essence légère</b> C <sub>5</sub> - 80°C	0.6555	07.31	0.459 – 11.90	08.59	06.22 – 14.81
<b>Essence totale</b> C <sub>5</sub> – 165°C	0.7177	31.94	0.459 – 36.53	34.62	06.22 – 40.84
<b>Essence lourde</b> 80 - 165 °C	0.7382	24.63	11.90 – 36.53	26.03	14.81 – 40.84
<b>Kérosène</b> 165 – 250 °C	0.7950	18.06	36.53 – 54.59	17.84	40.84 – 58.68
<b>Gas-oil légers</b> 250 – 320 °C	0.8300	12.71	54.59 – 67.30	12.09	58.68 – 70.77
250 – 375 °C	0.8378	20.34	54.59 – 74.83	19.15	58.68 – 77.83
<b>Gas-oil lourd</b> 320 – 375 °C	0.8517	07.63	67.30 – 74.93	07.06	70.77 – 77.83
<b>Gas-oil total</b> 165 – 350 °C	0.8147	34.81	36.53 – 71.34	33.68	40.84 – 64.52
<b>Fuel-oil</b> 380 – 530 °C	0.8809	17.38	75.66 – 93.04	15.97	78.50 – 94.47
<b>Résidus</b>					
350 <sup>+</sup>	0.8875	28.66	71.34 – 100.00	25.48	74.52 – 100.00
375 <sup>+</sup>	0.8910	25.07	74.93 – 100.00	22.17	77.83 – 100.00
380 <sup>+</sup>	0.8922	24.34	75.66 – 100.00	21.50	78.50 – 100.00
530 <sup>+</sup>	0.9199	6.96	93.04 – 100.00	5.53	94.47 – 100.00

**Tableau.VI.9** : Bilan de valorisation des coupes large du brut 2

Coupes	$d_4^{15}$	%poids	Position sur brut	%volume	Position sur brut
<b>Légers + pertes</b> < PI	0.5884	04.02	00.00 – 04.02	05.41	00.00 – 05.41
<b>Essence légère</b> C <sub>5</sub> - 80°C	0.6585	10.34	04.02 – 14.36	12.21	05.41 – 17.62
<b>Essence totale</b> C <sub>5</sub> – 165°C	0.7161	31.41	04.02 – 35.43	34.44	05.41 – 39.85
<b>Essence lourde</b> 80 -165 °C	0.7385	21.07	14.36 – 35.43	22.23	17.62 – 39.85
<b>Kérosène</b> 165 – 250 °C	0.7999	17.12	35.43 – 52.55	17.05	39.85 – 56.90
<b>Gas-oil total</b> 165 – 350 °C	0.8219	35.07	35.43 – 70.50	33.99	39.85 – 93.84
<b>Gas-oil lourd</b> 250 – 320 °C	0.8348	13.69	52.55 – 66.24	13.00	56.90 – 69.90
250 – 375 °C	0.8448	21.07	52.55 – 73.62	19.82	56.90 – 76.72
<b>Gas-oil lourd</b> 320 – 375 °C	0.8603	07.38	66.24 – 73.62	06.82	69.90 – 76.72
<b>Fuel-oil</b> 380 – 530 °C	0.8934	16.03	74.16 – 90.19	14.46	77.21 – 91.67
<b>Résidus</b> 350 <sup>+</sup>	0.8938	29.50	70.50 – 100.00	26.16	73.84 – 100.00
375 <sup>+</sup>	0.8999	26.38	73.62 – 100.00	23.28	76.72 – 100.00
380 <sup>+</sup>	0.9028	25.84	74.16 – 100.00	22.79	77.21 – 100.00
530 <sup>+</sup>	0.9378	09.81	90.19 – 100.00	08.33	91.67 – 100.00

**Tableau.VI.10** : Bilan de valorisation des coupes large du brut 3

Coupes	$d_4^{15}$	%poids	Position sur brut	%volume	Position sur brut
<b>Légers + pertes</b> < PI	60.63	01.11	00.00 – 01.11	01.77	00.00 – 01.77
<b>Essence légère</b> C <sub>5</sub> - 80°C	66.15	03.70	01.11 – 04.81	05.39	01.77 – 07.16
<b>Essence totale</b> C <sub>5</sub> – 165°C	71.85	23.56	01.11 – 24.67	27.11	01.77 – 28.88
<b>Essence lourde</b> 80 -165 °C	72.77	19.86	04.81 – 24.67	21.72	07.16 – 28.88
<b>Kérosène</b> 165 – 250 °C	79.76	16.70	24.67 – 41.37	17.27	28.88 – 46.15
<b>Gas-oil légers</b> 250 – 320 °C	83.91	13.47	41.37 – 54.84	13.25	45.15 – 59.40
250 – 375 °C	84.88	22.23	41.37 – 63.60	21.61	46.15 – 67.76
<b>Gas-oil lourd</b> 320 – 375 °C	86.53	08.76	54.84 – 63.60	08.36	59.40 – 67.76
<b>Gas-oil total</b> 165 – 350 °C	82.07	35.19	24.67 – 59.86	35.33	28.88 – 64.21
<b>Fuel-oil</b> 380 – 530 °C	88.15	21.99	64.50 – 86.49	20.89	68.61 – 89.50
<b>Résidus</b>					
350 <sup>+</sup>	91.83	40.14	59.86 – 100.00	35.79	64.21 – 100.00
375 <sup>+</sup>	91.97	36.40	63.60 – 100.00	32.24	67.76 – 100.00
380 <sup>+</sup>	92.06	35.50	64.50 – 100.00	31.39	68.61 – 100.00
530 <sup>+</sup>	95.18	13.51	86.49 – 100.00	10.50	89.50 – 100.00

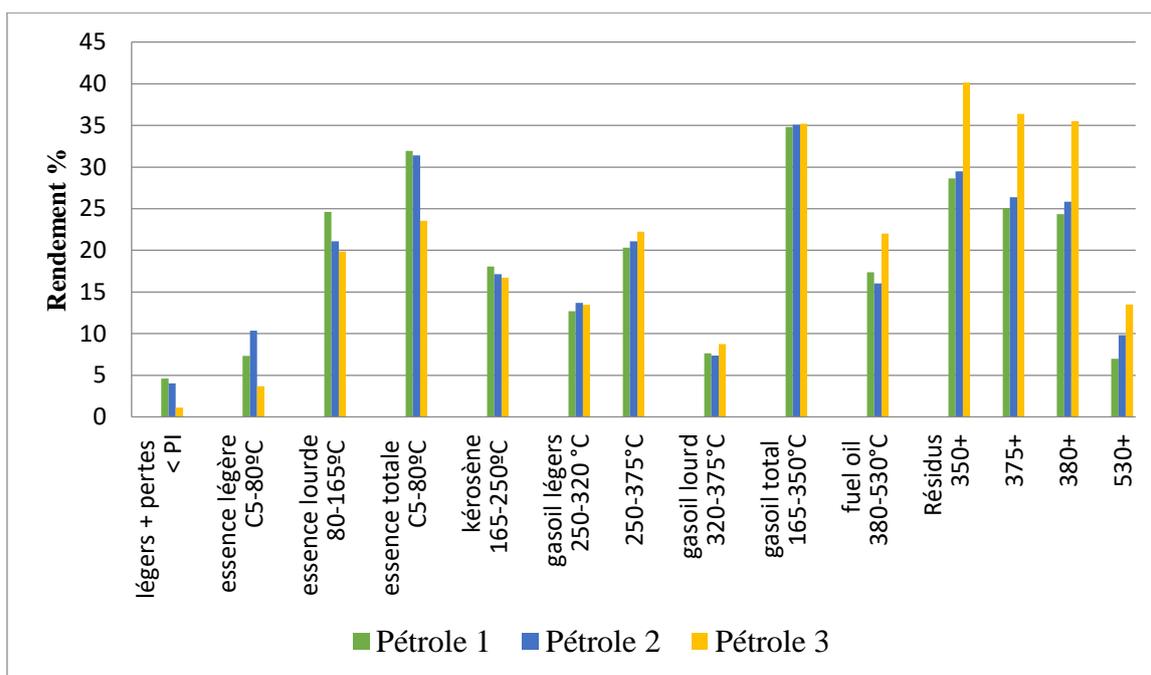


Fig.VI.6 : Histogramme des pourcentages massiques des fractions issues de la distillation des trois échantillons

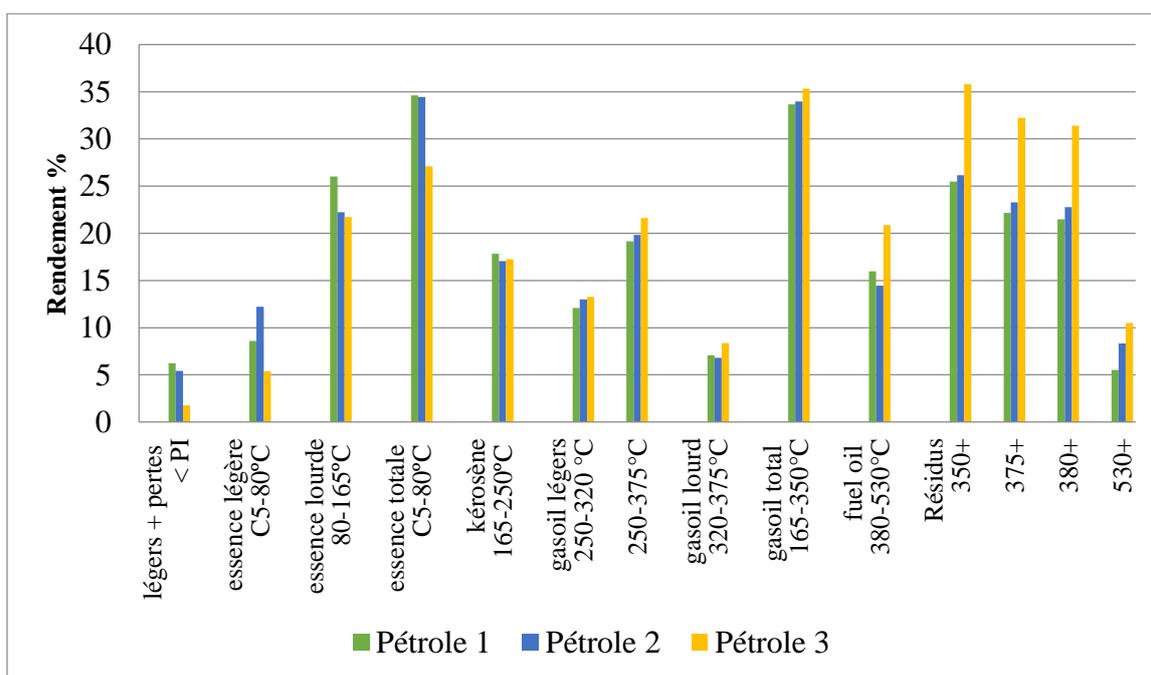


Fig.VI.7 : Histogramme des pourcentages volumiques des fractions issues de la distillation des trois échantillons

➤ **Commentaires**

Pour les fractions légères (avec un intervalle de température inférieur à 165°C) on récupère une essence totale qui englobe l'essence légère et lourde pour les pétroles 1, 2, et 3 avec un pourcentage en volume de 34.62%, 34.44 % et 27.11 % respectivement, du

kérosène avec 17.84% volumique pour le brut 1, 17.05% volumique pour le brut 2 et 17.27% volumique pour le brut 3 pour un intervalle de température allant de 165 °C à 250 °C.

On récupère aussi du gasoil totale comportant du gasoil léger et lourd pour les 3 bruts pour un rendement de 33.68% en volume pour le pétrole 3 avec une température d'ébullition de 165 °C à 350 °C.

Le découpage du brut nous à permit de récupérer des fractions lourde, dont le fuel oil pour un pourcentage volumique de 15.97%, 14.46% et 20.89% pour les bruts 1,2 et 3 avec un interval de température d'ébullition compris entre 380 °C et 350 °C.

### VI.3.2 Caractéristiques physico-chimiques des coupes pétrolières

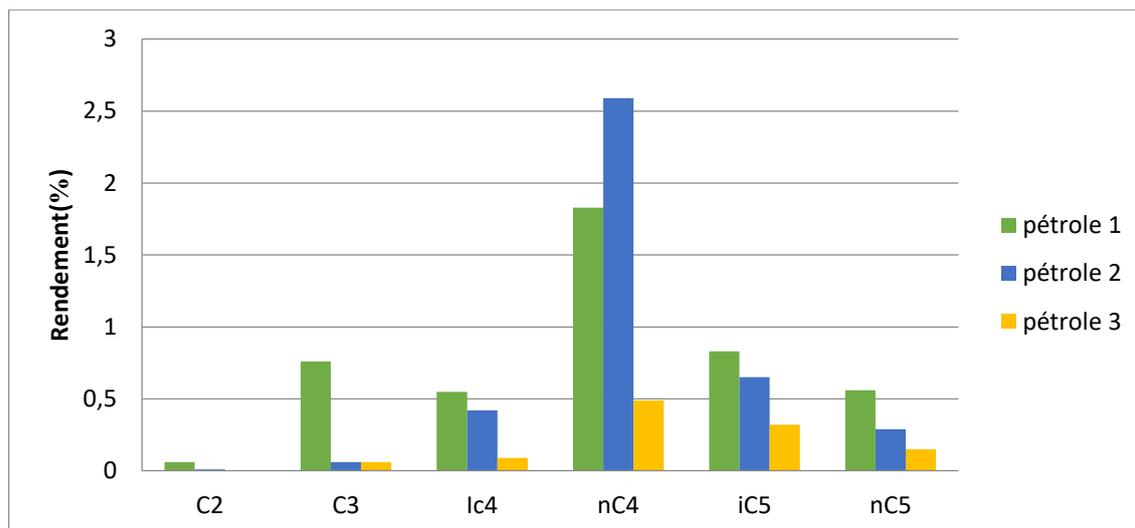
#### A. Chromatographie en phase gazeuse des légers

Après le dégazage des trois bruts nous récupérons leurs pièges des C<sub>5</sub><sup>-</sup> pour ensuite les analyser par chromatographie en phase gazeuse présenté dans le chapitre V. Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau ci-dessous :

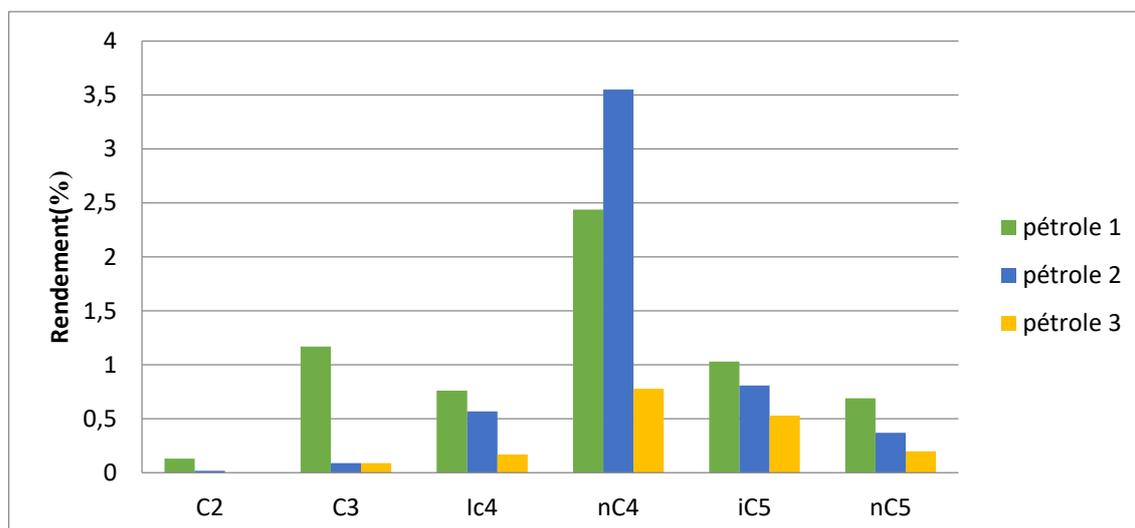
**Tableau.IV.11** : Compositions de la coupe C<sub>5</sub><sup>-</sup> des 3 bruts en %poids et %volume

Constituants	Pétrole 1		Pétrole 2		Pétrole 3	
	%poids	%volume	%Poids	%volume	%poids	%volume
<b>C<sub>2</sub></b>	0.06	0.13	0.01	0.02	-	-
<b>C<sub>3</sub></b>	0.76	1.17	0.06	0.09	0.06	0.09
<b>i C<sub>4</sub></b>	0.55	0.76	0.42	0.57	0.09	0.17
<b>n C<sub>4</sub></b>	1.83	2.44	2.59	3.55	0.49	0.78
<b>i C<sub>5</sub></b>	0.83	1.03	0.65	0.81	0.32	0.53
<b>n C<sub>5</sub></b>	0.56	0.69	0.29	0.37	0.15	0.20
<b>Totale</b>	4.59	4.59	4.02	5.41	1.11	1.77

Les résultats obtenus sont traduits par les histogrammes qui suivent :



**Fig.VI.8 :** Histogramme des pourcentages massiques des fractions issues de la chromatographie en phase gazeuse des légers.



**Fig.VI.9 :** Histogramme des pourcentages volumiques des fractions issues de la chromatographie en phase gazeuse des légers

➤ **Commentaire**

D'après les résultats obtenus nous constatons que nos bruts ont été bien stabilisé vu l'absence de méthane et la faible teneur en éthane, le pourcentage le plus élevé est celui du n-butane suivi par l'isopropane. D'autre part il démontre qu'il n'y a pas eu d'entraînement des molécules lourdes par les molécules les plus légères, ceci nous ramène à dire que notre distillation s'effectue dans de bonne conditions.

**B. Caractéristiques physicochimiques des coupes pétrolières**

• **Caractéristiques physico-chimiques des Essences**

**Tableau.VI.12 :** Caractéristiques physico chimiques des essences légères issus des 3 bruts (coupe C<sub>5</sub> – 80 °C)

<b>Caractéristiques</b>	<b>Essence légère 1 : C<sub>5</sub> – 80 °C</b>	<b>Essence légère 2 : C<sub>5</sub> – 80 °C</b>	<b>Essence légère 3 : C<sub>5</sub> – 80 °C</b>
Densité à 15°C	0.6555	0.6585	0.6615
°API	84.2	83.2	82.2
Indice de réfraction à 20°C	1.3750	1.3762	1.3788
Tension de vapeur Reid Kg/cm <sup>2</sup>	1.413	0.88	1.63
Corrosion à la lame de cuivre (3h à 50°C)	-	-	Négatif
Poids moléculaire (g/mole)	84	82	90
Facteur de caractérisation K <sub>uop</sub>	12.81	12.65	12.60
Teneur en carbone (C.P.G)*			
• Aromatique % C <sub>A</sub>	0.17	00.12	00.00
• Naphténique % C <sub>N</sub>	17.38	12.37	10.00
• Paraffinique % C	82.45	86.51	90.00

**Tableau.VI.13** : Caractéristiques physico chimiques des essences lourdes issus des 3 bruts (coupe 80 – 165 °C)

Caractéristiques	Essence lourde 80 – 165 °C	Essence lourde 80 – 165 °C	Essence lourde 80 – 165 °C
Densité à 15°C	0.7382	0.7385	0.7277
°API	60.00	59.9	72.5
Indice de réfraction à 20°C	1.4166	1.4165	1.4095
Point d'aniline °C	54.2	-	63
Tension de vapeur Reid Kg/cm <sup>2</sup>	0.222	0.16	0.18
Corrosion à la lame de cuivre (3h à 50°C)	1a	Négatif	Négatif
Poids moléculaire (g/mole)	112	115	130
Facteur de caractérisation K <sub>uop</sub>	12.03	12.08	11.65
Teneur en carbone (C.P.G)*			
• Aromatique % C <sub>A</sub>	7.95	04.23	04.57
• Naphténique % C <sub>N</sub>	30.05	25.83	32.11
• Paraffinique % C	62.00	69.94	63.32

**Tableau.VI.14 :** Caractéristiques physico chimiques des essences totales issus des 3 bruts (coupe C<sub>5</sub> – 165 °C)

Caractéristiques	Essence totale C <sub>5</sub> – 165 °C	Essence totale C <sub>5</sub> – 165 °C	Essence totale C <sub>5</sub> – 165 °C
Densité à 15°C	0.7177	0.7161	0.7185
°API	65.5	65.9	65.2
Indice de réfraction à 20°C	1.4064	1.4052	1.4055
Point d'aniline °C	56	58.8	64
Tension de vapeur Reid Kg/cm <sup>2</sup>	0.488	0.43	0.27
Corrosion à la lame de cuivre (3h à 50°C)	1a	Négatif	Négatif
Poids moléculaire (g/mole)	103	106	122
Facteur de caractérisation K <sub>uop</sub>	12.17	12.20	11.75
Teneur en carbone (C.P.G)*			
• Aromatique % C <sub>A</sub>	05.27	03.35	03.60
• Naphténique % C <sub>N</sub>	19.91	29.03	25.38
• Paraffinique % C	74.82	67.62	71.02

➤ **Commentaires**

L'analyse des caractéristiques physico chimiques de la coupe essence fait ressortir :

- Les essences légères ayant une faible densité d'environ 660 kg/m<sup>3</sup> n'obéissent pas à la norme qui exige une valeur allant de 0.720 à 0.775g/cm<sup>3</sup> ceci peut entrainer une évaporation de notre essence à la température ambiante, en vue aussi de la valeur de la TVR élevée (supérieur à la norme 1.019 Kg/cm<sup>2</sup>) pour les essences légères issus du brut 1 et 3 ;
- Les essences lourdes et totales ayant une densité d'environ 0.730 et 0.710 respectivement obéit à la norme ce qui évitera la vaporisation de notre essence ;
- En outre les valeurs du point d'aniline, du kuop et de la teneur en carbone démontrent que nos essences sont de nature paraffinique avec une très faible teneur en aromatique ;
- En fin le test de corrosion à la lame de cuivre étant négatif épargnera aux raffineurs les traitements supplémentaires de ce produit.

• **Caractéristiques physico-chimiques des Kérosènes**

**Tableau.VI.15 :** Caractéristiques physico chimiques des Kérosènes issus des 3 bruts (coupe 165-250°C)

Caractéristiques	Kérosène 1	Kérosène 2	Kérosène 3
Densité à 15°C	0.7950	0.7999	0.7976
°API	46.3	45.2	45.7
Indice de réfraction à 20°C	1.4474	1.4492	1.4469
Viscosité cinématique en cSt à			
20.0°C/68°F	1.748	1.59	1.83
37.8°C/100°F	1.348	1.19	1.37
50.0°C/122°F	1.127	1.15	1.17
Teneur en soufre %poids	0.0034	0.0064	0.0090
Corrosion à la lame de cuivre (3H à 50°C)	1a	Négatif	Négatif
Point d'aniline °C	62.2	61.8	64.8
Indice d'acidité mgKOH/g	0.0122	0.027	0.027
Point d'écoulement °C	< -43	<-46	<-45
Point d'éclair vase fermé °C	55	57	-
Poids moléculaire g/mole	154	163	145
Facteur de caractérisation $K_{uop}$	11.84	11.90	11.70
Pouvoir calorifique supérieur Kcal/Kg	11055	11055	11000
Teneur en carbone (PNA) **			
• Paraffiniques %C <sub>P</sub>	60.57	59.38	40.73
• Naphténiques %C <sub>N</sub>	21.17	22.72	23.45
• Aromatiques %C <sub>A</sub>	18.26	17.90	35.82

➤ **Commentaires**

D'après les résultats obtenus et rassemblés dans le tableau précédent nous constatons que le kérosène appartient à la famille des hydrocarbures paraffinique comme le montre aussi sa teneur en paraffine. La densité répond à la norme commercial ( $0.741 \leq d \leq 0.802$ ). D'autre part la teneur en aromatique des kérosènes 1 et 2 est inférieur à la norme imposée 25% contrairement au kérosène 3.

La viscosité et les points de congélation du kérosène obtenu garantit sa pompabilité, son pouvoir calorifique assure un bon rendement de combustion avec très peu de dépôt de carbone.

Leurs faible indice d'acidité, teneur en soufre ainsi que la corrosion à la lame de cuivre négative répond aux spécifications commerciales ce qui assure un maximum de sécurité lors de son utilisation à haute altitude.

- **Caractéristiques physico-chimiques des gasoils**

**Tableau.VI.16 :** Caractéristiques physico chimiques des gasoils léger issus des 3 bruts (coupe 250-320)

Caractéristiques	Gas-oil léger 1	Gas-oil léger 2	Gas-oil léger 3
Densité à 15°C	0.8300	0.8348	0.8391
°API	38.8	37.8	37.0
Indice de réfraction à 20°C	1.4662	1.4685	1.4691
Viscosité cinématique en cSt à			
20.0°C/68°F	5.378	5.91	5.67
37.8°C/100°F	3.448	3.64	3.59
50.0°C/122°F	2.687	2.79	2.67
70.0°C/158°F	1.93	1.93	1.94
98.9°C/210°F	1.280	1.33	1.30
Indice de cétane	60.0	58.0	56.0
Indice d'acidité mgKOH/g	0.0142	0.029	0.033
Température limite de filtrabilité °C	-18.0	-18	-21.0
Teneur en soufre %poids	0.010	0.0158	0.0309
Corrosion à la lame de cuivre (3H à 50°C)	1 a	Négatif	1 a
Couleur ASTM	0.5 L	0.5 L	0.5 L
Point d'aniline °C	76.4	75.2	72.0
Point d'écoulement °C	-16.0	-16.0	-18.0
Poids moléculaire g/mole	219	222	205
Pouvoir calorifique supérieur Kcal/Kg	10978	10940	10960
Facteur de caractérisation $K_{uop}$	12.03	12.00	12.00
Teneur en carbone (PNA) **			
• Paraffiniques %C <sub>P</sub>	68.62	67.14	61.29
• Naphténiques %C <sub>N</sub>	14.61	15.58	21.16
• Aromatiques %C <sub>A</sub>	16.77	17.28	17.55

**Tableau.VI.17 :** Caractéristiques physico chimiques des gasoils léger issus des 3 bruts (coupe 250-375)

Caractéristiques	Gas-oil léger 1	Gas-oil léger 2	Gas-oil léger 3
Densité à 15°C	0.8378	0.8448	0.8488
°API	37.2	35.8	35.0
Indice de réfraction à 20°C	1.4662	1.4730	1.4752
Viscosité cinématique en cSt à			
20.0°C/68°F	7.913	9.13	8.58
37.8°C/100°F	4.771	4.79	5.12
50.0°C/122°F.0	3.633	3.64	3.78
70.0°C/158°F	2.46	2.52	2.51
98.9°C/210°F	1.600	1.71	1.61
Indice de cétane	60.5	57.0	56.0
Indice d'acidité mgKOH/g	0.0271	0.032	0.034
Température limite de filtrabilité °C	-04.00	-02.00	-08.00
Teneur en soufre %poids	0.0262	0.0401	0.0656
Corrosion à la lame de cuivre (3H à 50°C)	1 a	Négatif	1 a
Couleur ASTM	0.5 L	0.5 L	0.5 L
Point d'aniline °C	81.1	78.4	74.6
Point d'écoulement °C	-10.00	-15.00	-09.00
Poids moléculaire g/mole	241	245	250
Pouvoir calorifique supérieur Kcal/Kg	10958	10915	10930
Facteur de caractérisation $K_{uop}$	12.08	12.05	12.25
Teneur en carbone (PNA) **			
• Paraffiniques %C <sub>P</sub>	71.26	68.29	66.17
• Naphténiques %C <sub>N</sub>	13.48	15.51	14.56
• Aromatiques %C <sub>A</sub>	15.26	16.20	19.27

**Tableau.VI.18 :** Caractéristiques physico chimiques des gasoils lourd issus des 3 bruts (coupe 320-375)

Caractéristiques	Gas-oil lourd 1	Gas-oil lourd 2	Gas-oil lourd 3
Densité à 15°C	0.8517	0.8603	0.8653
°API	34.5	32.8	31.9
Indice de réfraction à 20°C	1.4777	1.4820	1.4890
Viscosité cinématique en cSt à			
20.0°C/68°F	15.450	21.09	18.8
37.8°C/100°F	8.296	10.51	9.51
50.0°C/122°F	6.040	7.18	6.51
70.0°C/158°F	3.76	4.37	4.00
98.9°C/210°F	2.260	2.56	2.37
Indice de cétane	58.5	55.00	53.00
Indice d'acidité mgKOH/g	0.0304	0.038	0.040
Température limite de filtrabilité °C	+08.00	+09.00	+05.00
Teneur en soufre %poids	0.0509	0.0721	0.1200
Corrosion à la lame de cuivre (3H à 50°C)	1 a	Négatif	1 a
Couleur ASTM	1.0 L	1.0 L	1.0 L
Point d'aniline °C	85.8	83.2	79.8
Point d'écoulement °C	+09.5	+07.00	+07.00
Poids moléculaire g/mole	275	286	260
Pouvoir calorifique supérieur Kcal/Kg	10924	10880	10850
Facteur de caractérisation $K_{uop}$	12.12	12.10	11.90
Teneur en carbone (PNA) **			
• Paraffiniques %C <sub>P</sub>	74.00	70.84	70.24
• Naphténiques %C <sub>N</sub>	10.49	12.74	07.08
• Aromatiques %C <sub>A</sub>	15.51	16.42	22.68

**Tableau.VI.19 :** Caractéristiques physico chimiques des gasoils totaux issus des 3 bruts (coupe 165-350)

Caractéristiques	Gas-oil total 1	Gas-oil total 2	Gas-oil total 3
Densité à 15°C	0.8147	0.8219	0.8207
°API	42.0	40.5	40.7
Indice de réfraction à 20°C	1.4571	1.4618	1.4599
Viscosité cinématique en cSt à			
20.0°C/68°F	3.006	3.51	3.31
37.8°C/100°F	2.180	2.42	2.31
50.0°C/122°F	1.89	1.92	1.61
70.0°C/158°F	1.328	1.40	1.39
98.9°C/210°F	0.940	1.01	0.95
Indice de cétane	61.0	58.50	57
Indice d'acidité mgKOH/g	0.0152	0.030	0.029
Température limite de filtrabilité °C	-21.0	-21	-25
Teneur en soufre %poids	0.0136	0.0237	0.0286
Corrosion à la lame de cuivre (3H à 50°C)	1a	Négatif	1a
Couleur ASTM	0.5L	0.5 L	0.5L
Point d'aniline °C	70.3	70	68.2
Point d'écoulement °C	-31	-24	-33
Poids moléculaire g/mole	187	196	177
Pouvoir calorifique supérieur Kcal/Kg	11013	10980	11960
Facteur de caractérisation $K_{uop}$	11.95	11.95	11.80
Teneur en carbone (PNA) **			
• Paraffiniques %C <sub>P</sub>	64.72	64.30	62.21
• Naphténiques %C <sub>N</sub>	18.80	17.68	20.74
• Aromatiques %C <sub>A</sub>	16.48	1.02	17.05

➤ **Commentaires**

Selon les résultats obtenus dans le tableau, on remarque que la densité du gasoil léger des 3 bruts et le gasoil totale 1 et 2 est conforme à la norme qui est de 0.82 à 0.86 quant aux gasoils lourds 2 et 3, et au gasoil total 1 ils sont légèrement hors norme.

En ce qui concerne la teneur en soufre celle-ci ne doit pas dépasser les 1% ce qui concorde parfaitement avec nos valeurs obtenus ne dépassant pas les 0.2%. Ce qui permet aux raffineurs d'éviter les opérations de désulfuration.

L'indice de cétane est un critère spécifique au gasoil, la norme impose une valeur supérieure à 50 ce qui est en accord avec nos résultats.

• **Caractéristiques physicochimiques des résidus sous vide**

**Tableau.VI.20** : Caractéristiques physico chimiques des résidus des 3 bruts 350<sup>+</sup>

Caractéristiques	Résidu 1 (350 <sup>+</sup> )	Résidu 2 (350 <sup>+</sup> )	Résidu 3 (350 <sup>+</sup> )
Densité à 15 °C	0.8875	0.8938	0.9183
°API	27.8	26.7	22.4
Viscosité cinématique en cSt			
50.0 °C / 122°F	40.46	92.13	141.9
70.0 °C / 158°F	19.29	37.19	52.61
98.9 °C / 210°F	8.71	14.38	17.23
Point d'écoulement °C	27	+25	23
Pouvoir calorifique supérieure	10943	10805	10710
Kcal/Kg			
Poids moléculaire g/mole	408	434	400
Facteur de caractérisation $K_{uop}$	12.25	12.30	12.05
Teneur en soufre % pds	0.0684	0.1328	0.2624
Teneur en cendres % pds	0.0042	0.0074	0.0051
Teneur en résidu Conradson % pds	1.51	2.50	-

**Tableau.VI.21** : Caractéristiques physico chimiques des résidus des 3 bruts 375<sup>+</sup>

Caractéristiques	Résidu 1 (375 <sup>+</sup> )	Résidu 2 (375 <sup>+</sup> )	Résidu 3 (375 <sup>+</sup> )
Densité à 15 °C	0.8910	0.8999	0.9028
°API	27.1	25.6	25.1
Viscosité cinématique en cSt			
50.0 °C / 122°F	52.51	123.41	131.21
70.0 °C / 158°F	23.72	49.89	51.13
98.9 °C / 210°F	10.23	17.54	18.52
Point d'écoulement °C	31	+27	+29
Pouvoir calorifique supérieure	10832	10790	10780
Kcal/Kg			
Poids moléculaire g/mole	419	445	452
Facteur de caractérisation $K_{uop}$	12.25	12.25	12.25
Teneur en soufre % pds	0.0702	0.1391	0.1398
Teneur en cendres % pds	0.0051	0.0085	0.0204
Teneur en résidu Conradson % pds	1.73	-	2.81

**Tableau.VI.22 :** Caractéristiques physico chimiques des résidus des 3 bruts 380<sup>+</sup>

Caractéristiques	Résidu 1 (380 <sup>+</sup> )	Résidu 2 (380 <sup>+</sup> )	Résidu 3 (380 <sup>+</sup> )
Densité à 15 °C	0.8922	0.9028	0.9206
°API	26.9	25.1	22.1
Viscosité cinématique en cSt			
50.0 °C / 122°F	56.23	131.21	238.34
70.0 °C / 158°F	25.58	51.13	79.88
98.9 °C / 210°F	11.25	18.52	25.82
Point d'écoulement °C	+36	+29	+26
Pouvoir calorifique supérieure Kcal/Kg	10829	10780	10695
Poids moléculaire g/mole	422	452	420
Facteur de caractérisation $K_{uop}$	12.25	12.25	12.00
Teneur en soufre % pds	0.0714	0.1398	0.2838
Teneur en cendres % pds	0.0092	0.0204	0.0095
Teneur en résidu Conradson %pds	1.78	2.81	-

➤ **Commentaire**

D'après l'étude on constate que tous les résidus issus des 3 bruts sont des hydrocarbures mixtes a tendance paraffiniques lourd vue leur densité supérieure à 0.875 et leur poids moléculaire qui dépasse 400g/mole. Les valeurs élevées de la viscosité et les points découlements de ces résidus nous indique la difficulté de pompage et de stockage de ces derniers à l'état liquide surtout en hiver.

D'autre part leurs teneurs en soufre et en cendre sont acceptable.

**Tableau.VI.23 :** Caractéristiques physico-chimiques des coupes 380-530°C et de résidu sous vide 530<sup>+</sup>

Caractéristiques	Résidu 1		Résidu 2		Résidu 3	
	380-530°C	530 <sup>+</sup>	380-530°C	530 <sup>+</sup>	380-530°C	530 <sup>+</sup>
Densité à 15 °C	0.8809	0.9179	0.8934	0.9378	0.8815	0.9518
°API	29.0	22.5	26.7	19.2	28.9	17.0
Viscosité cinématique en cSt						
50.0 °C / 122°F	27.42	565.13	39.58	-	44.15	-
70.0 °C / 158°F	13.70	182.42	18.85	-	19.58	-
98.9 °C / 210°F	6.45	52.98	08.07	-	06.95	-
Indice de réfraction à 20°C	1.4884	-	1.4978	-	1.4921	-
Point d'écoulement °C	+38.00	+14.00	+30	+32	+36	+15
Pouvoir calorifique supérieure Kcal/Kg	10868	10752	10820	-	10750	-
Poids moléculaire g/mole	387	509	412	-	390	-
Facteur de caractérisation K <sub>uop</sub>	12.25	12.25	12.24	-	12.10	-
Teneur en soufre %pds	0.0592	0.0900	0.1022	0.1981	0.1977	0.2514
Teneur en cendres % pds	0.0041	0.02744	0.051	0.0500	0.0052	0.0064
Teneur en métaux ppm						
Na	-	11.76	-	1.43	1.48	1.25
K	-	1.96	-	0.24	0.25	0.00
V	-	00.00	-	1.67	0.00	34.45
Ni	-	00.00	-	0.57	0.25	18.65
Mn	-	0.10	-	0.02	0.00	0.00
Mg	-	6.86	-	1.43	1.97	2.49
Ca	-	16.66	-	4.29	6.41	4.49
Cu	-	0.29	-	0.07	0.02	0.15
Fe	-	2.94	-	3.67	1.48	4.66
Co	-	00.00	-	0.00	0.00	0.00
Zn	-	2.84	-	0.52	0.17	1.24
Pb	-	00.00	-	0.14	0.00	0.00
Cr	-	00.39	-	0.29	0.12	0.34
Al	-	00.98	-	-	0.00	0.74

➤ **Commentaire**

On constate que ces résidus sont des produits lourds et visqueux en vue de leur poids moléculaire et leurs viscosité très élevés qui n'a pas pu être mesuré pour les résidus 1 et 2.

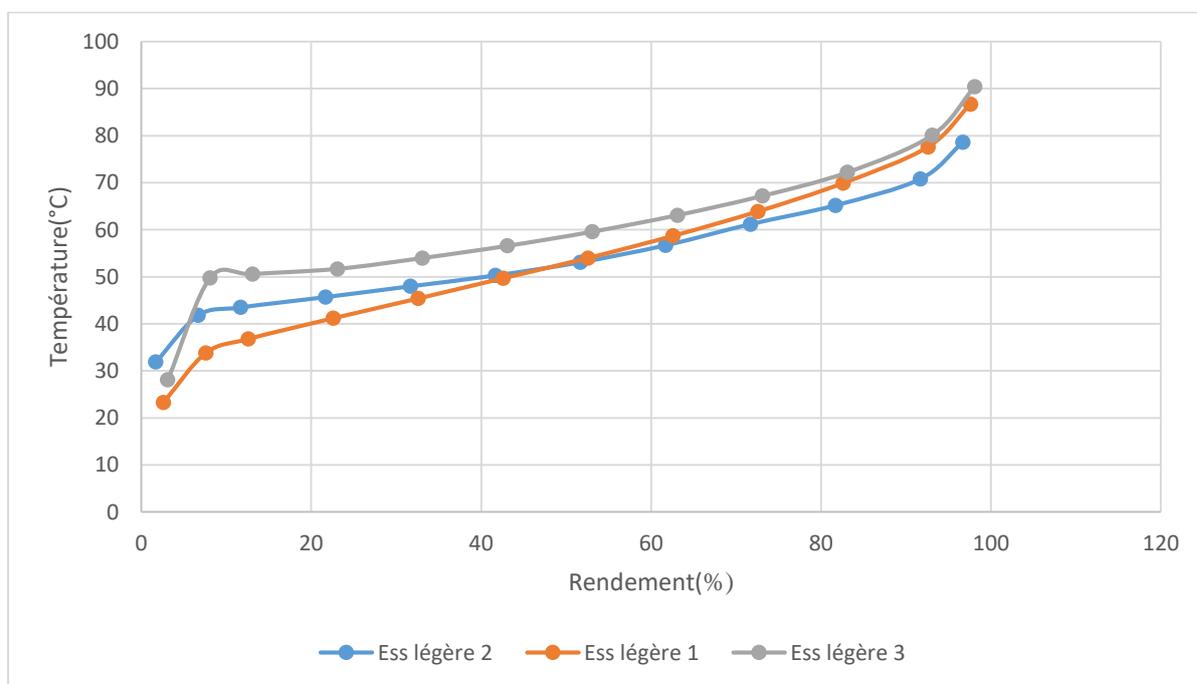
D'après les résultats obtenus on constate que les résidus sont riches en métaux plus particulièrement le vanadium et le nickel pour une valeur de 34.45% et 18.65% , contrairement au résidu 1 ou il est caractérisé par une absence totale de ces substances.

### VI.3.3 Distillation ASTM D86

#### A. Distillation ASTM D86 des essences

**Tableau.VI.24 :** Résultats de la distillation ASTM des essences légères (coupe C<sub>5</sub> - 80 °C)

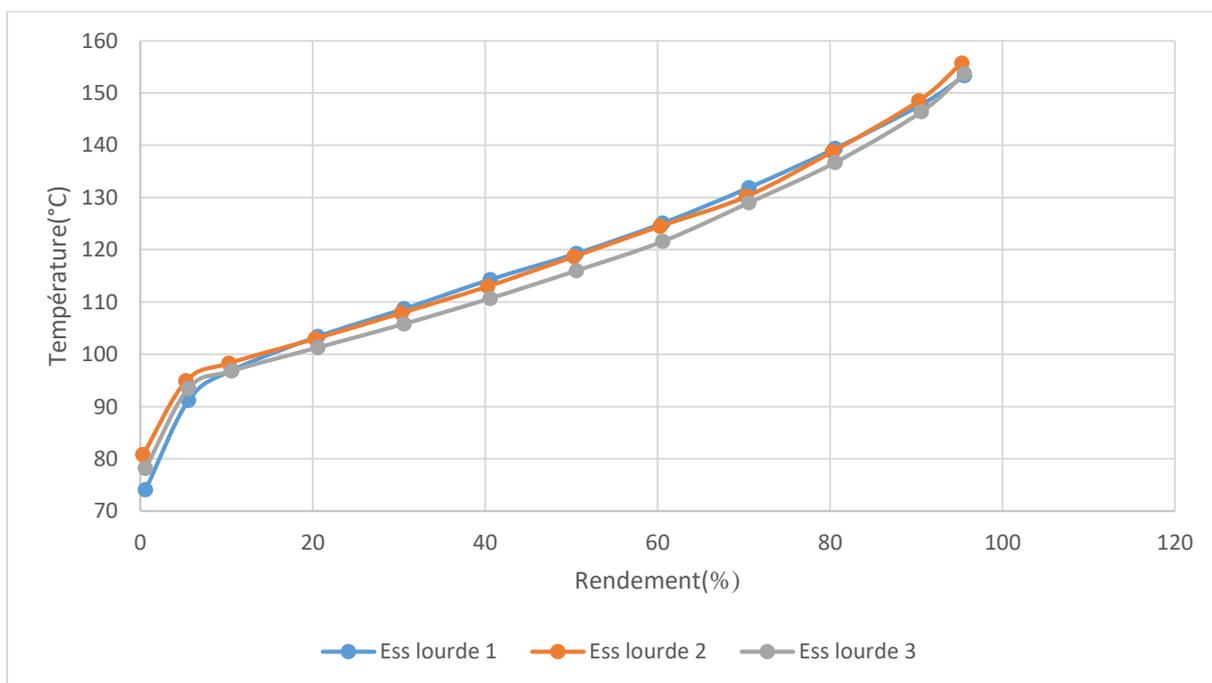
Fractions	Essence légère 1	Essence légère 2	Essence légère 3
Point initial °C	23.3	31.9	28.1
05 % vol	33.8	41.8	49.8
10 % vol	36.8	43.5	50.6
20 % vol	41.2	45.7	51.7
30 % vol	45.4	48.0	54.0
40 % vol	49.7	50.3	56.6
50 % vol	54.0	53.1	59.6
60 % vol	58.7	56.7	63.1
70 % vol	63.9	61.2	67.2
80 % vol	69.9	65.2	72.2
90 % vol	77.6	70.8	80.1
95 % vol	86.7	78.6	90.4
Point final °C	97	85.4	98.9
Distillat % vol	96.9	98.1	96.4
Résidu % vol	0.50	0.2	0.5
Pertes % vol	2.60	1.7	3.1



**Fig.VI.10 :** Courbes de distillation ASTM des essences légères issus des 3 bruts (coupe C<sub>5</sub> - 80 °C)

**Tableau.VI.25** : Résultats de la distillation ASTM des essences lourdes (coupe 80 - 165 °C)

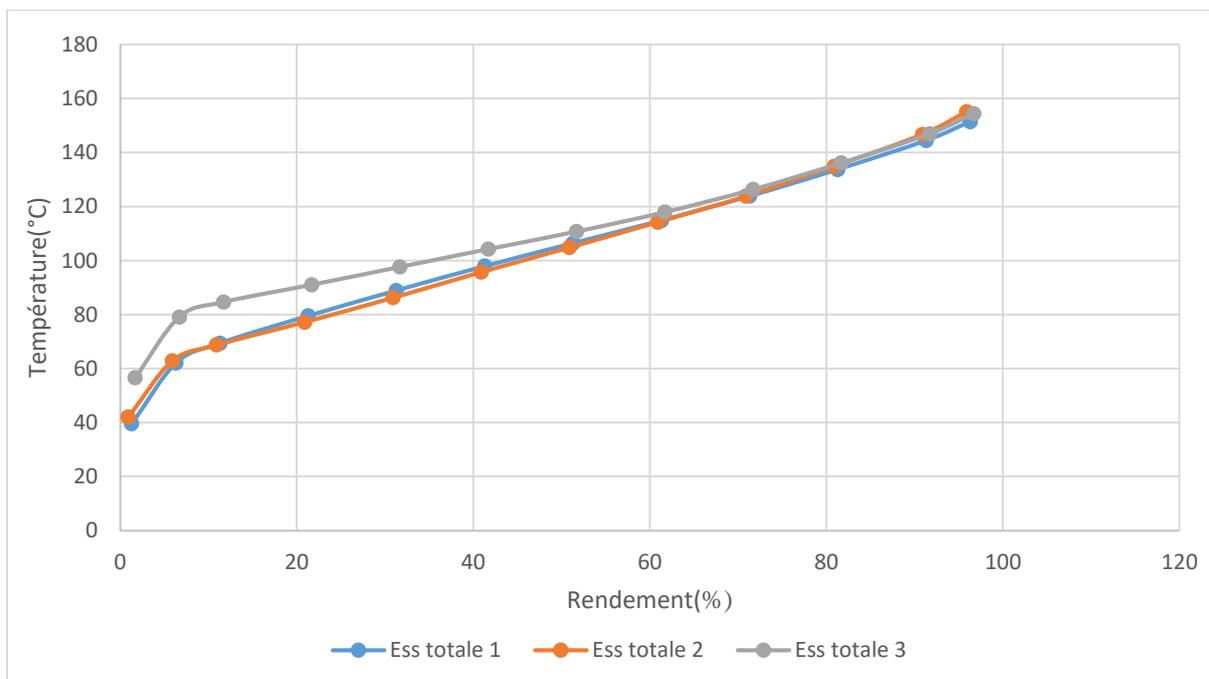
Fractions	Essence lourde 1	Essence lourde 2	Essence lourde 3
Point initial °C	74.1	80.8	78.2
05 % vol	91.2	94.9	93.5
10 % vol	96.9	98.3	96.8
20 % vol	103.4	103.0	101.3
30 % vol	108.7	107.9	105.8
40 % vol	114.3	113.0	110.7
50 % vol	119.3	118.7	116.0
60 % vol	125.1	124.5	121.6
70 % vol	131.9	130.2	129.0
80 % vol	139.4	138.8	136.7
90 % vol	147.8	148.5	146.4
95 % vol	153.3	155.7	153.7
Point final °C	166.3	163.7	163.2
Distillat % vol	98.60	99.2	98.4
Résidu % vol	0.80	0.5	1.0
Pertes % vol	0.60	0.3	0.6



**Fig.VI.11** : Courbes de la distillation ASTM des essences lourdes issus des 3 bruts (coupe 80 - 165 °C)

**Tableau.VI.26 :** Résultats de la distillation ASTM des essences totales (coupe C5 - 165 °C)

Fractions	Essence totale 1 C5 - 165 °C	Essence totale 2 C5 - 165 °C	Essence totale 3 C5 - 165 °C
Point initial °C	39.5	42.0	56.6
05 % vol	62	62.8	79.1
10 % vol	69.4	68.7	84.6
20 % vol	79.5	77.2	91.0
30 % vol	88.9	86.2	97.6
40 % vol	77.9	95.7	104.2
50 % vol	106.4	104.8	110.7
60 % vol	114.8	114.2	117.9
70 % vol	123.8	123.8	126.3
80 % vol	133.7	134.9	136.1
90 % vol	144.4	146.7	146.9
95 % vol	151.4	155.1	154.4
Point final °C	159.2	160.2	164.1
Distillat % vol	97.80	98.3	97.3
Résidu % vol	0.90	0.8	1.0
Pertes % vol	1.30	0.9	1.7



**Fig.VI.12 :** Courbes de la distillation ASTM des essences totales (coupe C5 - 165 °C)

➤ **Commentaires**

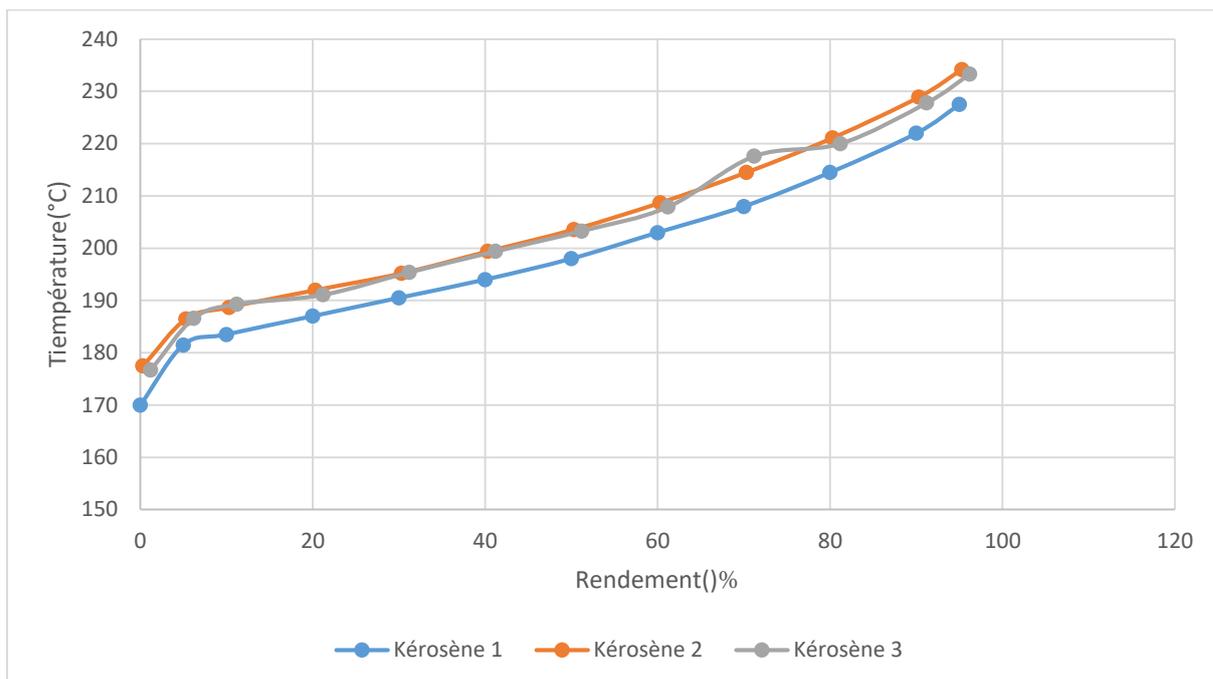
La courbe de distillation ASTM est le reflet de la composition du produit ,pour les essences elles nous fournissent les indications sur la facilité de démarrage à froid .D’après les résultats obtenus nous constatons que le point 10% de l’essence légère 1, 2 et 3 ainsi que l’essence totale 1 et 2 correspondent à des température d’ébullition inférieure à la norme imposée 70°C, cette dernière est représentatif de la valeur minimale en fraction légère telle qu’en période de froid il y est une vaporisation suffisante pour assurer le démarrage du moteur.

Les points 50% correspondent à des température inférieure à la norme qui est de 140°C qui assure une volatilité correcte de la fraction du cœur de l’essence pour qu’au moment de la reprise du moteur qu’il y est une bonne vaporisation du carburant permettant de tirer le maximum de puissance.

**B. Distillation ASTM D86 du Kérosène**

**Tableau.VI.27 :** Résultats de la distillation ASTM des kérosènes des 3 bruts (coupe 165-250°C)

Fractions	Kérosène 1 (165 – 250°C)	Kérosène 2 (165 – 250°C)	Kérosène 3 (165 – 250°C)
Point initial °C	170	177.5	176.7
05 % vol	181.5	186.5	186.6
10 % vol	183.5	188.7	189.3
20 % vol	187	192.0	191.1
30 % vol	190.5	195.2	195.4
40 % vol	194	199.4	199.4
50 % vol	198	203.6	203.3
60 % vol	203	208.7	207.9
70 % vol	208	214.5	217.6
80 % vol	214.5	221.1	220.0
90 % vol	222	228.9	227.8
95 % vol	227.5	234.2	233.3
Point final °C	251.5	244.8	242.5
Distillat % vol	99.40	99.4	97.7
Résidu % vol	0.60	0.3	1.1
Pertes % vol	0.00	0.3	1.2



**Fig.VI.13** : Courbes de la distillation ASTM des kérosènes issus des 3 bruts (coupe 165-250°C)

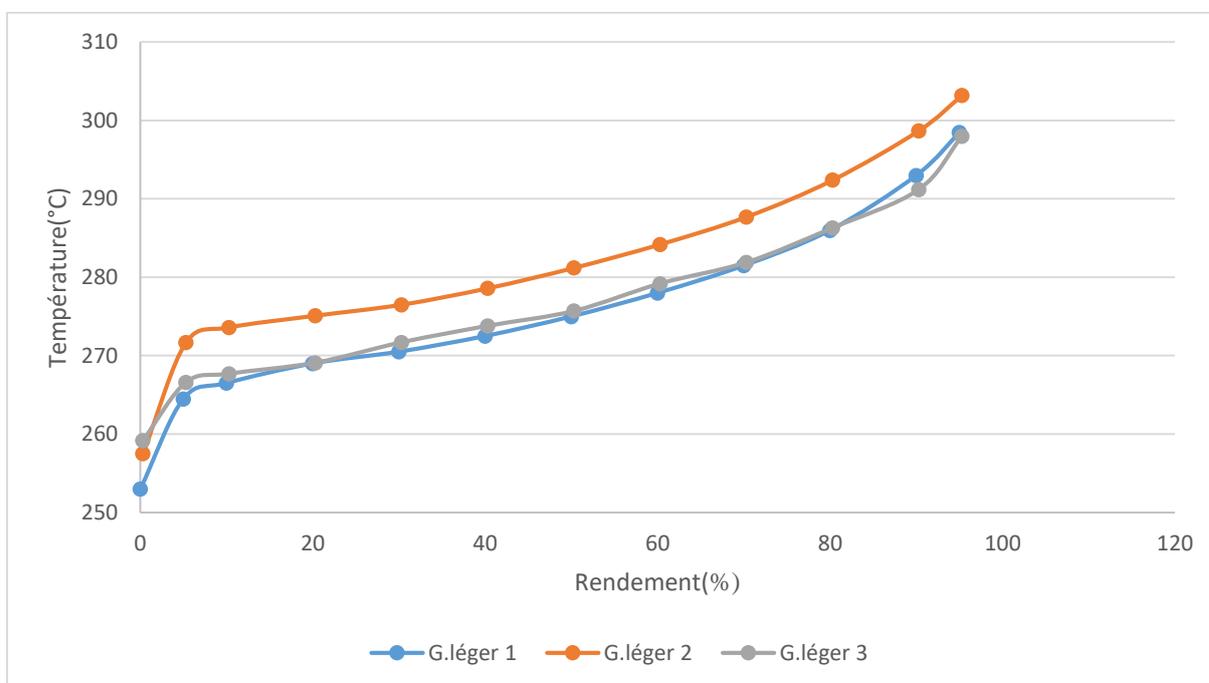
➤ **Commentaires**

On remarque que les courbes ASTM sont presque identiques pour les trois kérosènes. Les Résultats de la distillation ASTM de la coupe kérosène des trois bruts relèvent que le point 10% obéit bien à la norme puisque celle-ci réclame une température d'ébullition de 204°C, de même pour le point 50%, il est en dessous de celle imposé 232°C. On remarque que les points finaux et les résidus qui ne dépassent pas les 1.1% sont eux aussi en accord avec la norme comme le point final doit être T=288°C et les résidus ne doivent pas dépasser les 1.5%.

**C. Distillation ASTM D86 du gasoil**

**Tableau.VI.28 :** Résultats de la distillation des gasoils légers issus des 3 bruts (coupes 250-320 °C)

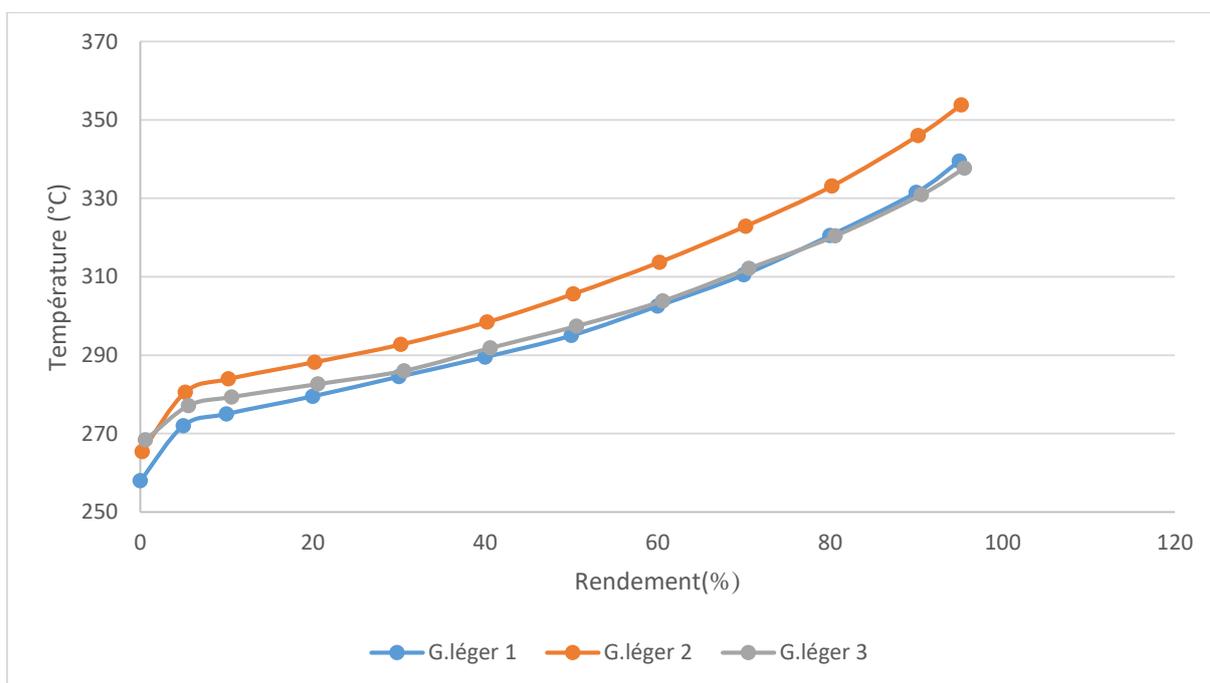
Fractions	Gasoil léger 1 250-320 °C	Gasoil léger 2 250-320 °C	Gasoil léger 3 250-320 °C
Point initial °C	253	257.5	259.2
05 % vol	264.5	271.7	266.6
10 % vol	266.5	273.6	267.7
20 % vol	269	275.1	269.1
30 % vol	270.5	276.5	271.7
40 % vol	272.5	278.6	273.8
50 % vol	275	281.2	275.7
60 % vol	278	284.2	279.2
70 % vol	281.5	287.7	281.9
80 % vol	286	292.4	286.3
90 % vol	293	298.7	291.2
95 % vol	298.5	303.2	298.0
Point final °C	306	309.0	302.1
Distillat % vol	98.99	98.6	98.1
Résidu % vol	1.10	1.1	1.6
Pertes % vol	0.00	0.3	0.3



**Fig.VI.14 :** Courbes de la distillation des gasoils issus des 3 bruts (coupes 250-320 °C)

**Tableau.VI.29** : Résultats de la distillation des gasoils légers issus des 3 bruts (coupes 250-375 °C)

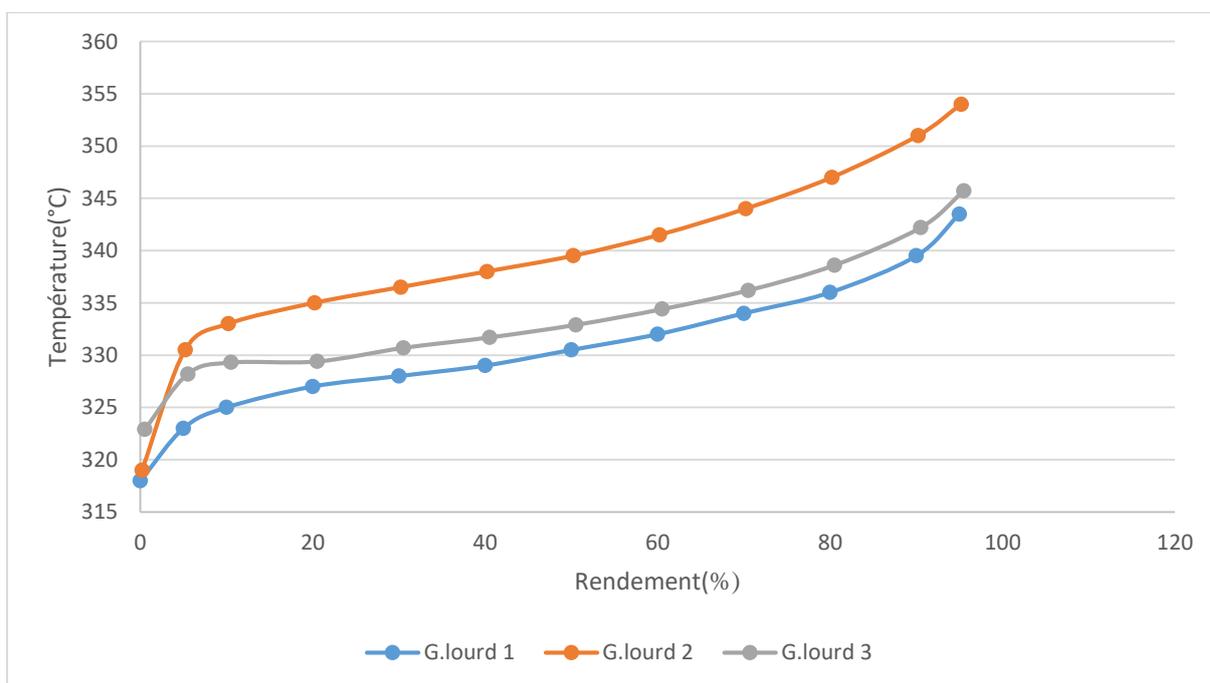
Fractions	Gasoil léger 1 250-375 °C	Gasoil léger 2 250-375 °C	Gasoil léger 3 250-375 °C
Point initial °C	258	265.4	268.4
05 % vol	272	280.5	277.1
10 % vol	275	283.9	279.3
20 % vol	279.5	288.2	282.6
30 % vol	284.5	292.7	286.0
40 % vol	289.5	298.4	291.8
50 % vol	295	305.6	297.4
60 % vol	302.5	313.7	303.8
70 % vol	310.5	322.9	312.1
80 % vol	320.5	333.1	320.4
90 % vol	331.5	346.0	330.9
95 % vol	339.5	353.8	337.7
Point final °C	353	356.4	342.9
Distillat % vol	98.50	98.6	97.8
Résidu % vol	1.50	1.2	1.6
Pertes % vol	0.00	0.2	0.6



**Fig.VI.15** : Courbes de la distillation ASTM des gasoils légers issus des 3 bruts (coupes 250-375 °C)

**Tableau.VI.30** : Résultats de la distillation ASTM des gasoils légers issus des 3 bruts (coupe 320-375)

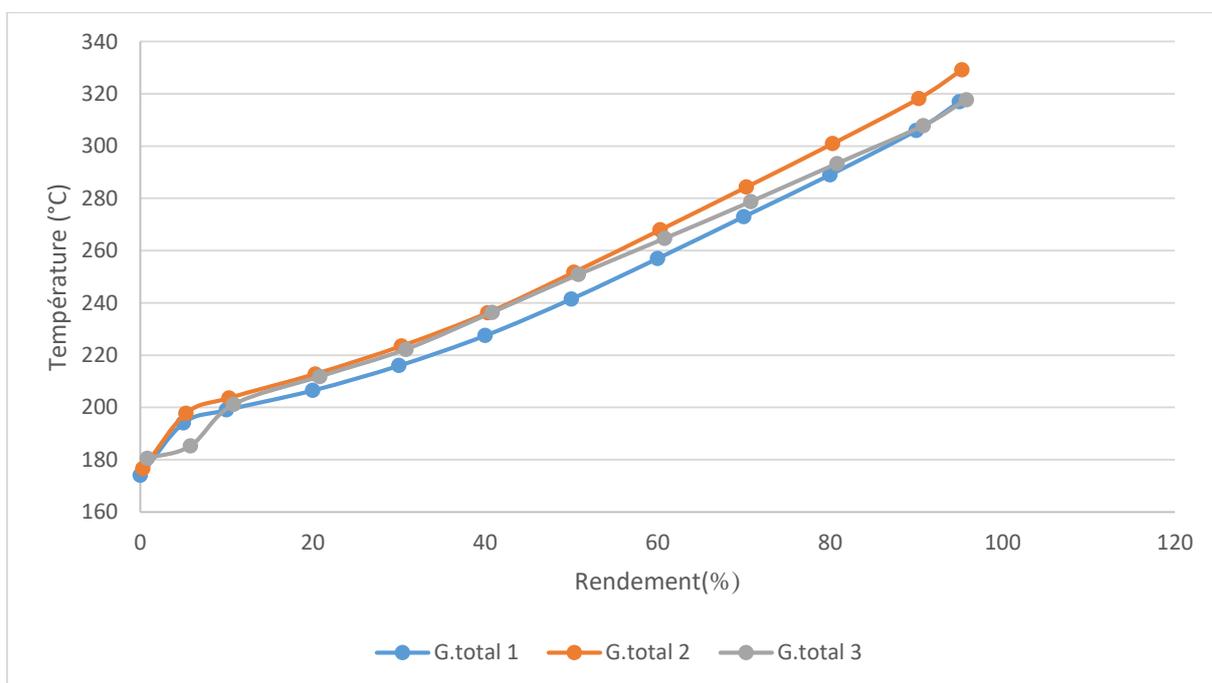
Fractions	Gasoil lourd 1 320 – 375 °C	Gasoil lourd 2 320 – 375 °C	Gasoil lourd 3 320 – 375 °C
Point initial °C	318	319.0	322.9
05 % vol	323	330.5	328.2
10 % vol	325	333.0	329.3
20 % vol	327	335.0	329.4
30 % vol	328	336.5	330.7
40 % vol	329	338.0	331.7
50 % vol	330.5	339.5	332.9
60 % vol	332	341.5	334.4
70 % vol	334	344.0	336.2
80 % vol	336	347.0	338.6
90 % vol	339.5	351.0	342.2
95 % vol	343.5	354.0	345.7
Point final °C	354	357.0	349.6
Distillat % vol	98.60	98.2	97.9
Résidu % vol	1.40	1.6	1.6
Pertes % vol	0.00	0.2	0.5



**Fig.VI.16** : Courbes de la distillation ASTM des gasoils légers issus des 3 bruts (coupe 320-375)

**Tableau.VI.31** : Résultats de la distillation ASTM des gasoils totaux issus des 3 bruts (coupe 165-350)

Fractions	Gasoil total 1 165 – 350 °C	Gasoil total 2 165 – 350 °C	Gasoil total 3 165 – 350 °C
Point initial °C	174	176.6	180.5
05 % vol	194	197.7	185.2
10 % vol	199	203.6	201.1
20 % vol	206.5	212.8	211.8
30 % vol	216	223.5	222.2
40 % vol	227.5	236.2	236.3
50 % vol	241.5	251.7	250.8
60 % vol	257	267.9	264.6
70 % vol	273	284.3	278.7
80 % vol	289	300.9	293.3
90 % vol	306	318.2	307.8
95 % vol	317	329.2	317.7
Point final °C	325	335.1	321.6
Distillat % vol	98.70	98.7	97.8
Résidu % vol	1.30	1.0	1.4
Pertes % vol	0.00	0.3	0.8



**Fig.VI.17** : Courbes de la distillation ASTM des gasoils totaux issus des 3 bruts (coupe 165-350)

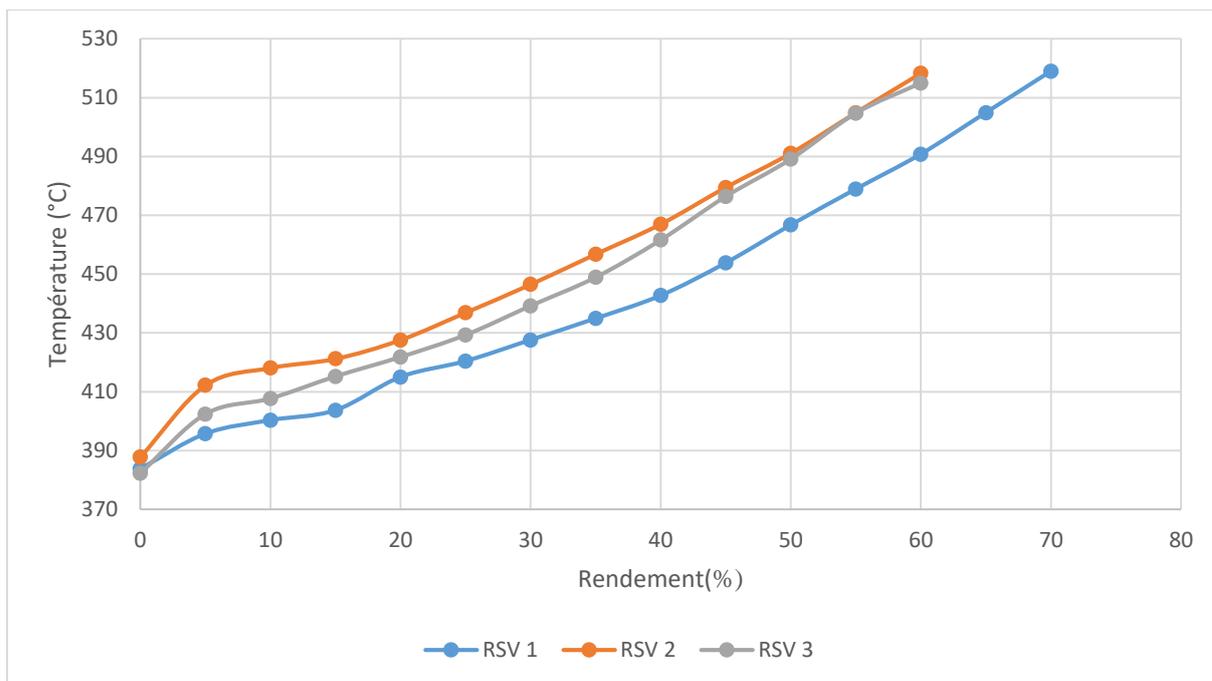
➤ **Commentaires**

Les normes ont établi deux points particuliers, moins de 65% en volume distillé doit être obtenu avant 250°C, ce qui limite la teneur en produit léger, et plus de 85% avant 350°C limitant la teneur en produit lourd conformément à la courbe de distillation ASTM de la coupe (250°C – 375°C) on remarque que le point 65% n’obéi pas à la norme, car toutes les températures correspondantes à ce dernier sont supérieures à 250°C, alors que les températures d’ébullitions du point 85% sont en accord, le dépassement de ce point se traduit par une mauvaise sélectivité de la séparation entre le gasoil et le résidu.

**D. Distillation ASTM D86 des résidus sous vide**

**Tableau.VI.32** : Résultats de la distillation ASTM des résidus sous vide (380<sup>+</sup>)

Fractions	Résidu 1 (380 <sup>+</sup> )	Résidu 2 (380 <sup>+</sup> )	Résidu 3 (380 <sup>+</sup> )
Point initial °C	383.8	387.8	382.3
05 % vol	395.7	412.2	402.4
10 % vol	400.3	418.1	407.7
15 % vol	403.7	421.2	415.2
20 % vol	415	427.6	421.8
25 % vol	420.4	436.9	429.3
30 % vol	427.6	446.5	439.2
35 % vol	434.9	456.8	448.9
40 % vol	442.7	467.0	461.6
45 % vol	453.8	479.5	476.4
50 % vol	466.7	491.1	489.1
55 % vol	478.9	504.9	504.7
60 % vol	490.8	518.3	515.0
65% vol	504.9	-	-
70% vol	519	-	-
Point final °C	530.3	530.3	530.2
Distillat % vol	74.30	64.3	64.0
Résidu % vol	25.70	-	36.0
Pertes % vol	0.00	-	00.00



**Fig.VI.18** : Courbes de la distillation ASTM des résidus sous vide (380<sup>+</sup>)

➤ **Commentaires**

On remarque que le point initial de la distillation ASTM est élevé, cela nous renseigne sur la composition et teneur en produits lourds de ces résidus.

Le point final de cette distillation est d'environ 530 °C pour tous les résidus. Les rendements de distillat récupérés lors de cette distillation sont satisfaisants pour une valeur de 64% et plus sans pertes. Tandis que le résidu 2 ce n'était pas possible de mesurer les pertes vu la formation du coke.

**VI.4 Conclusion**

En conclusion, cette étude analytique nous a permis d'évaluer trois pétroles bruts algériens, tout d'abord en déterminant ces principales caractéristiques physico chimiques, ensuite en effectuant une distillation atmosphérique et deux distillations sous vide à 10 et 40 mmHg.

En deuxième partie, on a déterminé la composition chimique pour quelque fraction pétrolière issus des pétroles bruts par analyse chromatographique.

Selon les résultats obtenus, nous avons constaté que le pourcentage en paraffine est toujours prédominant, conférant ainsi aux pétroles bruts une nature paraffinique.



---

# CHAPITRE VII

---

SIMULATION DES PETROLES BRUTS





## VII.1 Introduction

De nos jours la simulation est indispensable dans les industries, pour ce qu'elle présente d'avantages comme l'augmentation de la productivité, la prévention des défaillances, la réduction des coûts de production et surtout le gain de temps.

Dans ce chapitre, nous allons recourir au logiciel de simulation Aspen Hysys, en premier lieu nous allons décrire la procédure suivie pour déterminer quelques propriétés physico chimiques, puis les comparer aux résultats expérimentales.

## VII.2 Simulation en générale

Une simulation peut être considérée comme l'utilisation d'un ensemble de modèle mathématique, pour représenter le comportement d'un système (procédé). Elle nous fournit un bon aperçu du système et de ses caractéristiques les plus importantes, sans intervenir ou expérimenter sur le procédé réel.

Il existe un très grand nombre de logiciels de simulation des procédés chimiques. On présente une liste non-exhaustive des logiciels les plus utilisés au niveau mondial tel que : (Aspen), (Chemcad), (Hysys), (Petrosim), (ProII) [28].

## VII.3 Définition du logiciel Aspen Hysys

Le « HYSYS » est un logiciel de simulation des procédés de génie chimie, il a été développé par la société canadienne HYPROTECH, Il peut être utilisé dans plusieurs domaines notamment les procédés de raffinage et de la pétrochimie :

- Caractérisation du brut ;
- Distillation initiale et sous vide du brut :
- Réacteur de l'industrie pétrolière :
- Mélange (Blender des produits).

Aspen Hysys est l'un des plus performants logiciels de simulation, spécialement pour les pétroles et les gaz. Il peut être utilisé lors de la conception d'un procédé industriel, afin d'établir des bilans de matière et d'énergie d'un procédé industriel et de dimensionner les équipements de ce procédé ou bien dans le suivi des procédés qui sont déjà installés, afin de réajuster les paramètres de fonctionnement dans le cas de changement de compositions de l'alimentation, ou des conditions de fonctionnement de certains équipements et de déterminer les performances des équipements [29,30].

## VII.4 Fonctionnement de Aspen Hysys

Le logiciel HYSYS permet une large gamme de données d'entrées et de sorties. La prédiction des propriétés physiques a été appliquée pour 3 bruts étudiée précédemment. Pour une meilleure compréhension, nous décrivons ci-après, la méthodologie de simulation suivie sous le logiciel Aspen Hysys [29,30].

### a. Choix des composants (component lists)

La première étape pour établir la base de simulation, est de définir les composants chimiques qui seront présents dans notre simulation.

Pour ajouter des composants à la simulation, on va sur component lists puis on clique sur le bouton Add pour afficher la liste de tous composants disponibles dans HYSYS. On Sélectionne les composants souhaités, pour notre simulation et on clique sur Add, dans notre cas nous allons introduire la composition des produits légers (C<sub>5</sub><sup>-</sup>) comme le montre la Fig.VII.1, car la distillation TBP s'applique sur l'ensemble des pétroles stabilisés (débutanisé).

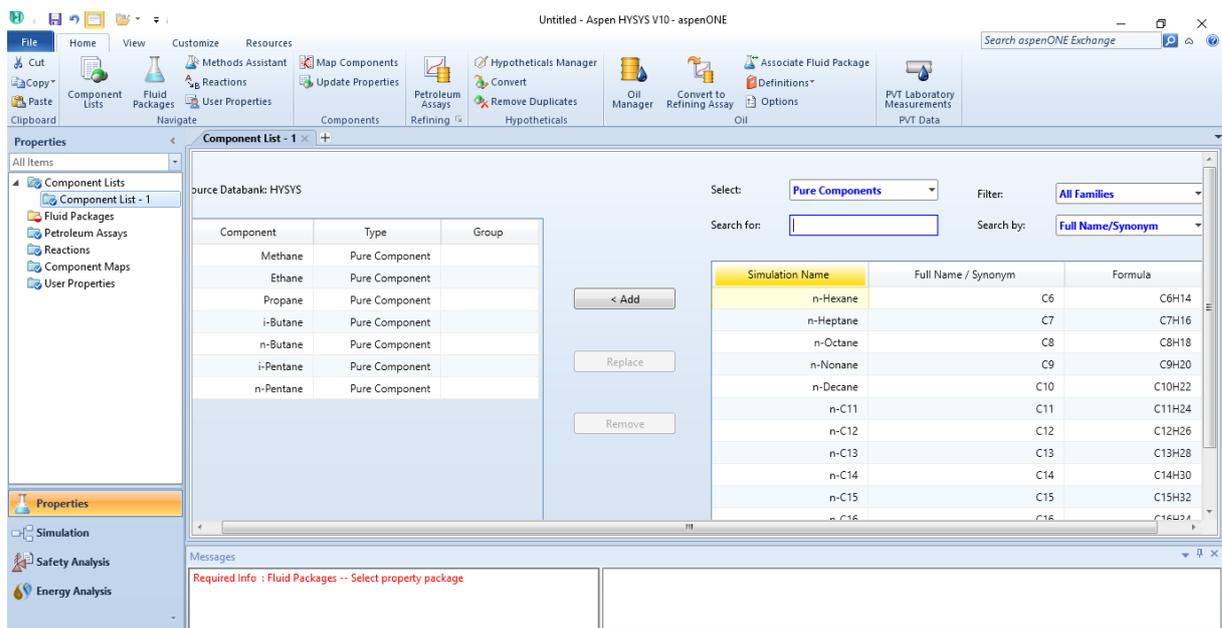


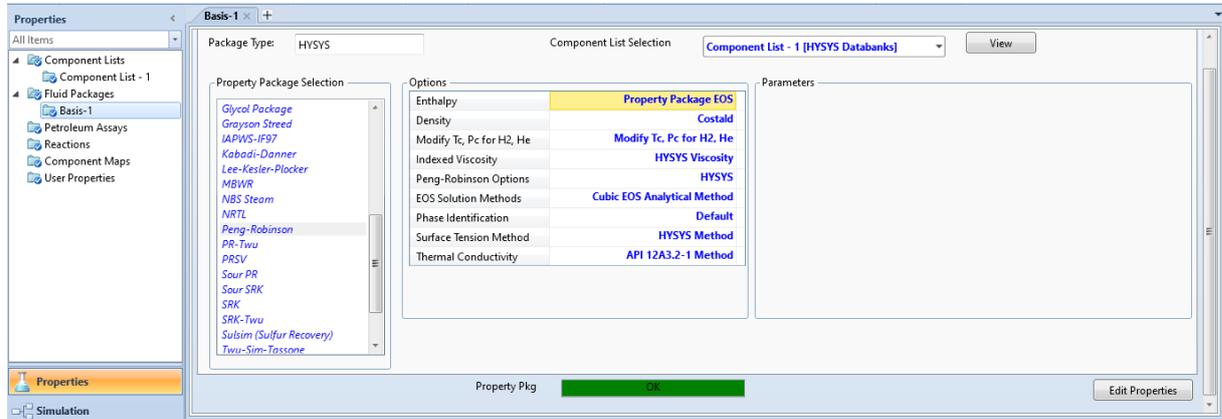
Fig.VII.1 : Création de la liste des composants

### b. Choix du modèle thermodynamique (Fluid packages)

La réussite de la simulation dépend du choix du modèle thermodynamique, ce dernier est établie pour une classe de fluide et un domaine de conditions (Pression, Température) recommandées, en utilisant des hypothèses et des suppositions pratiques.

On sélectionne l'onglet **Fluid Packages**, en appuyant sur **Add** une fenêtre s'affiche donnant tous les modèles thermodynamique existant sur HYSYS. **Fig.VII.2**

Pour les applications pétrolières, gazières et pétrochimiques, le modèle de **Peng-Robinson** est généralement la propriété recommandée.



**Fig.VII.2** : Choix du modèle thermodynamique

### c. Caractérisation de la charge

Pour caractériser la charge on utilise l'un de ces 2 domaines de travail, Petroleum assays ou oil Manager qu'on a choisi.

#### 1. Oil Manager

Il permet la caractérisation d'un pétrole par l'utilisation des constituants hypothétiques, appelés généralement les pseudos constituants.

Les propriétés physiques critiques thermodynamiques ainsi que les propriétés de transport, seront déterminé pour chaque constituants en utilisant des corrélations développées pour cet objectif.

La caractérisation d'un pétrole via Oil Manager s'effectue selon les étapes suivantes :

**A. Introduction des données :** On ajoute **Essay** dans la page **InputAssay** et on introduit les données expérimentales dans :

- **Assay Data type** : La détermination des propriétés des trois bruts s'appuie intégralement sur la distribution de la distillation TBP.
- **Bulk properties** : on choisit au moins 2 propriétés globales parmi les suivants ( poids moléculaire, densité, facteur Kuop ) et la viscosité.
- **Light ends specification** : C'est là où on introduit les fractions en volume ou en poids des C5- déjà introduite dans la liste des composants.

- **Distillation et dancity curve** : dans cette étape on intègre les fractions en volume ou en poids correspondante aux températures d'ébullition ainsi que la densité.

Une fois les données sont insérées (Fig.VII.3) on clique sur calculate et là on peut avoir notre courbe de distillation TBP sur la fenêtre plot. (Fig.VII.9 , Fig.,VII.11, Fig.VII.13).

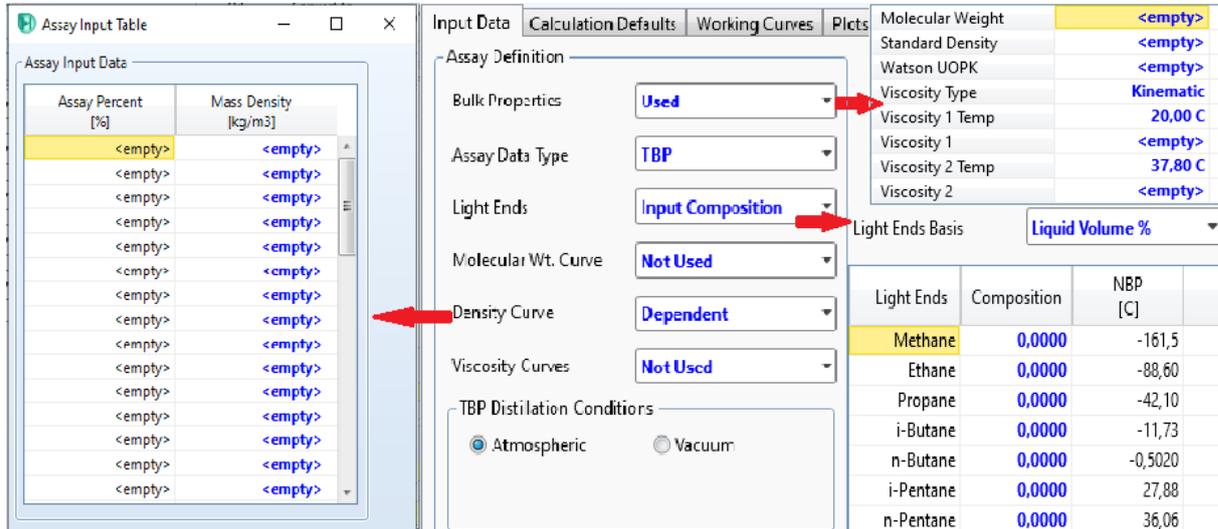


Fig.VII.3 : Introduction des caractéristiques générales du brut

**B. Création d'un Blend** : Pour la création du mélange on Ajoute Blend de la page Output Blend. Nous introduisons le découpage de notre brut selon le bilan de valorisation des coupes larges de notre expérience (nom et température finale de chaque coupe). Dans la fenêtre Distribution Plot, on trouve un histogramme comptant les rendements des coupes pétrolières.

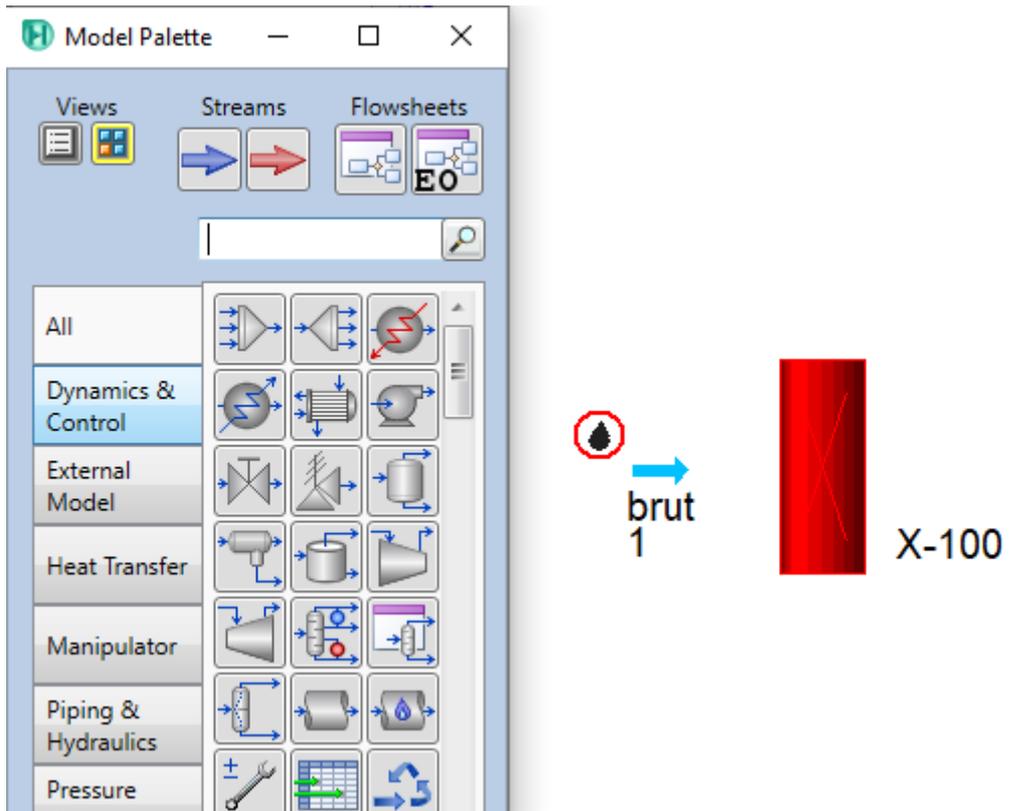
**C. Installation du brut caractérisé** : pour pouvoir utiliser les résultats du calcul des pseudos constituants sur la page de simulation PFD (Process Flow Diagramme), on installe le brut sur la page instal oil en introduisant le nom du pétrole dans la case stream name.

#### VII.4.4 Environnement de simulation

Après avoir terminé toutes les entrées nécessaires, et installer notre brut on commence la simulation. Sur le côté gauche de la Fig.VII.4, on trouve une barre d'outils verticale, celle-ci est connu comme model palette.

➤ **La simulation de splitter pour le découpage du pétrole brut :**

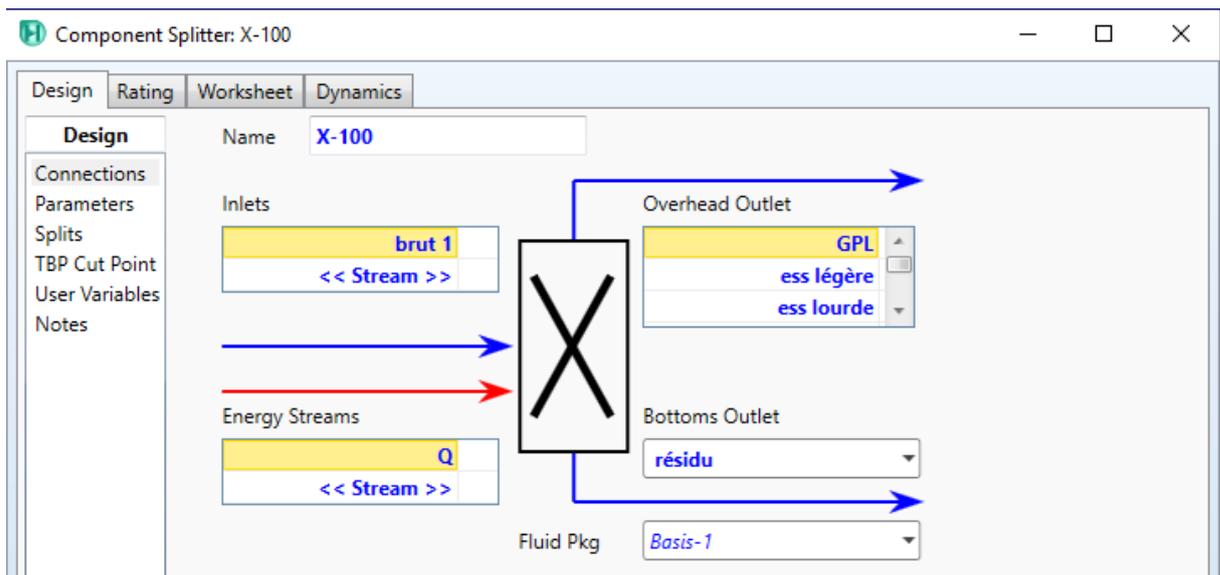
Avec un component splitter, un flux d'alimentation est séparé en produits selon les paramètres et les splits spécifiés par l'utilisateur. Le splitter est utilisé pour simuler un procédés non standard, qui n'est pas disponible dans la palette de Aspen HYSYS.



**Fig.VII.4** : Insertion de la charge et le splitter

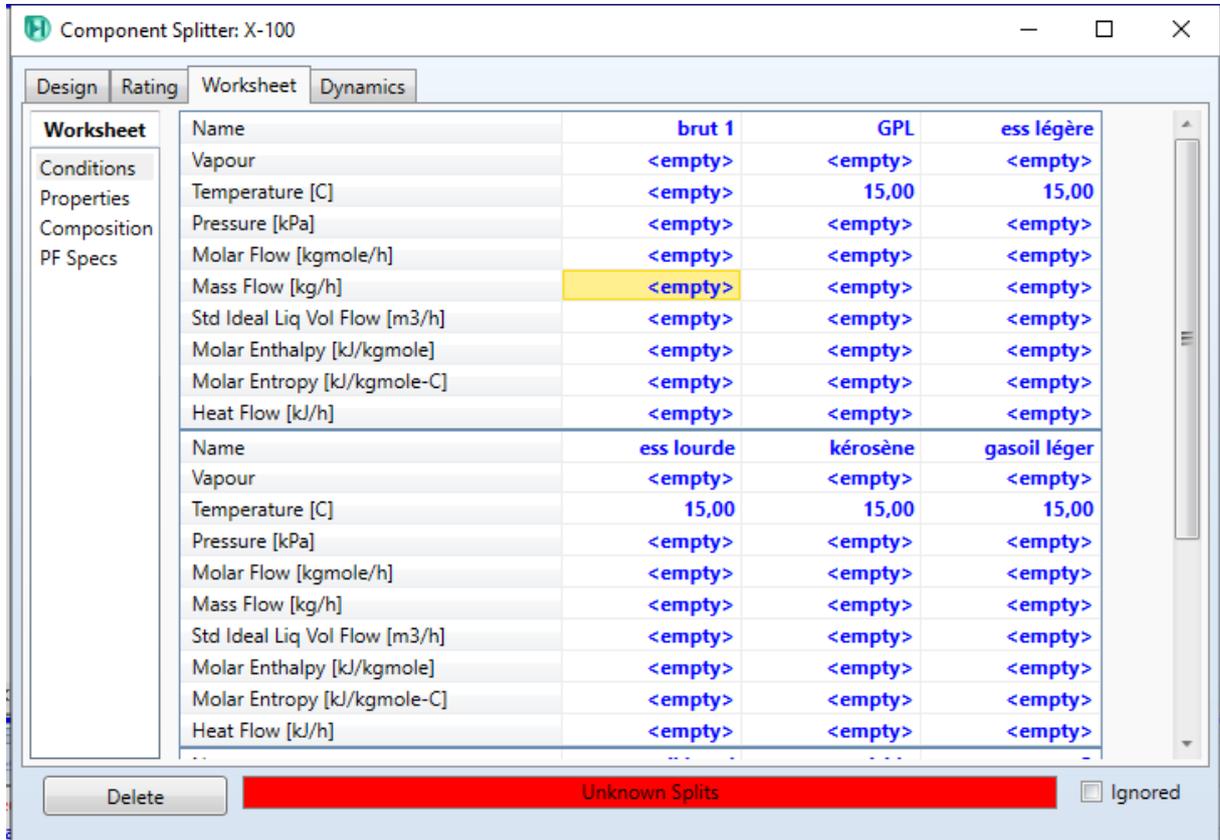
Un double clic sur le splitter nous mène à une autre fenêtre, où on va insérer les fractions pétrolières et les conditions opératoires de découpage. Fig.VII.5.

**A. Design/Connections** : sur cette page on doit insérer le nom du flux d'alimentation (inlets), nom des produits en tête (overhead outlet) et en bas de la colonne de distillation (bottom outlet) ainsi que le nom du flux d'énergie.



**Fig.VII.5** : Insertion des fractions pétrolières

**B. Worksheet :** pour le brut on insère au minimum deux paramètres (Température, Pression, Enthalpie...etc) et le débit. Quant aux outlet, il suffit d'introduire la température et sélectionner l'option Equilize All Stream pressures (toutes les pressions sont identiques).



**Fig.VII.6 :** Insertion des conditions opératoires de la simulation

**C. TBP Cut Point :** Dans cette étape on donne la température initiale de chaque coupe

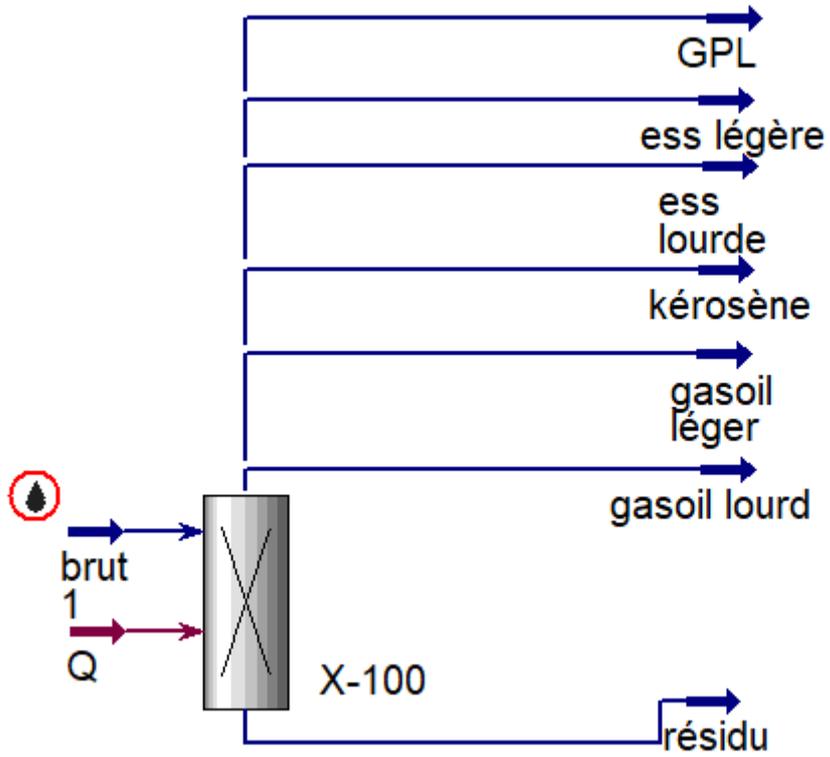
Initial TBP Cut Point on Feed (ICP)

Calculate splits using these cut points:

Stream	GPL	ess légère	ess lourde	kérosène	gasoil léger	gasoil lourd	résidu
Initial Cut Point	-80,00	18,40	80,00	165,0	250,0	320,0	380,0

**Fig.VII.7 :** Insertions des températures initiales des fractions

Une fois qu'un flux a suffisamment d'information pour être entièrement caractérisé, une barre de message verte apparaît en bas de la fenêtre dans la vue d'entrée du flux indiquant que tout est « OK », dans ce cas-là on peut visualiser les résultats d'un double clic sur la fraction désirée Fig.VII.8, dans le cas contraire la fenêtre de saisie comportera une barre de message jaune indiquant les renseignements manquants.



**Fig.VII.8** : Schéma final de la simulation

### VII.5 Résultats de la simulation

Les résultats obtenus lors de la simulation dont les courbes de distillation TBP et les histogrammes de rendement en volume des 3 échantillons sont présentés dans les figures ci-jointes.

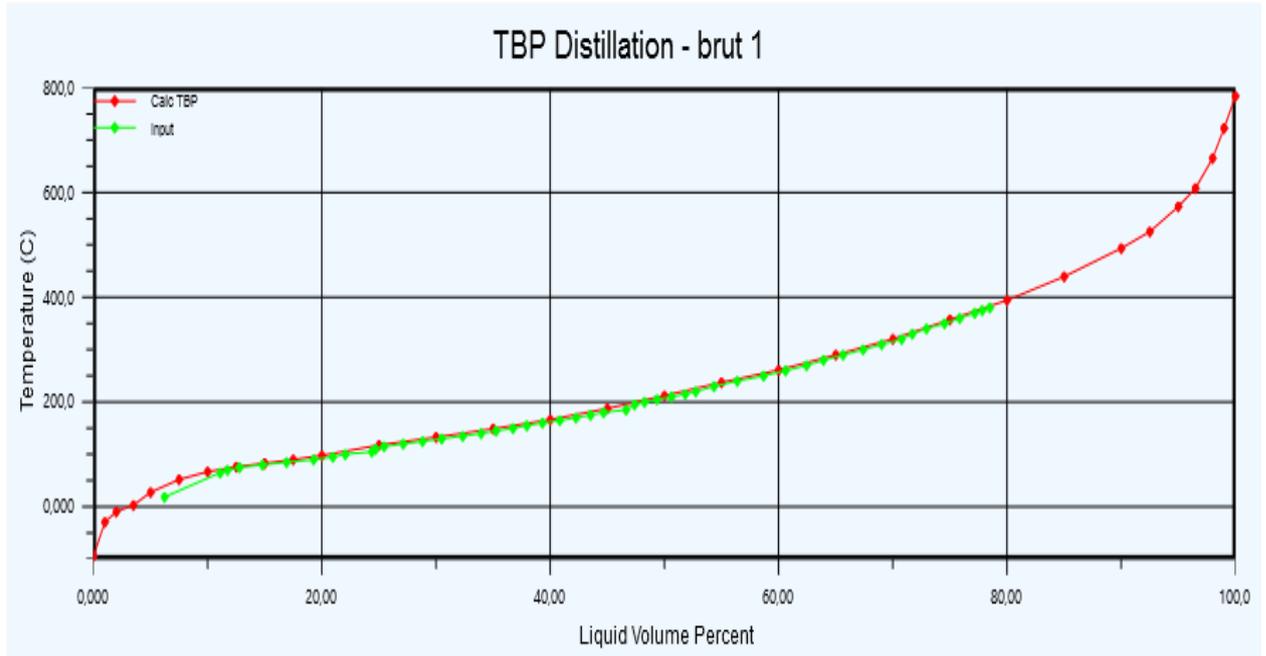


Fig.VII.9 : Courbe de distillation TBP simulée du brut 1

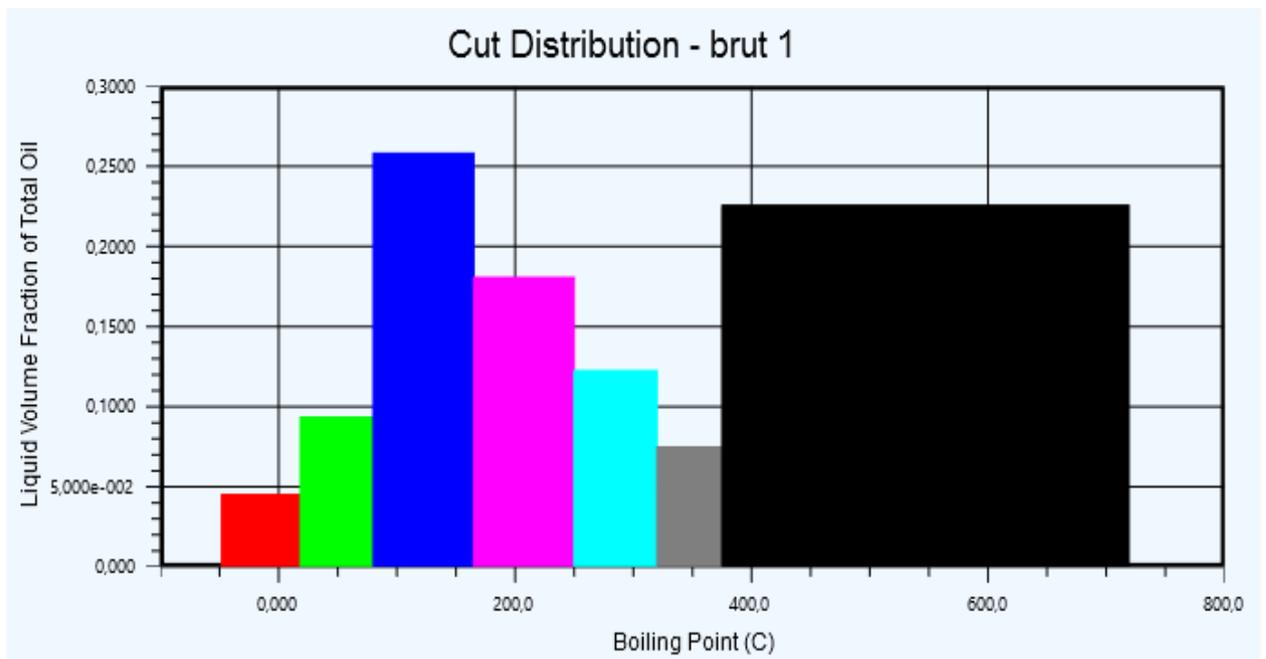


Fig.VII.10 : Histogramme des compositions en volume simulée du brut 1

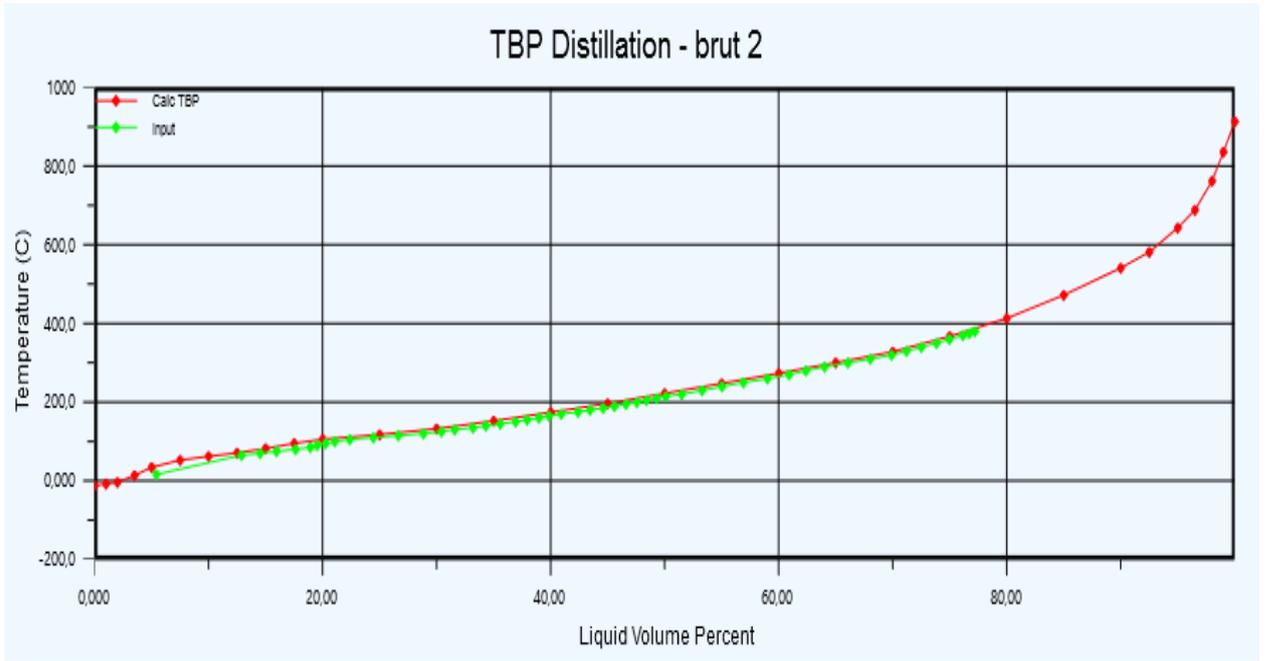


Fig.VII.11 : Courbe de distillation TBP simulée du brut 2

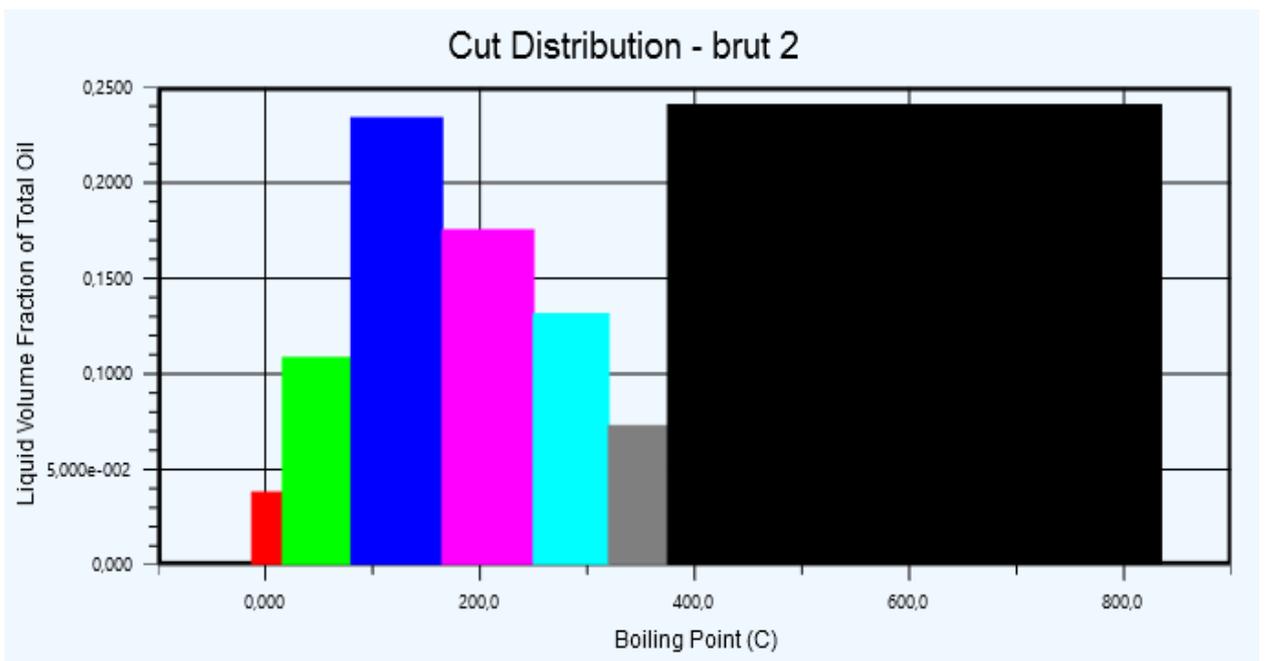


Fig.VIII.12 : Histogramme des compositions en volume simulée du brut 2

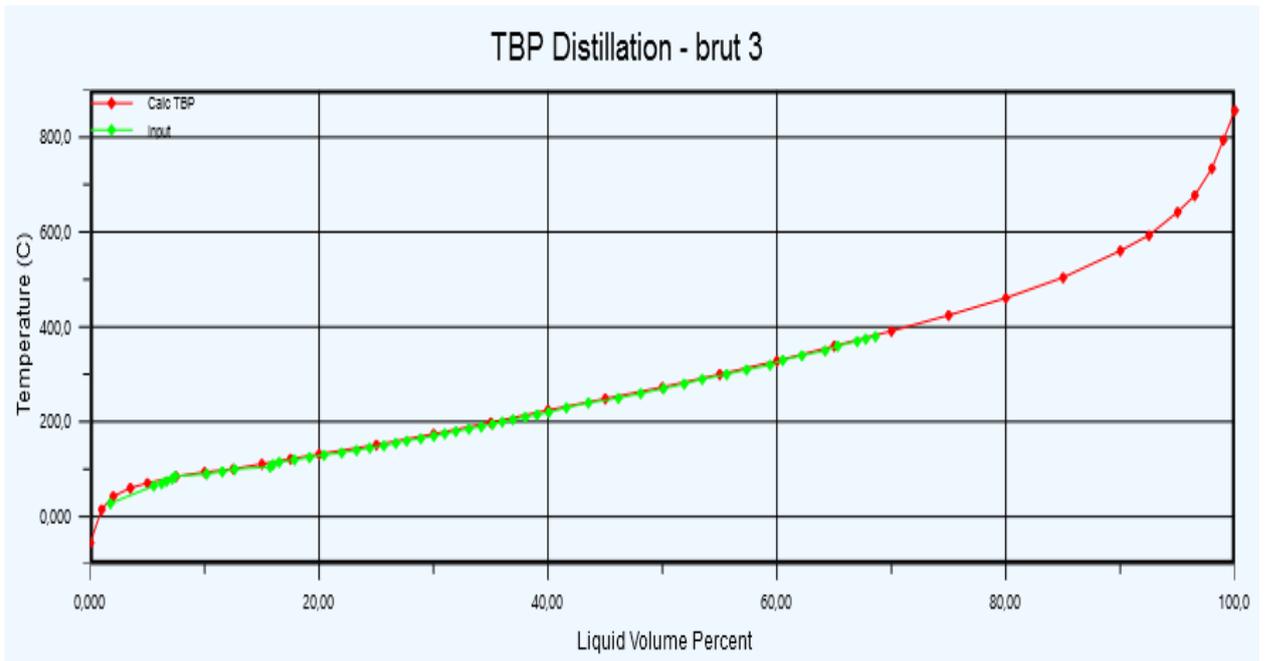


Fig.VII.13 : Courbe de distillation TBP simulée du brut 3

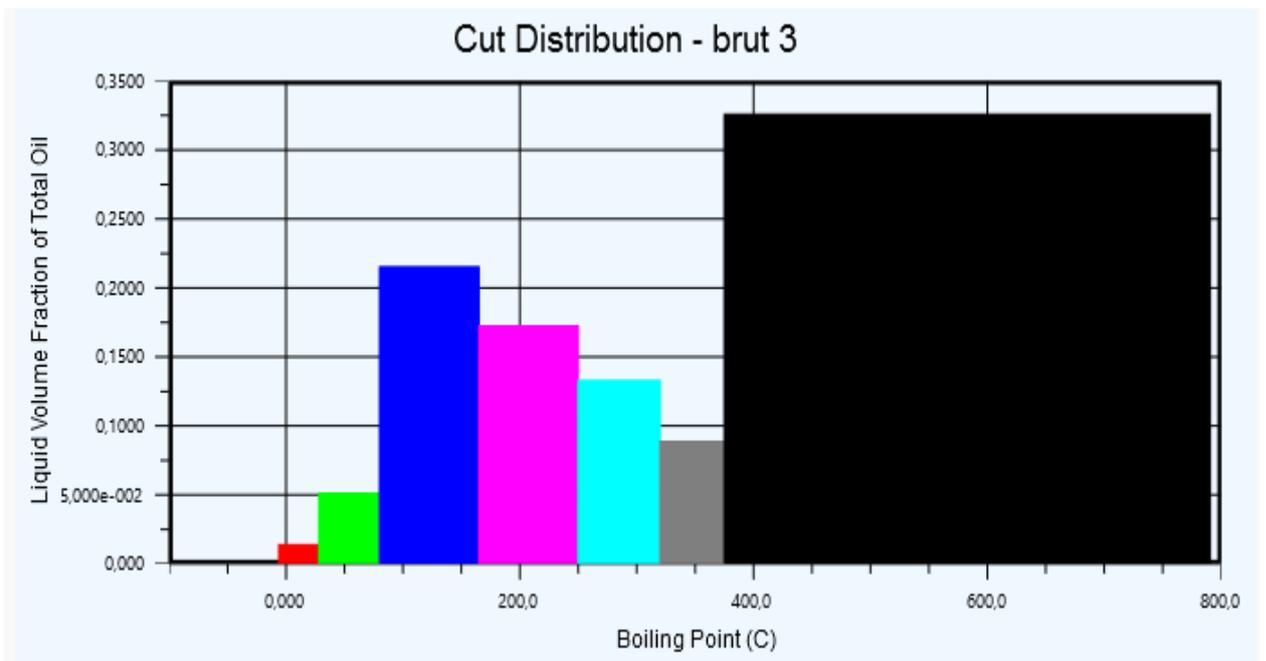


Fig.VII.14 : Histogramme des compositions en volume simulée du brut 3

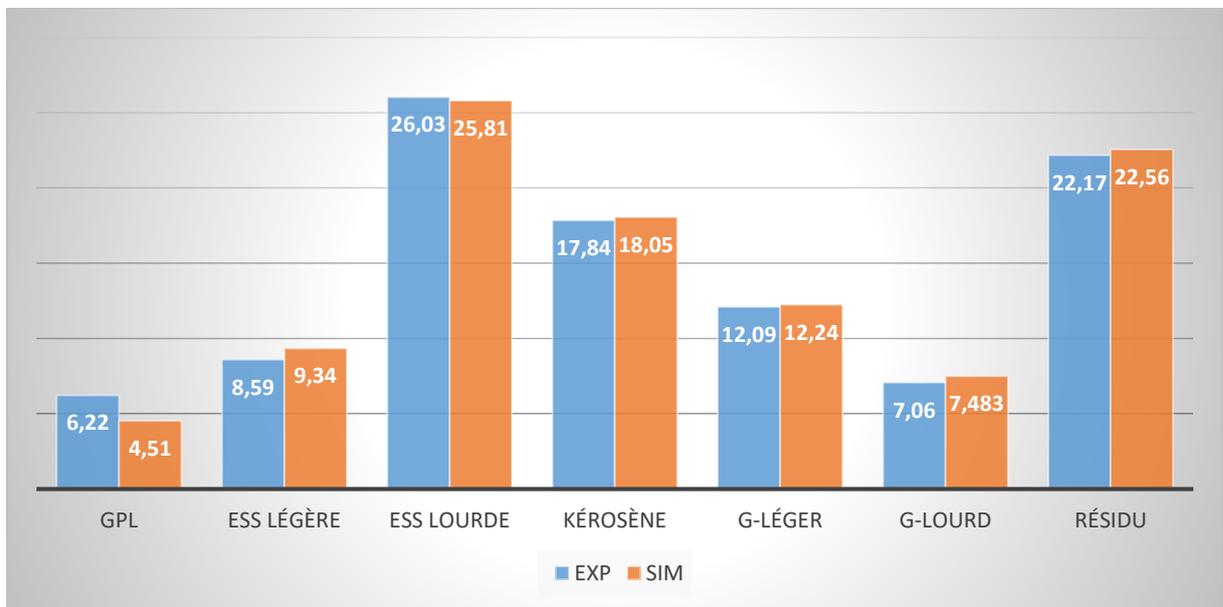
**A. Les rendements en volumes des 3 bruts (simulation et expérimentale)**

Les rendements en volumes obtenus dans ses histogrammes sont rassemblés dans le tableau ci-dessous :

**Tableau.VII.1** : Résultats de la simulation et comparaison des rendements en volume des coupes large des 3 bruts (simulation et expérimentale)

Fraction	Pétrole 1			Pétrole 2			Pétrole 3		
	Exp%	Sim %	Ecart%	Exp %	Sim %	Ecart%	Exp %	Sim %	Ecart%
GPL	6.22	4.51	1.71	05.41	03.79	1.62	01.77	01.38	0.39
Ess légère	08.59	09.34	0.75	12.21	10.83	1.48	05.39	05.11	0.28
Ess lourde	26.03	25.81	0.22	22.23	23.39	4.71	21.72	21.52	0.20
Kérosène	17.84	18.05	0.21	17.05	17.52	0.47	17.27	17.24	0.03
Gasoil léger	12.09	12.24	0.15	13.00	13.13	0.13	13.25	13.30	0.05
Gasoil lourd	07.06	7.483	0.42	06.82	7.275	0.45	08.36	8.871	0.51
Résidu	22.17	22.56	1.75	23.28	24.07	3.39	32.24	32.59	1.08

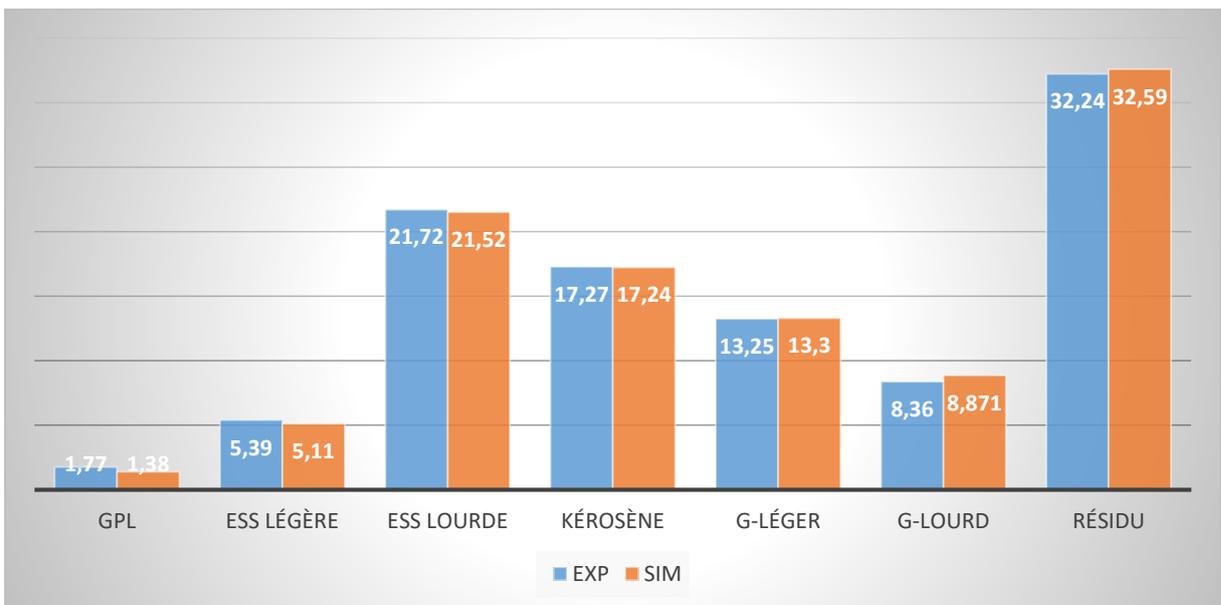
Pour mieux voir l'écart et une bonne interprétation les résultats de l'expérimental et de la simulation sont rassemblé dans les histogrammes suivants :



**Fig.VII.15** : Histogramme des résultats de la simulation et de l'expérimental des rendements en volume des coupes pour le brut 1



**Fig.VII.16** : Histogramme des résultats de la simulation et de l'expérimental des rendements en volume des coupes pour le brut 2



**Fig.VII.17** : Histogramme des résultats de la simulation et de l'expérimental des rendements en volume des coupes pour le brut 3

➤ **Commentaires**

D'après les histogramme des trois bruts, on remarque que les écarts des résultats des coupes larges obtenus lors de la simulation par Hysys et ceux par analyse expérimental sont assez minime, ils présentent en moyenne un pourcentage d'erreur de 0.88% pour le brut 1, 1.73% pour le brut 2 et 0.36% pour le brut 3. Donc la simulation nous donne de bonnes prédictions sur le rendement en volume des différentes coupes pétrolières.

**B. Comparaison des propriétés des bruts et les coupes pétrolières**

**Tableau.VII.2 :** Propriétés de la coupe essence légère des 3 bruts (simulation et expérimentale)

Propriétés	Pétrole 1			Pétrole 2			Pétrole 3		
	Exp	Sim	Ecart %	Exp	Sim	Ecart %	Exp	Sim	Ecart %
Densité à 15°C	655.5	687.6	4.89	658.5	681.9	3.55	661.5	691.4	4.52
Masse moléculaire	84	74.80	10.95	82	88.48	7.90	80	92.99	16.23
Indice de réfraction à 20°C	1.3750	1.3829	0.59	1.3762	1.3802	0.29	1.3788	1.3848	0.43
Facteur Kuop	12.81	12.52	2.26	12.65	12.59	0.47	12.60	12.50	0.79

**Tableau.VII.3 :** Propriétés de la coupe essence lourde des 3 bruts (simulation et expérimentale)

Propriétés	Pétrole 1			Pétrole 2			Pétrole 3		
	Exp	Sim	Ecart %	Exp	Sim	Ecart %	Exp	Sim	Ecart %
Densité à 15°C	738.2	768.1	4.05	738.5	761.9	3.11	727.7	763.4	4.90
Masse moléculaire	112	98.60	11.96	115	126.4	9.81	130	133	2.30
Indice de réfraction à 20°C	1.4064	1.4270	1.46	1.4165	1.4237	0.51	1.4095	1.4246	1.07
Facteur Kuop	12.03	11.93	0.83	12.08	11.98	0.82	11.65	11.99	2.91

**Tableau.VII.4** : Propriétés de la coupe kérosène des 3 bruts (simulation et expérimentale)

Propriétés	Pétrole 1			Pétrole 2			Pétrole 3		
	Exp	Sim	Ecart %	Exp	Sim	Ecart %	Exp	Sim	Ecart %
Densité à 15°C	795	822	3.40	799.9	816.5	2.03	797.6	831.5	4.25
Masse moléculaire	154	144.9	5.9	163	184.8	13.37	145	196.1	35.23
Indice de réfraction à 20°C	1.4474	1.4586	0.77	1.4492	1.4554	0.42	1.4469	1.4642	1.19
Facteur Kuop	11.84	11.85	0.08	11.90	11.87	0.25	11.70	11.74	0.34
P. éclairé (°C)	55	55.59	1.07	57	56.15	1.49	-	-	-
Viscosité 20°C	1.748	1.974	12.92	1.59	2.127	33.77	1.83	3.79	107.1

**Tableau.VII.5** : Propriétés de la coupe gasoil léger des 3 bruts (simulation et expérimentale)

Propriétés	Pétrole 1			Pétrole 2			Pétrole 3		
	Exp	Sim	Ecart %	Exp	Sim	Ecart %	Exp	Sim	Ecart %
Densité à 15°C	830	855.3	3.04	834.8	855.9	2.52	839.1	874.2	4.18
Masse moléculaire	219	204.3	6.71	222	263.9	18.87	205	273.2	33.26
Indice de réfraction à 20°C	1.4662	1.4761	0.67	1.4685	1.4764	0.53	1.4691	1.4875	0.13
Facteur Kuop	12.03	11.98	0.41	12.00	11.92	0.67	12.00	11.93	0.58
Viscosité 20°C	5.378	5.907	9.83	5.91	5.907	0.05	5.67	10.98	93.65

**Tableau.VII.6** : Propriétés de la coupe gasoil lourd des 3 bruts (simulation et expérimentale)

Propriétés	Pétrole 1			Pétrole 2			Pétrole 3		
	Exp	Sim	Ecart %	Exp	Sim	Ecart %	Exp	Sim	Ecart %
Densité à 15°C	851.7	879.7	3.29	860.3	879.5	2.23	865.3	901.4	5.27
Masse moléculaire	275	268.9	2.22	286	337	17.83	260	352.5	35.58
Indice de réfraction à 20°C	1.4777	1.4869	0.62	1.4820	1.4794	0.18	1.4890	1.4923	0.22
Facteur Kuop	12.12	12.11	0.08	12.10	12.01	0.74	11.90	11.80	0.84

### ➤ Commentaires

Les propriétés physico chimiques des fractions pétrolières calculées par Aspen Hysys à l'exception de la masse moléculaire, montrent une bonne concordance avec celles effectuées au laboratoire.

Pour la densité, les écarts ne dépassent pas les 5% donc cela permettra au raffineur de faire un bon bilan de matière .

En ce qui concerne l'indice de réfraction, son pourcentage d'erreur ne dépasse pas 1.5% et pour le facteur de caractérisation kuop les résultats sont presque identiques, donc la simulation peut prédire à quelle famille chimique le brut appartient et donc sa teneur en paraffine ce qui sera utile pour les raffineurs afin de déterminer les propriétés liées à la fluidité du pétrole comme le point d'écoulement et de congélation.

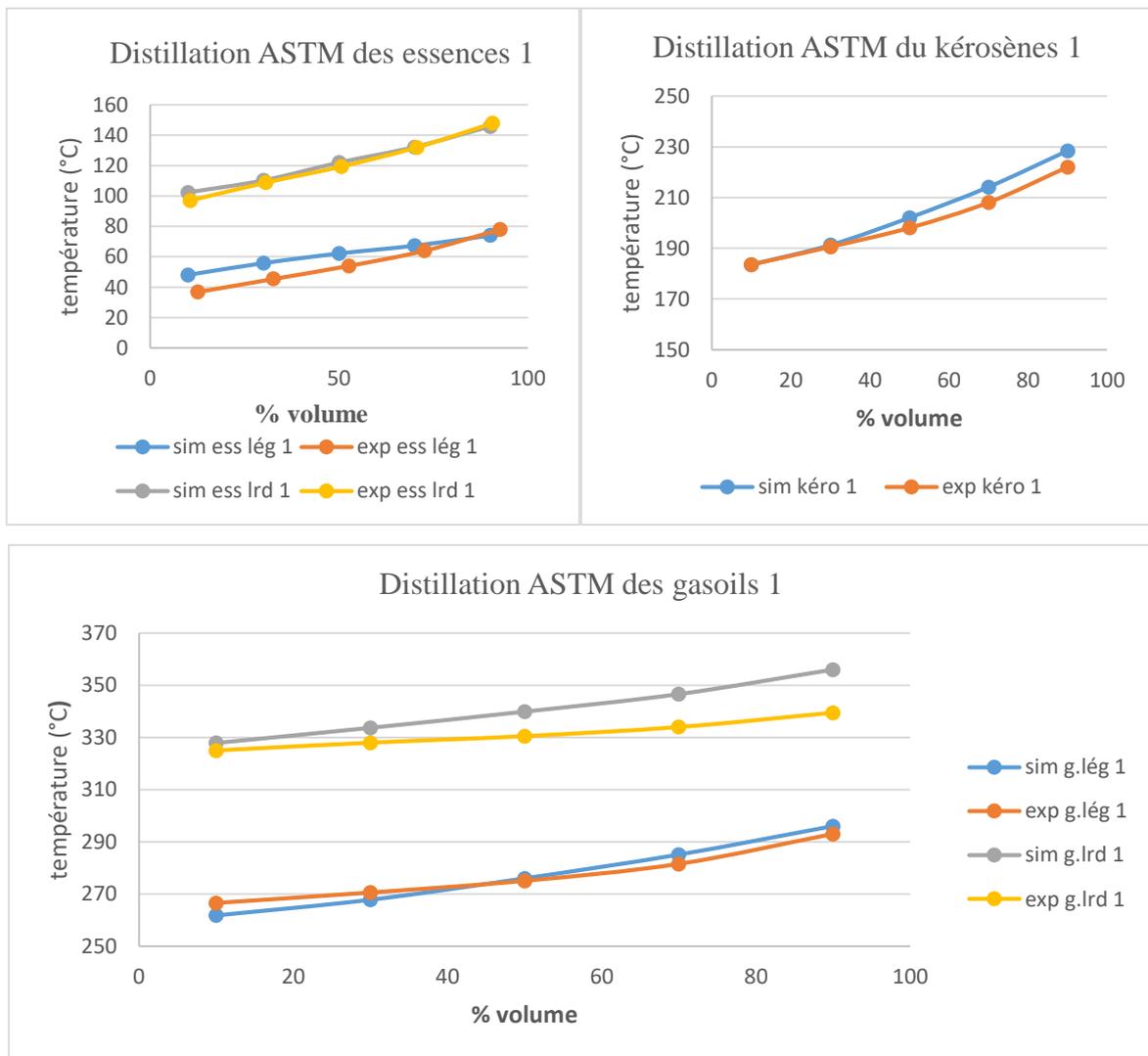
L'écart de température pour le point d'éclair est de 1°C, ce qui nous aide à connaître les conditions de stockage avant même de faire l'expérience.

Pour la masse moléculaire les écarts sont assez importants comme pour les fractions issues du pétrole 3(kérosène, Gasoil léger et lourd) avec en moyenne 34% (une cinquantaine de grammes),cette valeur semble acceptable à l'échelle de laboratoire mais surtout pas à l'échelle industrielle, plus la coupe est dense plus il est difficile de déterminer la masse molaire, cela peut être expliqué par la présence des hétéroéléments dans les fractions lourdes. Les grands écarts de la viscosité peuvent être expliqués par la relation proportionnelle entre la masse molaire et la viscosité.

**C. Distillation ASTM des coupes issus des échantillons du pétrole**

**Tableau.VII.7 :** Résultats de la Distillation ASTM D86 du brut 1 (simulation et expérimentale)

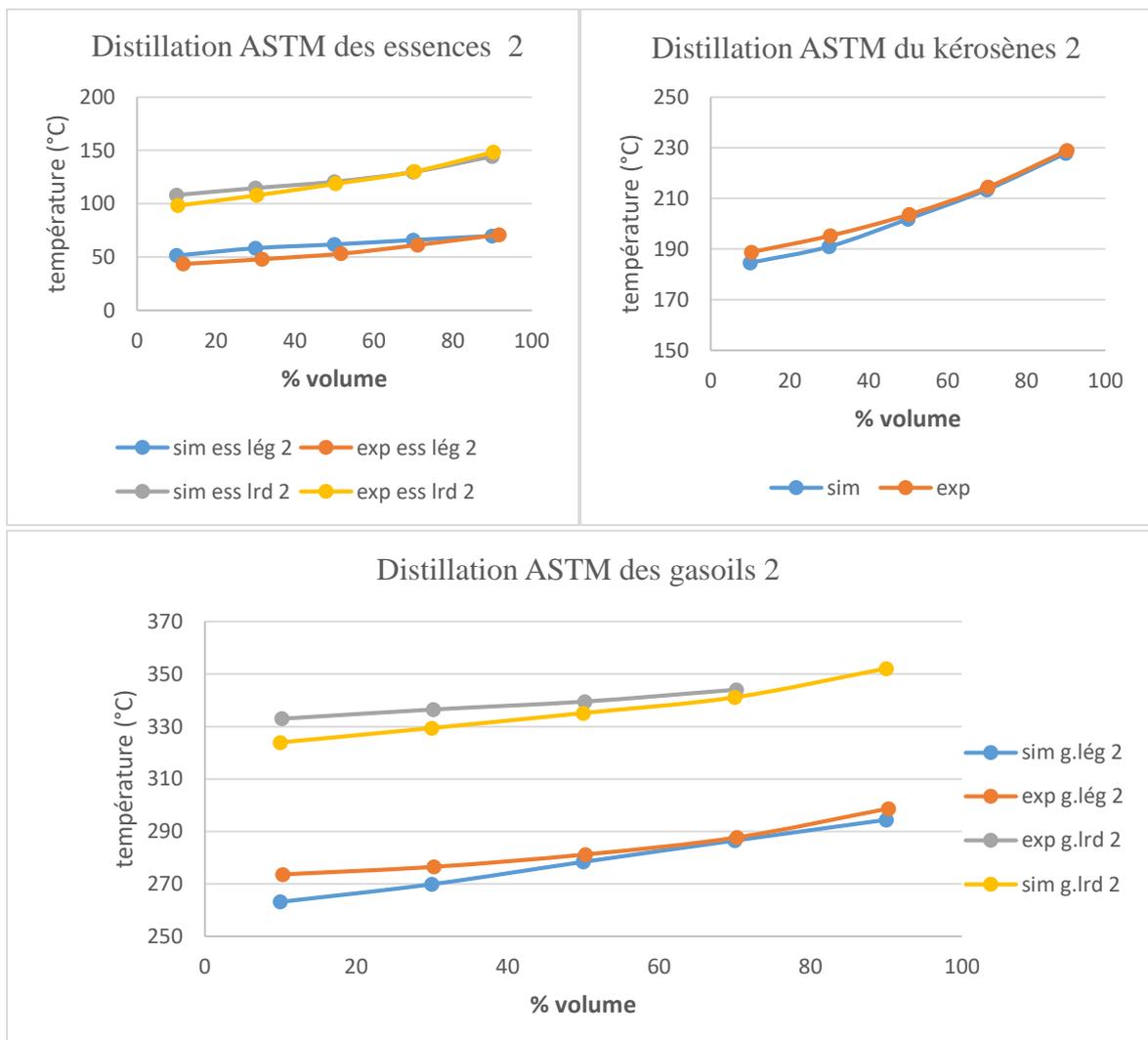
V %	Température (°C)														
	Essence légère			Essence lourde			Kérosène			Gasoil léger			Gasoil lourd		
	Exp %	Sim %	E %	Exp %	Sim %	E %	Exp %	Sim %	E %	Exp %	Sim %	E %	Exp %	Sim %	E %
10	36.8	48.00	30.43	96.90	102.3	5.57	183.5	183.7	0.11	266.5	261.8	1.76	325.0	327.9	0.89
30	45.4	55.80	22.91	108.7	110.2	1.38	190.5	191.2	0.37	270.5	267.8	2.99	328.0	333.7	1.74
50	54.0	62.14	15.07	119.3	121.9	2.18	198.0	202.0	2.02	275.0	276.0	0.36	330.5	339.9	2.84
70	63.9	67.30	05.32	131.9	132.1	0.15	208.0	214.1	2.93	281.5	285.1	1.28	334.0	346.6	3.77
90	77.6	74.01	04.63	147.8	145.6	1.49	222.0	228.4	2.88	293.0	296.0	1.02	339.5	356.2	4.92



**Fig.VII.18 :** Courbes de distillation ASTM simulation et expérimentale (brut 1)

**Tableau.VII.8 :** Résultats de la Distillation ASTM D86 du brut 2 (simulation et expérimentale)

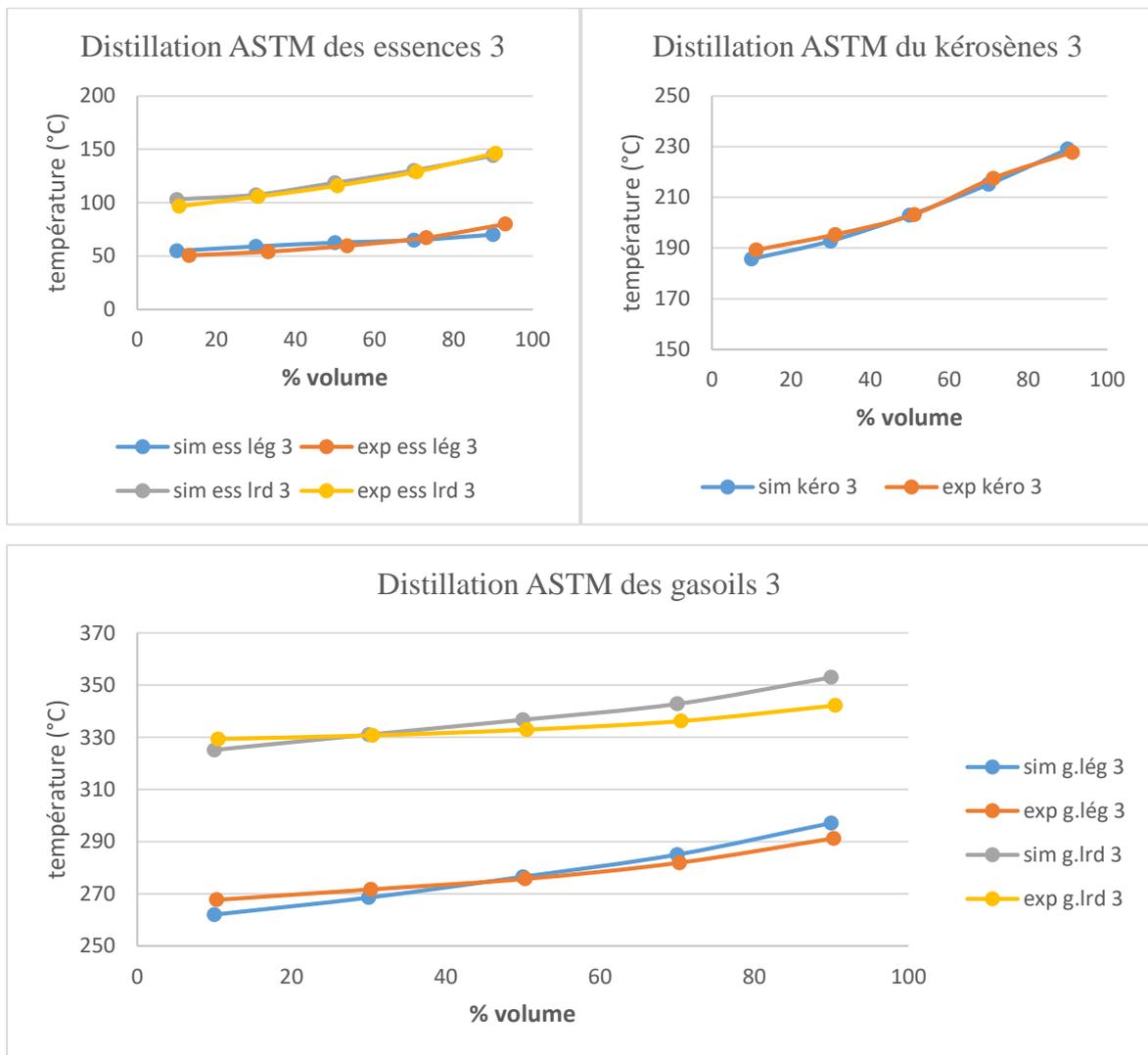
V %	Température (°C)														
	Essence légère			Essence lourde			Kérosène			Gasoil léger			Gasoil lourd		
	Exp %	Sim %	E %	Exp %	Sim %	E %	Exp %	Sim %	E %	Exp %	Sim %	E %	Exp %	Sim %	E %
10	43.5	51.42	18.21	98.30	108.1	9.94	188.7	184.5	2.23	273.6	263.2	3.80	333.0	323.9	2.73
30	48.0	58.29	21.44	107.9	114.6	6.21	195.2	190.9	2.20	276.5	269.9	2.39	336.5	329.4	2.11
50	53.1	61.79	16.37	118.7	120.6	1.60	203.6	201.8	0.98	281.2	278.4	0.99	339.5	335.1	1.30
70	61.2	65.91	07.69	130.2	129.7	0.38	214.5	213.4	0.51	287.7	286.5	0.42	344.0	341.1	0.84
90	70.8	69.70	1.55	148.5	144.4	2.76	228.9	227.8	0.48	288.7	294.4	0.44	351.0	352.1	0.31



**Fig.VII.19 :** Courbes de distillation ASTM simulation et expérimentale (brut 2)

**Tableau.VII.9 :** Résultats de la Distillation ASTM D86 du brut 3 (simulation et expérimentale)

V %	Température (°C)														
	Essence légère			Essence lourde			Kérosène			Gasoil léger			Gasoil lourd		
	Exp %	Sim %	E %	Exp %	Sim %	E %	Exp %	Sim %	E %	Exp %	Sim %	E %	Exp %	Sim %	E %
10	50.6	54.93	8.56	96.80	103.1	6.51	189.3	185.7	1.90	267.7	262.0	2.13	329.3	325.1	6.51
30	54.0	59.13	9.50	105.8	107.4	1.51	195.4	192.8	1.33	271.7	268.5	1.18	330.7	331.0	1.51
50	59.6	62.61	5.05	116.0	118.7	2.33	203.3	203.0	0.15	275.7	276.5	0.29	332.9	336.7	2.33
70	67.2	64.98	3.39	129.0	130.3	1.01	217.6	215.2	1.10	281.9	285.0	1.10	336.2	342.8	1.01
90	80.1	70.16	12.4	146.4	144.2	1.50	227.8	229.1	0.57	291.2	297.1	2.03	342.2	353.0	1.50



**Fig.VII.20 :** Courbes de distillation ASTM simulation et expérimentale (brut 3)

### ➤ Commentaires

Les résultats de la simulation ASTM D86 des essences pour les 3 bruts sont généralement acceptable, les premières fractions de la coupe essences légères du brut 1 et 2 (10,30 et 50% en volume) présentent un écart plus important par rapport aux autres points, cela est dû aux fractions très légères qui ont été distillé au début du chauffage qui n'ont pas été condensé. La simulation des essences légères présente un écart de 15.67% pour le brut 1, 13.05% pour le brut 2 et 07.78% pour le brut 3. Tant que la résultats de la simulation ne dépassent pas les 20% on peut dire qu'elle est réussite.

D'autre part les résultats des coupes restantes ( essence lourde, kérosène, gasoil léger et lourd) des trois bruts présentent de meilleurs écarts, de ce fait on peut en conclure que la simulation par Hysys est beaucoup plus adapté aux fractions moyennes et lourdes d'où leur écart ne dépassant pas les 2%.

### VII.6 Conclusion

Notre étude nous a permis de caractériser trois bruts Algériens, ce qui nous a permis de comparer les résultats obtenus par simulation à ceux obtenus expérimentalement, en vue global les résultats sont proche, du coup un écart acceptable.

A la fin de cette simulation on peut dire que le logiciel Aspen hysys est fiable pour la caractérisation d'un brut, c'est pourquoi il est le plus utilisé dans les industries pétrolières et gazières pour ce qu'il possède d'avantages sur l'échelle économique mais aussi dans le gain de temps.



---

# CONCLUSION GENERALE

---





---

## Conclusion générale

Ce mémoire de fin d'études vise un double aspect :

**Aspect fondamental** relatif à l'importance de la connaissance de la composition des pétroles algériens, ses caractéristiques, méthodologies normalisées de leur détermination, production et valorisation des dérivés d'hydrocarbures.

**Aspect expérimental**, focalisé sur la détermination comparative de toutes les caractéristiques physico-chimiques et énergétiques de trois bruts algériens, et une étude des performances de formation des dérivés plus intéressants par séparations et distillation à différentes températures.

Au vu de tous les paramètres et des données complexes explorés, le recours au logiciel de simulation Aspen Hysys s'avère comme solution appropriée, pour identifier tous les décalages des données mesurés en laboratoire, et des celles obtenus par expérimentation.

Il en ressort de cette étude :

Les résultats de la densité, la masse moléculaire, la TVR, dénote la légèreté de nos bruts (le brut 3 est légèrement plus lourd que les bruts 1 et 2). Leurs viscosités et leurs points d'écoulements favorisent le transport et la pompabilité de ces bruts. Selon leurs facteurs de caractérisation Kuop ils appartiennent à la famille des hydrocarbures mixtes à tendance paraffiniques. De point de vue commerciale, nos bruts sont de très bonnes qualités vues leurs très faibles teneurs en soufre, teneur en eau et sédiments (nulle pour le brut 2), et leurs indices d'acidité ce qui diminuera le nombre de procédés de raffinage, et donc le coût de traitement, aussi minimisera tout risque de corrosion des installations dans les raffineries, et les problèmes des bouchages dans les canalisations lors du transport.

Après avoir procédé au découpage de ces pétroles, nous avons obtenu plusieurs coupes (essence, kérosène, gasoil et résidus) avec un très bon rendement en fractions atmosphérique (essences et kérosènes) sur lesquelles nous avons effectué une série d'essais normalisés, qui nous ont permis de constater que les principales caractéristiques de ces coupes répondent bien aux spécifications requises.

D'autre part, la dernière partie de notre mémoire a été consacré à la simulation des 3 pétroles par le biais de logiciel Aspen Hysys. D'après les résultats obtenus, on peut dire que ce logiciel est fiable, car en comparant avec les résultats obtenus expérimentalement les écarts sont acceptables, ce qui est très encourageant car ils démontrent la validité des résultats obtenus au laboratoire.

En effet, cette méthode proposée possède un intérêt qui réside dans le fait qu'il suffit de connaître un nombre restreint de données qui sont en général la densité, viscosité et le facteur  $Ku_{op}$ , pour déterminer les autres propriétés permettant ainsi un gain énorme en coût et en temps.

Nous estimons avoir atteint les objectifs assignés à ce projet de fin d'études et en perspective, nous envisageons et nous recommandons la poursuite de cette étude par une étude approfondie sur la simulation de la viscosité, du point d'écoulement et de la TVR afin d'élaborer le modèle thermodynamique adéquat pour la mesurer de ses propriétés.



---

# **BIBLIOGRAPHIE**

---





---

## Références bibliographiques

- [1] P. Donnez, « Essentials of Reservoir Engineering ». Ed Technip. 2007.
- [2] P. Wuithier, "Le Pétrole Raffinage et Génie Chimique", Tome1, Ed. Technip. Paris, France. 1972.
- [3] J.P. Wuaquaier, "Le Raffinage du Pétrole", Tome1, Ed. Technip. Paris, France. 1994.
- [4] P.Herzog, "Macrostructure des Asphaltènes de Pétrole Brut en Milieu Naturel et en Solution". Ed. Tech. Paris, France. 1999.
- [5] J. Laxalde, "Analyse Des Produits Lourds du Pétrole par Spectroscopie Vibrationnelle", Thèse de Doctorat Université des Sciences et Technologie de Lille, 2012.
- [6] I. Merdrignac, D. Espinat, "Physicochemical Characterization of Petroleum Fractions : the State of the Art", Oil & Gas Science and Technology - Rev.IFP, 62(1):7–32, 2007.
- [7] Z. Mullins, O. C. et al. "Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics, Springer", New York. 2007.
- [8] A. M. Kenna, "Heavy Petroleum Composition. 3. Asphaltene Aggregation". Energy & Fuels. **27** (3): 1246–125.2013.
- [9] D. Uzio, "Catalyse a Raffinage", Division Catalyse-Société chimique de France, pp. 1-2. 2011.
- [10] T. Pierini, "Transport de Gaz de Pétrole Liquéfié GPL", Technique de l'ingénieur. 2015.
- [11] X. Montagne, J.C .Guibet, "Carburants Liquides : Essences et Carburants pour Moteurs à Allumage Commandé". BE 8 544 Techniques de L'ingénieur, pp. 12-13. 2011.
- [12] C. Piloret, B. Dananche, D. Luce, J. Fevotte, "Éléments Techniques sur L'exposition Professionnelle aux Carburants et Solvants Pétroliers", Institut de veille sanitaire – Saint-Maurice (Fra), Umrestte – Lyon, 21 p. 2007.
- [13] Publications Un. "2000 Annuaire des Statistiques de L'énergie ", Nations Unies. 2002.
- [14]X. Montagne, "Carburants Liquides: Gazoles, Jets Fuels et autres Distillats Moyens". BE 8 545 v2 Techniques de L'ingénieur. 2011.
- [15] J.A. Koot, J.G. Speight, "Relation of Petroleum Resins to Asphaltenes, Fuel", 54, p. 179. 1975.
- [16] T.F. Yen, "Structural Differences Between Asphaltenes Isolated From Petroleum and From Coal Liquid", Adv. Chem., 195, p. 39. 1982.

- 
- [17] J.R. Radovic, C. Dominguez, K. Laffont, S. Diez, J.W. Readman, J. Albaiges et J.M. Bayona, "Compositional Properties Characterizing Commonly Transported Oils and Controlling their Fate in the Marine Environment", *Jornal of Environmental Monitoring*, vol. 14, N° 12, p. 3220-3229.2012.
- [18] M. Fignas, "Oil Spill Science and Technologie", 1<sup>st</sup> Ed. Gulf Professional Publishing, Etats-Unis, ISBN 978-1-85617-943-0, 1192 p. 2011.
- [19] J.P. Wuaquaier, "Le Raffinage du Pétrole", Tome2, Ed. Technip. Paris, France. 1994.
- [20] J.C. Guibet, "Caractéristiques des produits pétroliers", *Technique D'ingénieure*, Doc.k325.
- [21] J.C. Guibet, "Les Carburants et la Combustion", *Technique D'ingénieure*, Doc.BM 2 520.
- [22] J.C. Guibet, "Carburant et Moteurs", Tome1, Ed. Technip. Paris, France. 1997.
- [23] J. Strichlmair, H. Klein, S. Rehfeldt, "Distillation: Principales and Practice", 2nd Ed, John Wiley & sons, Inc, 2021
- [24] G. Guillaume, "La Chromatographie en Phase Gazeuse", *Culture Science Chimie*. 2017.
- [25] L. Pavia, G.M. Lampman, G.S. Kriz, R.G. Engel, "Introduction to Organic Laboratory Techniques "4th Ed. Thomson Brooks/Cole. pp. 797–817. ISBN 978-0-495-28069-9. 2006.
- [26] G. Dallemagne, "Fluide Hydraulique-Méthodes D'analyse", *Technique de l'ingénieure*. 2003.
- [27] CP. Lienemann, "Analyse de Métaux Traces dans Les Produits Pétroliers, Etat de L'art", vol. 60. No. 6, pp. 951-965. 2005.
- [28] N. Rebai, S. Akrou, "Notes de Cours: Simulation des Procèdes de Raffinage par Aspen Hysys", IAP Boumerdes, 2022.
- [29] N. Rebai, "Notes de Cours : Initiation à la Simulation des Procèdes Avec Aspen Hysys-partie 1", IAP Boumerdes, 2022.
- [30] N. Rebai, "Notes de Cours : Initiation à la Simulation des Procèdes Avec Aspen Hysys-partie 2", IAP Boumerdes, 2022.

## ***Résumé***

L'objectif principal de cette étude est la connaissance des principales caractéristiques physico-chimiques de différents pétroles algériens, et leurs fractions pétrolières, en procédant à diverses méthodes. Tout d'abord par analyses expérimentales, à l'aide d'équipements modernes, suivant les normes mondiales de l'ASTM, à partir de laquelle les résultats obtenus assurent la bonne qualité des pétroles bruts algériens, ce qui justifie leurs prix élevés par rapport au pétrole brut d'autres pays. Puis par un logiciel de simulation appelé Aspen hysys pour comparer les résultats des deux méthodes, qui affirme la conformité du logiciel pour une utilisation dans l'industrie pétrolière.

**Mots clés :** Distillation, Hydrocarbures, Pétrole, Raffinage, Simulation.

## ***Abstract***

The main objective of this study is the knowledge of the main physicochemical characteristics of different Algerian oils, and their oil fractions, by carrying out various methods. First by experimental analyses, using modern equipment, according to the ASTM global standards, from which the results were obtained to ensure the good quality of Algerian crude oils, this justifies their high prices relative to other countries' crude oil. Then by a simulation software called aspen hysys to compare the results of the two methods, which asserts the compliance of the software for use in the oil industry.

**Keywords:** Distillation, Hydrocarbons, Petroleum, Refining, Simulation.

## **ملخص**

الهدف الرئيسي لهذه الدراسة هو معرفة الخصائص الفيزيوكيميائية للبتترول الخام الجزائري و مشتقاته البترولية باستعمال عدة طرق. أولا بالتحليلات التجريبية باستخدام معدات حديثة وفقا للمعايير العالمية ASTM، النتائج تؤكد لنا النوعية الجيدة للخامات الجزائرية و هذا ما يفسر نوعا ما السعر المرتفع للبتترول الجزائري مقارنة بغيره في البلدان الاخرى، ثانيا باستعمال برنامج محاكاة يدعى Aspen hysys لمقارنة النتائج المتحصل عليها من كلتا الطرق، للتأكيد ان البرنامج ملائم لشركات الصناعات البتروكيميائية.

**كلمات مفتاحية :** البترول ، التقطير ، التكرير ، الهيدروكربونات ، المحاكاة.