

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche  
Scientifique  
جامعة أمحمد بوقرة - بومرداس  
Université MHAMED BOUGUERA, UMBB – Boumerdes.



**Faculté des Sciences Exactes**  
Département de Chimie

**Mémoire de fin de cycle**  
En vue de l'obtention du diplôme de

**Master en Chimie Analytique**  
Option : Chimie Analytique

**Thème**

Caractérisation physico-chimique d'une coupe pétrolière  
« NAPHTA ».

**Réalisé par :**

Mr : KEHELFI Salem

**Devant le jury composé de :**

Mme. BELOUNES Ouarda	MCA, U.M.B.Boumerdes	Présidente
Mme. DEMIM Soraya	MAB, U.M.B.Boumerdes	Examinatrice
M. LOUCIF SEIAD Linda	MCA, U.M.B.Boumerdes	Promotrice

**Année Universitaire : 2020/2021**

## **Remerciements**

*Nous remercions tout d'abord **ALLAH** qui nous a donné la santé, le courage et la patience afin de pouvoir accomplir ce modeste travail.*

*Nous adressons nos plus sincères remerciements à notre promotrice Madame*

***L.Loucif Seiad** pour sa disponibilité, ses conseils, son aide et son*

*Soutien pour la réalisation de ce mémoire.*

*Toute notre gratitude à notre Co-promoteur Monsieur **Y. Rachidi** pour son*

*encadrement et ses aides précieuses. et je remercie Mme **S.Hadje Amar***

*qui m'a beaucoup aidé.*

*Nous adressons nos vifs remerciements à **O.Belounes** Maître de conférences A à*

*l'université de Boumerdes, qui nous fait l'honneur de présider le jury de*

*ce mémoire. Nous tenons à lui exprimer notre profonde et respectueuse*

*gratitude.*

*On est très honorés de la participation à ce jury **S.Demim***

*Maître de conférences A à l'université de Boumerdes, on la remercie vivement*

*d'avoir accepté d'examiner ce mémoire.*

*Une pensée particulière pour l'ensemble des enseignants ayant contribué à*

*notre formation durant notre cycle d'études et à tous ceux qui nous*

*ont aidés de près ou de loin à l'achèvement de ce travail.*

## **Dédicace**

*Je dédie ce modeste travail Avant tout c'est grâce à dieu que je suis arrivée là.*

*Aux deux être le plus chers au monde, qui ont souffert nuit et jour pour nous  
couvrir de leur amour, mes parent.*

### **A mon cher père**

*Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours pour vous. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être. Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation. Que Dieu vous apporte santé, bonheur et longue vie.*

### **A ma mère**

*A la plus douce et la plus merveilleuse de toutes les mamans. A une personne qui m'a tout donné sans compter. Je te dédie cette thèse qui n'est que le fruit de tes conseils et de tes encouragements. Tu n'as pas cessé de me soutenir et de m'encourager, ton amour, ta générosité exemplaire et ta présence constante ont fait de moi ce que je suis aujourd'hui. Tes prières ont été pour moi un grand soutien tout au long de mes études. J'espère que tu trouveras dans ce modeste travail un témoignage de ma gratitude, ma profonde affection et mon profond respect. Puisse Dieu tout puissant te protéger du mal, te procurer longue vie, santé et bonheur afin que je puisse te rendre un minimum de ce que je te dois.*

**A mes sœurs : Nassira ; Soumia ; Fatima**

**A mes cousins & mes cousines**

**Et à toute ma famille et mes proches.**

**Salem**

## **Résumé :**

Le Naphta est un semi-produit du pétrole brut, qui est produit dans la raffinerie d'Alger dans une unité de distillation sous pression atmosphérique pour être envoyé au service MS BLOC, où le niveau de son indice d'octane est relevé et utilisé comme base dans la formation d'essence, le travail consiste à étudier la qualité de ce produit, en le soumettant à un test de qualité en comparant les résultats avec les normes internationales.

Les résultats ont montré que le produit du BAC 102 est un produit de haute qualité contrairement au produit du BAC 103, ce dernier présente un pourcentage élevé de matières légères telles que les oléfines et le carbone C4.

## **Abstract:**

Naphtha is a semi-product of crude oil, which is produced in the Algiers refinery in a distillation unit at atmospheric pressure to be sent to the MS BLOC service, where the level of its octane number is recorded and used as basis in the formation of gasoline, therefore in this work we will study the quality of This product, subjecting it to a quality test and comparing the results with international standards.

The results showed that the product in the BAC 102 tank is a high quality product unlike the product in the BAC 103 tank, which failed the distillation and chromatography tests, due to the presence of a high percentage of material. Lightweight such as olefins and carbon C4.

## **ملخص:**

النافتا هو نصف منتج من النفط الخام، يتم انتاجه في مصفاة الجزائر العاصمة في وحدة التقطير تحت الضغط الجوي ليتم ارساله الى قسم MS BLOC، حيث يتم رفع مستوى indice d'octane الخاص به واستخدامه كأساس في تكوين البنزين، لذا سنقوم في هذا العمل بدراسة جودة هذا المنتج، وذلك عن طريق اخضاعه لاختبار الجودة ومقارنة النتائج بالمعايير العالمية.

أظهرت النتائج ان المنتج الموجود في الخزان BAC 102 هو منتج ذو جودة عالية بخلاف المنتج الموجود في الخزان BAC 103 والذي فشل في اختباري التقطير والتحليل الكروماتوغرافي، وذلك لوجود نسبة عالية من المواد الخفيفة كالاوليفينات والكاربون C4.

# Table des matières

Liste des abréviations	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
Introduction générale.....	1

## Chapitre I: Présentation de la raffinerie d'Alger

I.1.Présentation de la raffinerie d'Alger R1AG .....	2
I.1.1.Historique de la raffinerie d'Alger .....	2
I.1.2.Situation géographique .....	2
I.1.3.Objectif et capacité de production.....	3
I.1.4.Principales installations de la Raffinerie.....	4

## Chapitre II: Etude bibliographique

II.Généralité sur le pétrole brut .....	7
II.1.1.Composition des pétroles bruts .....	7
II.1.2.Classifications des pétroles .....	11
II.2.Le raffinage du pétrole brut .....	14
II.2.1.Les différentes opérations de raffinage du pétrole brut .....	14
II.2.1.1.Le dessalage du pétrole brut .....	14
II.2.1.2.La distillation atmosphérique .....	15
II.2.1.3.La distillation sous vide.....	17
II.2.2.Les principaux produits du pétrole.....	17
II.2.2.1.Gaz de pétrole liquéfié (GPL) .....	18
II.2.2.2.Les essences spéciales pour solvant (Naphta total) .....	18
II.2.2.3.Kérosène .....	19
II.2.2.4.Le Gasoil ou Gazole .....	19
II.2.2.5.Le fuel-oil .....	20
II.2.2.6.L'huile .....	20
II.2.2.7.Les asphaltes et les bitumes .....	20
II.3.La coupe naphta.....	21
II.3.2.Procèdes d'obtention du naphta .....	21
II.3.2.1.La distillation initiale du pétrole brut .....	21
II.3.2.2.Hydrocraquage .....	23

II.3.2.3.La cokéfaction .....	24
II.3.3.Utilisation du naphta .....	26
II.3.3.1.reformage catalytique (RC) .....	26
II.3.3.2.Isomérisation des fractions légères .....	28
II.3.4.Caractérisation physico-chimiques du naphta.....	29
II.3.4.1.Caractérisation physiques.....	29
II.3.4.2.Caractérisations chimiques .....	30

### **Chapitre III: Materiels et méthodes**

III.1.Les méthodes d'analyses physiques .....	32
III.1.1.La densité.....	32
III.1.2Couleur Saybolt .....	33
III.1.3.Tension de vapeur.....	34
III.1.4.Distillation ASTM .....	36
III.2.Les méthodes d'analyses chimiques .....	49
III.2.1.Trace de plomb dans le naphta .....	49
III.2.2.Corrosion lame de cuivre.....	41
III.2.3.Soufre dans les produits pétroliers.....	44
III.2.4.Analyse chromatographique (PIONA-DHA) .....	46

### **Chapitre IV: Résultats et discussions**

IV.1.Calcul de la densité.....	51
IV.2.Couleur saybolt.....	52
IV.3.Tension de vapeur.....	53
IV.4.Test de corrosion .....	54
IV.5.Distillation ASTM.....	55
IV.6.La teneur en plomb.....	57
IV.7.La teneur en soufre .....	58
IV.8.Analyse chromatographie (PONA) .....	59
Conclusion générale .....	60
Bibliographie.....	61
Annexes	

## Liste des abréviations

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

**d<sup>4</sup><sub>15</sub>** : La densité à 15 °C.

**Pi** : Point Initial.

**Pf** : Point Final.

**D** : distillat

**P** : Perte.

**R** : Résidu.

**TVR** : La Tension de Vapeur Reid.

**T<sub>eb</sub>** : Température d'ébullition.

**API** : American petroleum institute.

**ADU** : Atmospheric distillation unit.

**GPL** : Gaz de pétrole liquéfié.

**MS BLOC** : Motor Spirit BLOC

**Ppm** : Partie par million

**Ppb** : Partie par billion

**PTE** : Plomb Tétra Ethyle

**PTM** : Plomb Tétra Méthyle

**RA1G** : Raffinerie d'Alger.

**CPG** : Chromatographie en phase gazeuse.

**PONA** : Paraffines, Oléfines, Naphténiques et Aromatiques.

**DHA** : Detailed Hydrocarbon Analysis

**HC** : Hydrocarbures.

**Max** : Maximum.

**Min** : Minimum.

**TBP** : True Boiling Point.

**BTX** : Benzène, Toluène et Xylène.

**FID** : détecteur à ionisation de flamme.

**NHT** : Hydrotraitement des Naphtas.

**RC** : Reforming Catalytique.

**jet A1** : Kérosène.

**CFR** : Coopérative Fuel Research.

**N.B** : Notez Bien.

**PTV** : Programmable Température Vaporiser.

**PMT** : Photo Multiplier Tube.

## Liste des tableaux

<b>Tableau I.1</b> : Production en tonne par an. ....	04
<b>Tableau II.1</b> : Classification des pétroles selon la teneur en produits clairs. ....	13
<b>Tableau III.1</b> : La pureté et les pressions des gaz. ....	59
<b>Tableau IV.1</b> : Les $d_4^{15}$ obtenues par les différents essais d'échantillonnages du Naphta. ....	51
<b>Tableau IV.2</b> : Les résultats de couleur saybolt obtenus par les différents essais D'échantillonnages du Naphta. ....	52
<b>Tableau IV.3</b> : Les TVR obtenues par les différents essais d'échantillonnages de Naphta. ....	53
<b>Tableau IV.4</b> : Les résultats des corrosions à la lame de cuivre obtenus par les différents Essais d'échantillonnages de Naphta. ....	54
<b>Tableau IV.5</b> : Les Té <sub>b</sub> du Pi et de la fraction distillée à Pf de différents essais d'échantillonnages du Naphta. ....	55
<b>Tableau IV.6</b> : Les volumes des D, R et des P de différents essais d'échantillonnages du Naphta. ....	55
<b>Tableau IV.7</b> : Les résultats de la teneur en plomb obtenus par les différents essais d'échantillonnages du Naphta. ....	57
<b>Tableau IV.8</b> : Les résultats de la teneur en soufre obtenus par les différents essais d'échantillonnages du Naphta. ....	58
<b>Tableau IV.9</b> : les pourcentages des carbones (PONA). ....	59

## Liste des figures

<b>Figure I.1</b> : image satellitaire de la raffinerie d'Alger.....	03
<b>Figure II.1</b> : le processus de raffinage du pétrole brut. ....	14
<b>Figure II.2</b> : schéma du principe d'un dessaleur électrostatique.....	15
<b>Figure II.3</b> : procédé de Distillation atmosphérique. ....	16
<b>Figure II.4</b> : procédé de Distillation sous vide.....	17
<b>Figure II.5</b> : schéma du procédé de distillation atmosphérique. ....	22
<b>Figure II.6</b> : schéma du procédé d'hydrocraquage à deux étages. ....	24
<b>Figure II.7</b> : schéma de procédé cokéfaction différé.....	25
<b>Figure II.8</b> : schéma du procédé de cokéfaction en continue.....	26
<b>Figure II.9</b> : schéma du procédé de reforming catalytique. ....	27
<b>Figure II.10</b> : schéma du procédé d'isomérisation C4. ....	28
<b>Figure III.1</b> : schéma de principe de mesurée la densité.....	32
<b>Figure III.2</b> : colorimètre saybolt.....	33
<b>Figure III.3</b> : appareille de mesure de la TVR. ....	35
<b>Figure III.4</b> : appareillage de distillation A.S.T.M. ....	37
<b>Figure III.5</b> : courbe de distillation A.S.T.M .....	37
<b>Figure III.6</b> : appareille de distillation A.S.T.M. ....	39
<b>Figure III.7</b> : spectrophotomètre UV-Visible.....	40
<b>Figure III.8</b> : l'appareil de mesure de la corrosion à la lame de cuivre .....	42
<b>Figure III.9</b> : bombe pour mesurer la corrosion.....	42
<b>Figure III.10</b> : la série des lames de référence de la corrosion .....	43
<b>Figure III.11</b> : spectrométrie de fluorescence UV. ....	44
<b>Figure III.12</b> : schéma de principe de la chromatographie en phase gazeuse.....	47

<b>Figure III.13</b> : chromatographie en phase gazeuse. ....	48
<b>Figure IV.1</b> : La courbe distillation atmosphérique .....	56

### **Annexes**

**Figure n°1** : Correction moyenne de la température (a) pour calculer la densité des produits pétroliers.

**Figure n°2** : Les normes d'analyses pour Naphta.

**Figure n°3** : Résultats d'analyse chromatographie (PONA) de l'échantillon du BAC102 .

**Figure n°4** : Chromatogramme de l'échantillon du BAC 102.

**Figure n°5** : Résultats d'analyse chromatographie (PONA) de l'échantillon du BAC103.

**Figure n°6** : Chromatogramme de l'échantillon du BAC 103.

# **Introduction generale**

## **Introduction générale**

Le pétrole est un liquide huileux d'origine naturelle, de couleur foncée et d'une odeur âcre. C'est un mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles (paraffiniques, naphthéniques et aromatiques) associé à des composés oxygénés, azotés et sulfurés ainsi qu'à des traces particulières [1].

Le raffinage consiste à transformer le pétrole brut en carburants, combustibles, matières premières pour la pétrochimie, ou encore des produits spécifiques tels que les huiles lubrifiantes et les bitumes. Cette transformation est réalisée dans le strict respect des spécifications propres à chaque produit, qui doivent s'adapter sans cesse à l'évolution des marchés et des normes environnementales [4].

Parmi les produits issus de la raffinerie d'ALGER (RA1G), on s'est intéressé dans notre travail au naphta. En effet, depuis la mise en service de l'unité topping après sa réhabilitation, il a été remarqué qu'un problème récurrent de qualité persiste. Il s'agit de la teneur en eau dans le naphta, dont la spécification est difficile à respecter, où on enregistre des valeurs trop élevées par rapport à la norme, ce qui influe sur le bon fonctionnement des unités qui traitent le naphta à savoir les unités de reformage et d'isomérisation.

Ce travail consiste à étudier la qualité de ce produit, en le soumettant à un test de qualité en comparant les résultats avec les normes internationales.

Le manuscrit est organisé comme suit :

Le premier chapitre de ce manuscrit est une étude bibliographique relative au pétrole brut, à son raffinage et à la coupe naphta, objet de cette étude.

Le deuxième chapitre concerne la démarche expérimentale adaptée ainsi que les différentes méthodes d'analyse, les réactifs et les outils utilisés.

Le troisième chapitre quant à lui regroupe les résultats expérimentaux obtenus. Une comparaison par rapport aux normes internationales est faite.

# **Chapitre I**

## **Présentation de la raffinerie d'Alger**

**I.1. Présentation de la raffinerie d'Alger R1AG :****I.1.1. Historique de la raffinerie d'Alger :**

La Raffinerie d'Alger est située à Sidi-Arcine, près de Baraki, à 20 Km à l'est d'Alger, elle s'étend sur une superficie totale de 182 hectares. Cet emplacement a été choisi après étude de l'alimentation des systèmes de refroidissement.

On ce qui concerne le choix de la région Algéroise, elle se présentait comme un pôle futur en développement industriel, en plus elle a l'avantage d'être le plus grand centre de consommation avec une part de 40% à 50% de la demande intérieure. Il apparaît clairement que la production à partir d'Alger sera moins que venant des autres Raffineries.

La mise en service de la raffinerie s'est effectuée en 1964 avec :

- Démarrage en février de l'unité de distillation atmosphérique d'une capacité de 2.7 tonnes de brut par an.

- Démarrage en mars de l'unité reforming catalytique.

Une extension a été réalisée pour pouvoir atteindre jusqu'à 3.5 millions de tonnes de traitement de brut par an et satisfaire la demande du marché :

- Augmentation de la capacité de réfrigération de certains équipements.

**I.1.2. Situation géographique :**

Surnommée la doyenne des raffineries Algériennes, la raffinerie d'Alger est érigée sur une surface de 182 Hectares à Sidi Arcine, à cinq Km d'El Harrach et à vingt Km à l'Est d'Alger. Le démarrage de sa construction par la société française FOSTER WHEELER, et mise en service en 1964.

Et pour l'emplacement de Sidi Arcine le choix a été fait suite à une étude des sols et à la découverte d'une nappe d'eau qui est nécessaire pour l'alimentation des systèmes de refroidissement.



**Figure I.1 :** Image satellitaire de la raffinerie d'Alger.

### **I.1.3. Objectif et capacité de production :**

Cette raffinerie a pour objectif de traiter le pétrole brut de HASSI-MESSOUAD seul ou mélange avec du condensat provenant des champs de HASSI- R'MEL, afin d'obtenir des coupes pétrolières.

La capacité de traitement de la raffinerie d'Alger a augmenté après réhabilitation de 2.7 à 3.5 millions tonnes par an de pétrole brut de Hassi-Messaoud, soit une allure de 10000 tonnes par jour, pour 350 jours de marche.

Le tableau suivant représente les quantités des produits exprimés en tonne par an.

<b>Produit</b>	<b>Production (tonnes/an)</b>
Propane	69333
Butane	209667
Naphta	76000
Kérosene	620666
Gasoil	1261667
Fuel oil	60000
Isomérat	364333
Reformat	603333
Essence normal	600000
Essence super	757000
Essence RFCC	376000

**Tableau I.1 :** Production en tonne par an.

#### **I.1.4. Principales installations de la Raffinerie :**

Les principales installations de la Raffinerie d'Alger sont :

##### **I.1.4.1. Unité de distillation atmosphérique "Topping" (U100) :**

Destinée à séparer les différents produits pétroliers contenus dans le pétrole brut.

C'est l'unité mère de la raffinerie (U 100) ; elle a été conçue pour traiter soit le brute de Hassi Massaoud seul, ou bien en mélange avec des proportions variable n'excédant pas 28% en poids de condensât provenant de Hassi-Rmel.

##### **I.1.4.2. Unité de séparation des gaz liquéfiés "gaz-plant" (U 300) :**

L'unité de séparation et de traitement des gaz liquéfiés (U300) a été dimensionnée pour traiter le produit liquide venant des accumulateurs de tête des débutaniseurs de l'unité de distillation et de l'unité de reforming afin d'obtenir du propane et du butane commerciaux.

Ces derniers vont traverser des systèmes de purification contenant des tamis moléculaires afin de les débarrasser de toute trace d'humidité et de produits sulfurés.

**I.1.4.3. Unité d'hydrotraitement des naphthas NHT (U 500) :**

L'unité 500 est une unité d'hydrotraitement des naphthas, permettant d'obtenir différentes coupes de naphtha débarrassées de multiples composés tels que l'eau, les halogènes, les sulfures, le nitrogène, les oléfines et dioléfines, le mercure, l'arsenic, etc. pouvant altérer l'efficacité des catalyseurs utilisés dans les unités aval d'isomérisation et de reforming CCR.

**I.1.4.4. Unité d'isomérisation des naphthas (U 510) :**

Cette unité sert à l'isomérisation des naphthas, c'est-à-dire à la transformation des C5 et C6 en leurs isomères, afin d'obtenir un produit à haut indice d'octane utilisé dans les sections de mélanges pour obtenir les essences commerciales produites par la raffinerie.

**I.1.4.5. Unité de reforming CCR (U 520) :**

L'unité de Reforming CCR sera installée en vue de remplacer l'unité de reforming catalytique, car elle permet d'obtenir un meilleur rendement et un produit à indice d'octane élevé. A l'aide d'un catalyseur, cette unité a pour but de produire un naphtha à haut indice d'octane, afin de le mélanger et obtenir des essences à fort indice d'octane.

**I.1.4.6. Unité de craquage catalytique (U 530) :**

Cette unité conçue pour traiter un million de tonnes par an à partir du résidu atmosphérique obtenu dans l'unité de distillation atmosphérique (unité 100), à l'aide d'un procédé de craquage catalytique à haute température.

**I.1.4.7. Section Sulfure BLOC :**

Se décompose en quatre unités :

- a- Unité de traitement des gaz acide (fuel-gaz) à l'amine (U 560).
- b- Unité de stripage des eaux acide (U 570).
- c- Unité de régénération de l'amine (U 580).
- d- Unité de récupération du Soufre (U 590).

**I.1.4.8. Parc de stockage :**

Composé de 53 réservoirs cylindriques d'une capacité totale de 474500 m<sup>3</sup> pour le stockage des différents produits et 9 réservoirs sphériques d'une capacité de 15106 m<sup>3</sup> pour le stockage du propane et du butane.

**I.1.4.9. laboratoire :**

Le laboratoire effectue sur les différents produits intermédiaires ou finis un certain nombre de tests classiques qui ont pour but de contrôler les spécifications des produits pétroliers selon les normes et détecter les anomalies de fonctionnement de process pour optimiser les paramètres.

Le département laboratoire fait partie de la sous-direction technique. Il est composé de deux services :

**➤ Service contrôle :**

Comme son nom indique, elle est chargée de contrôler la qualité des produits et effectue pour cela différents types d'analyse :

- Distillation : elle permet de vérifier le PI et le PF de la coupe pétrolière.
- Mesure de la densité.
- Vérification des points suivantes ; congélation, trouble, et point d'éclair de gasoil et de kérosène ou/et jet A1.
- Mesure de la conductibilité de kérosène et/ou jet A1.
- Vérification de la couleur de certains produits.
- Mesure de l'indice des essences à l'aide d'un moteur CFR.

**➤ Service chimie :**

Elle est chargée d'effectuer des analyses qualitatives et quantitatives sur les différents produits finis et sur les eaux de procès.

## **Chapitre II**

### **Etude bibliographique**

**Introduction :**

Dans ce chapitre, on donne une brève des généralités sur le pétrole brut, une description de cette matière première d'un point de vue composition chimique. On expose aussi des généralités sur le raffinage. Et on termine par la coupe naphta et leurs spécifications.

**II. Généralité sur le pétrole brut [1].**

Le pétrole brut est un fluide constitué principalement d'hydrocarbures ; il contient également des composés organiques soufrés, oxygénés et azotés. On le rencontre dans les bassins sédimentaires, où il occupe les vides de roches poreuses appelées réservoirs. Les gisements de pétrole correspondent à une accumulation dans une zone où le réservoir présente des caractéristiques favorables et constitue un piège : la fuite du pétrole - moins dense que l'eau est rendue impossible vers le haut par la présence d'une couverture imperméable (argiles, sel) et latéralement par une géométrie favorable (dôme anticlinal, biseau de sables dans des argiles).

Depuis sa découverte, ainsi que son importance, plusieurs savants se sont penchés sur le problème de l'origine de cette source d'énergie. Pour cela de nombreuses théories étaient émises, mais seules deux d'entre elles étaient prises en considération.

La première, celle de l'origine minérale défendue autrefois par de notables savants tels que MOISSAN et SABATIER.

Quant à la deuxième, la vraisemblable aujourd'hui, défendue autrefois par ENGLER et HOFER. En effet, ces deux savants ont réussi à obtenir au laboratoire des hydrocarbures à partir des végétaux et des poissons, ce qui a permis d'expliquer l'élaboration des immenses nappes de pétrole [1].

**II.1.1. Composition des pétroles bruts :**

Le pétrole brut, appelé aussi hydrocarbure, selon cette nomenclature, on distingue les deux mots hydrogène et carbone, qui sont les composants essentiels de tous les pétroles bruts; leurs teneurs sont (83%-87%) pour le carbone et (11%-14%) pour l'hydrogène. Ces deux éléments forment les trois grandes familles des hydrocarbures qui sont :

- a) Aliphatiques.
- b) Cycliques.
- c) Les hydrocarbures mixtes.

Mais, on trouve aussi d'autres éléments qui le compose, qui sont plus au moins nocifs dans le traitement de brut ou lors de l'utilisation des fractions pétrolières finies. Ces éléments sont : l'oxygène, le soufre, et l'azote (au total jusqu'à 6% ÷ 7%) sous forme de composés.

Aussi, on a pu détecter par l'analyse des cendres du pétrole la présence d'autres composés tels Cl, I, P, As, Si, Na, Fer [1].

### II.1.1.1. Les principales familles d'hydrocarbures [1] :

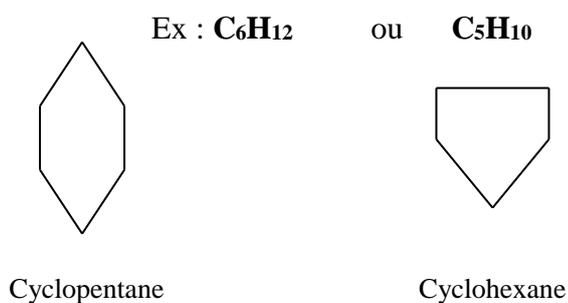
➤ **Hydrocarbures aliphatiques** : Ce sont les hydrocarbures paraffiniques, les oléfines, et les acétyléniques à chaîne ouverte.

- **Saturés** : Ce sont les alcanes  $C_nH_{2n+2}$  qui sont soit à structure normale, soit ramifiée (isomérisé). Les pétroles paraffiniques contiennent environ 50% de paraffine.

- **Non saturés** : Ils n'existent pas dans le brut, ils sont formés pendant le traitement du pétrole par les procédés de craquage thermique ou thermocatalytique. Ces non saturés sont appelés les oléfines dont la formule générale est  $C_nH_{2n}$  pour les alcènes et  $C_nH_{2n-2}$  pour les alcynes.

➤ **Hydrocarbures cycliques** : Généralement le cycle comprend 05 ou 06 atomes de carbone.

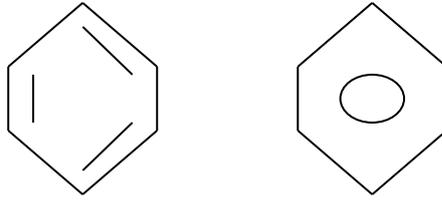
-**Saturés** : Ce sont-les hydrocarbures naphténiques ayant la formule  $C_nH_{2n}$ .



Ils sont divisés en naphténiques monocyclique, bicyclique et polycyclique.

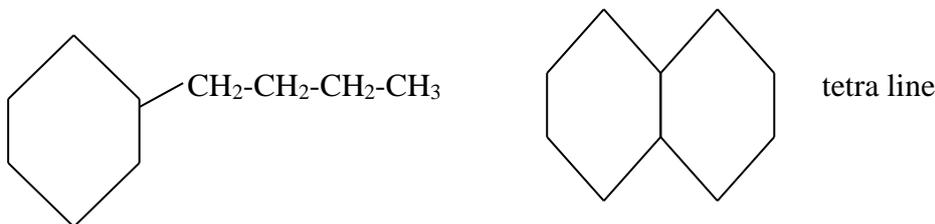
-**Non saturés** : Ce sont les aromatiques dont la formule chimique est  $C_nH_{2n-6}$ .

Ex : le benzène  $C_6H_6$ .



Les aromatiques se présentent dans le pétrole sous forme de BTX (Benzène, Toluène, Xylène), naphthalène, anthracène, pyrène, etc.

➤ **Les hydrocarbures mixtes** : L'union des hydrocarbures cycliques et aliphatiques donne des molécules mixtes (cycle+chaîne). Les propriétés de ces molécules mixtes sont en fonction de l'importance du cycle ou des chaînes dans la structure.



### II.1.1.2. Les différents composés contenus dans le brut [2]

➤ **Composés sulfurés** : pratiquement tous les pétroles contiennent du soufre. La teneur de ce dernier augmente avec l'augmentation de la température d'ébullition de la fraction pétrolière.

Ces composés sulfurés sont divisés en 03 groupes :

- **Le premier groupe** : comprend  $H_2S$  et  $R-SH$  (mercaptans) qui ont des propriétés acides, corrosive et odeur désagréable.

- **Le deuxième groupe** : renferme les sulfures  $R-S-R'$  et disulfures  $R-S-S-R'$  qui sont neutres à froid et instables à une température élevée entre 130 à 160°C pour donner les mercaptans et  $H_2S$ .

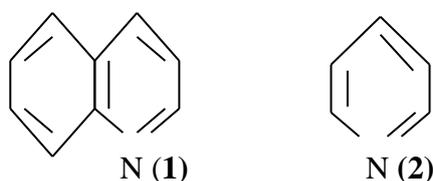
- **Le troisième groupe** : renferme les composés hétérocycliques, à savoir thiophène (1) et thiophane (2), instables à température élevée de l'ordre de 500 à 600°C pour donner les mercaptans et H<sub>2</sub>S.



Les composés sulfurés sont indésirables, par ce qu'ils diminuent le nombre d'octane de l'essence, en agissant sur l'efficacité de l'action des additifs antidétonants, tels que le P.T.E (Plomb-tétraéthyle).

Ces composés empoisonnent aussi les catalyseurs des procédés catalytiques.

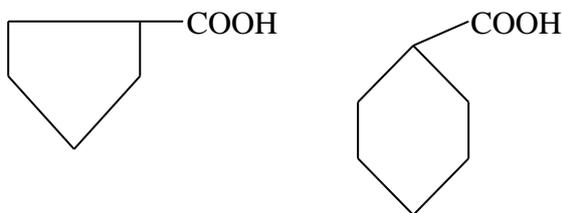
➤ **Les composés azotés** : La teneur de l'azote varie de 0.02-2.5%, elle augmente avec l'augmentation de la température d'ébullition des fractions, on le retrouve sous forme de quinoléine (1) et pyridine (2)



Tous les composés azotés sont des poisons pour les catalyseurs.

➤ **Les composés oxygénés** : Dans le pétrole se trouve une petite quantité d'oxygène, dans les acides naphthéiques, les phénols et les gommés.

*Ex* : C<sub>n</sub>H<sub>2n-1</sub>COOH



➤ **Les composés métalliques** : Ils existent sous forme de sels dissous dans l'eau mélangée avec le pétrole brut. Les métaux sont des poisons permanents pour les catalyseurs industriels. Pour ces composés on trouve le plomb, As, P, V, Hg, etc.

### II.1.2. Classifications des pétroles [3] :

A la découverte d'un gisement du pétrole, ce dernier subit une série d'analyses, permettant sa classification. La classification du pétrole est d'une extrême importance car elle nous permet de connaître les méthodes appropriées de son traitement, l'assortiment et les qualités des produits à obtenir. On distingue trois types de classification :

#### II.1.2.1. Classification Industrielle :

Selon cette classification, on peut distinguer :

- Un pétrole est léger : si  $d^{15} < 0,828$ .
- Un pétrole est moyen : si  $0,828 < d^{15} < 0,884$ .
- Un pétrole est lourd : si  $d^{15} > 0,884$ .

Un pétrole brut léger contient une qualité relativement importante de fractions légères (essence, kérosène, gas-oil léger), et de paraffines. Mais il y a peu de soufre et de gommes. L'indice d'octane de l'essence est faible, mais les huiles lubrifiantes obtenues sont de bonne qualité (indice de viscosité élevé) [3].

Les pétroles lourds sont les pétroles aromatiques qui contiennent peu d'essence mais leur indice d'octane est élevé, ainsi que leur teneur en gommes. Ce pétrole peut donner un grand rendement de coke et des bitumes de bonne qualité. Cette classification qui ne tient compte que de la densité  $d_{15}$  reste incomplète [3].

#### II.1.2.2. Classification Chimique :

En fonction de la prédominance d'une ou plusieurs familles des hydrocarbures, on peut distinguer les pétroles suivants :

- a- Un pétrole paraffiniques (Etats Unis).
- b- Un pétrole naphthéniques (Rép d'Azerbaïdjan).
- c- Un pétrole paraffino-naphthénique (Algérie).
- d- Un pétrole aromatique (Indonésie).
- e- Un pétrole naphthéno-aromatique (Californie).
- f- Un pétrole par-naph-aromatique (mixte).

La classification chimique ne reflète pas la vraie nature de pétrole car la répartition des légers dans les fractions est différente, aussi les fractions lourdes contiennent des hydrocarbures mixtes, et donc cette classification ne peut pas nous renseigner complètement sur la quantité et la qualité des produits à obtenir.

Actuellement, la méthode la plus complète, et donc la plus utilisée reste la méthode technologique [3].

### **II.1.2.3. Classification Technologique [3] :**

Elle est basée sur :

#### **a- La teneur en soufre dans le pétrole et dans les fractions pétrolières :**

a-1) Classe 1 : Pétrole peu sulfureux :  $S \leq 0,5\%$ .

a-2) Classe 2 : Pétrole sulfureux :  $0,5 < S \leq 2\%$ .

a-3) Classe 3 : Pétrole très sulfureux :  $S > 2\%$ .

#### **b- La teneur potentielle en produits clairs (PF $\leq 350^\circ\text{C}$ ) :**

On distingue trois types de pétrole :

b-1) Type 1 : teneur  $\geq 45\%$ .

b-2) Type 2 : teneur  $30 \div 45\%$ .

b-3) Type 3 : teneur  $\leq 30\%$ .

#### **c- La teneur en huiles de base et leurs qualités :**

En fonction de la teneur en huiles de base et d'huile résiduelle, on distingue les groupes, et en fonction de leurs qualités (indice de viscosité), on distingue les sous-groupes :

Groupe	Teneur en huile de base %		Sous-groupe	Indice de viscosité
	Par rapport au pétrole	Par rapport au mazoute		
M1	> 25	$\geq 45$	I <sub>1</sub>	> 85
M2	15 ÷ 25	$\geq 45$		
M3	15 ÷ 25	30 ÷ 45	I <sub>2</sub>	40 ÷ 85
M4	< 15	< 30		

**Tableau II.1 :** Classification des pétroles selon la teneur en produits clairs.

**d- La teneur en paraffines dans le pétrole :**

En fonction de la teneur en paraffines et de la possibilité de la fabrication des carburateurs et des carburants diesel et des huiles de distillat de base à partir du pétrole brut, avec ou sans déparaffinage, on distingue trois espèces de pétrole :

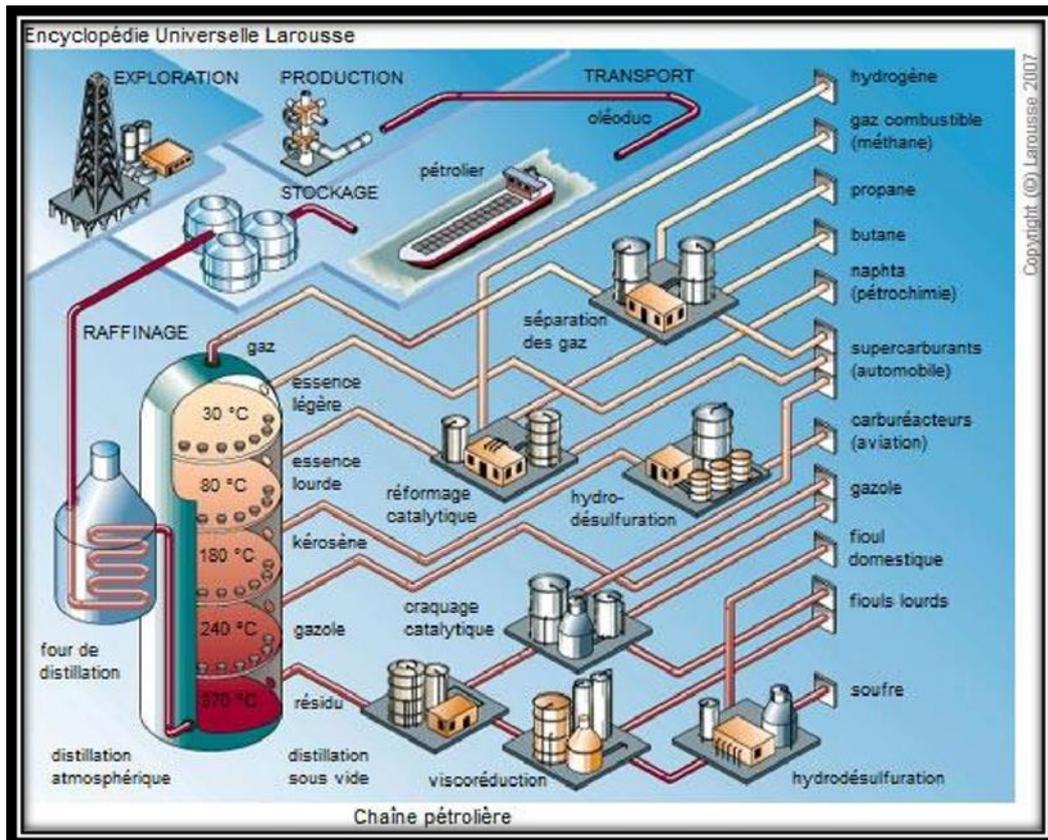
P1 - Pétrole peu paraffiniques  $\leq 1,5\%$ .

P2 - Pétrole paraffiniques 1,5 à 6%.

P3 - Pétrole très paraffiniques  $> 6\%$ .

**II.2. Le raffinage du pétrole brut :**

Le raffinage consiste à transformer le pétrole brut en carburants, combustibles, matières premières pour la pétrochimie, ou encore des produits spécifiques tels que les huiles lubrifiantes et les bitumes. Cette transformation est réalisée dans le strict respect des spécifications propres à chaque produit, qui doivent s'adapter sans cesse à l'évolution des marchés et des normes environnementales [4].



**Figure II.1 :** Le processus de raffinage du pétrole brut.

**II.2.1. Les différentes opérations de raffinage du pétrole brut :**

**II.2.1.1. Le dessalage du pétrole brut :**

Le premier traitement subi par le pétrole brut à son entrée dans la raffinerie est le dessalage qui consiste à éliminer ces contaminants pour réduire la corrosion, le colmatage et l'encrassement des installations et empêcher l'empoisonnement des catalyseurs dans les unités de production. Cette opération est conduite par ajout d'eau au pétrole brut chauffé à 70-90°C pour dissoudre ou fixer à l'eau les sels et les autres impuretés, et comprend la séparation de

l'eau à l'aide d'un décanteur soumis à un champ électrique qui favorise la coalescence des gouttes [5].

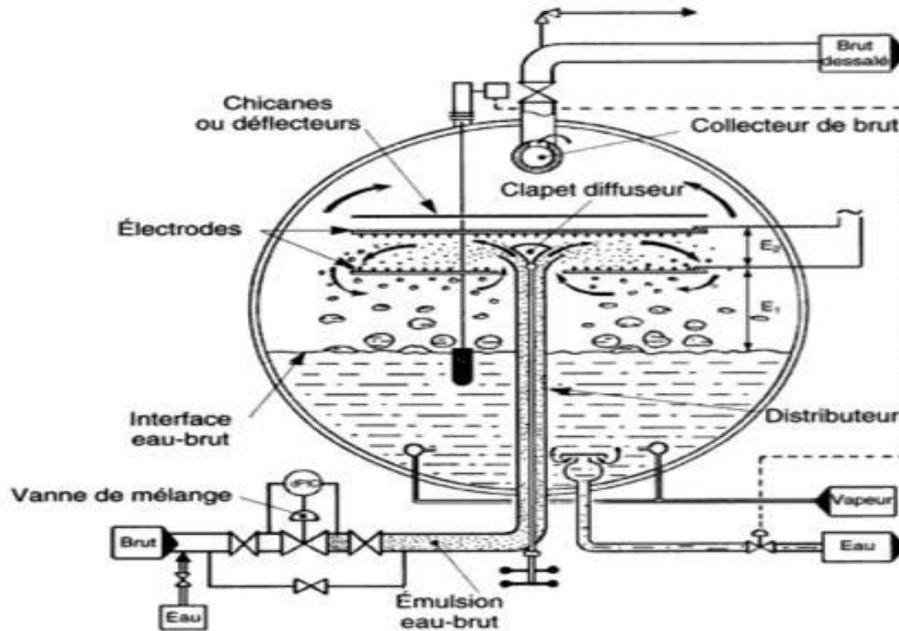


Figure II.2 : Schéma du principe d'un dessaleur électrostatique.

### II.2.1.2. La distillation atmosphérique :

Le brut est pompé depuis le bac de stockage, dessalé, réchauffé, d'abord par un système d'échangeurs, puis dans un four. Il pénètre dans la colonne de distillation verticale, à des pressions légèrement supérieures à la pression atmosphérique et à une température de l'ordre de 370°C.

Les fractions gazeuses, à cette température, s'élèvent dans la colonne. Un système de refroidissement en tête de colonne va provoquer un échange permanent entre les vapeurs qui montent et les fractions condensées qui descendent. Cet échange permet une bonne séparation des différentes coupes qui sont soutirées de la colonne à différents niveaux en fonction de leurs différentes températures d'ébullition. En tête de colonne sort l'ensemble des gaz et des fractions légères. Une série de petites colonnes assure ensuite la séparation des gaz incondensables (méthane et éthane), du propane, du butane, d'une essence légère utilisable comme naphta pétrochimique ou comme constituant d'essence auto et d'une essence lourde qui, après transformation, sera pour l'essentiel incorporée dans l'essence auto. Sont soutirés directement de la colonne une coupe kérosène et une coupe gasoil. Les fractions les plus lourdes du brut qui ne sont pas vaporisées à l'entrée descendent et restent au fond de la colonne et forment un résidu qu'on ne peut plus distiller, même à des températures très élevées [6].

La distillation atmosphérique associée aux colonnes de séparation des gaz et des essences permet la séparation en différentes coupes de la plus légère à la plus lourde :

- gaz combustibles (C1—C2) ;
  - propane (C3) ;
  - butane (C4) ;
  - naphta total (C5—C10) ;
- } 120°C -140°C.
- kérosène (C10—C13) ; 140-270°C.
  - gasoil (C13—C20/25) ; 270-340°C.
- résidu atmosphérique (C20/25+) ; +360°C (Brut réduit initialement).

A la sortie du dessaleur le pétrole brut est chauffé jusqu'à une température de 360-370 °C.

Le brut chaud est alors flaché (le brut est partiellement vaporisé) dans une colonne de distillation, qui est une grande tour cylindrique multi étages qui sépare le pétrole en fractions selon la différence de volatilités. La pression dans la colonne est maintenue proche de la pression atmosphérique et pour cette raison cette colonne est également connue comme la colonne de distillation atmosphérique [6].

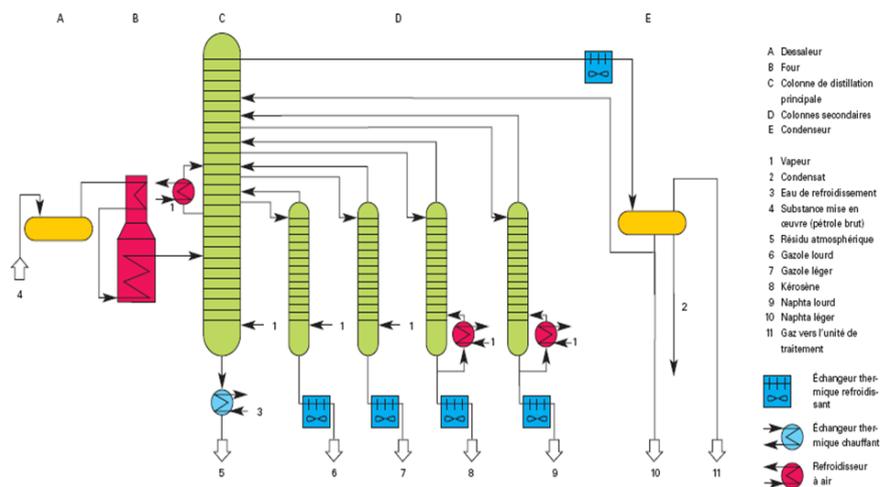


Figure II.3 : Procédé de Distillation atmosphérique.

### II.2.1.3. La distillation sous vide :

Le résidu est envoyé dans une seconde colonne de distillation sous vide afin de poursuivre le fractionnement. Cette colonne fonctionne à pression inférieure à la pression atmosphérique, ce qui permet d'abaisser les températures d'ébullition allant de 70 à 350°C. Comme pour la distillation atmosphérique plusieurs fractions sont recueillies à différents niveaux de la colonne. On récupère en tête de colonne le gazole lourd qui pourra être convertie en produits plus légers et notamment en essence par une opération de craquage catalytique. Le résidu sous vide peut servir de base pour fabrication de fuel lourd ou pour la fabrication des huiles lubrifiantes et des bitumes [7].

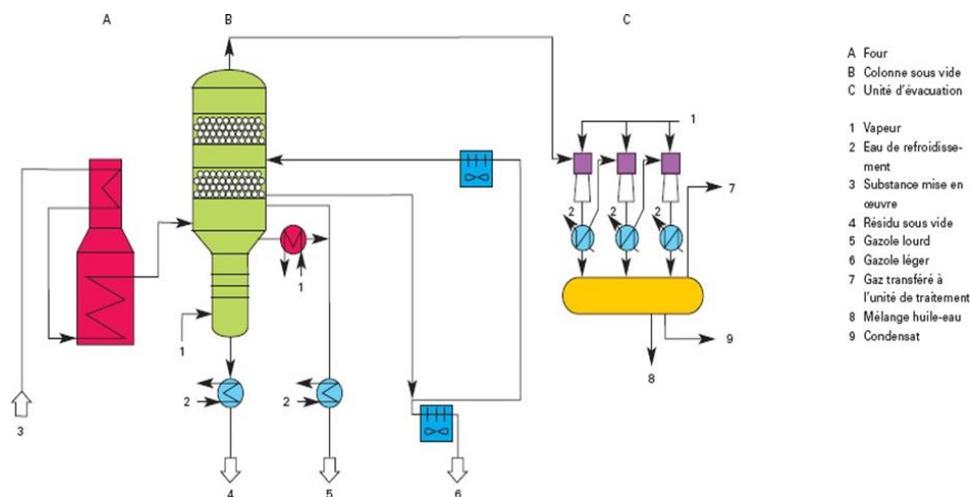


Figure II.4 : Procédé de Distillation sous vide.

### II.2.2. Les principaux produits du pétrole [8] :

Comme cela a été précisé précédemment, il n'est pas possible de séparer un pétrole quelconque en chacun de ses milliers de constituants. C'est pourquoi, un pétrole brut est découpé en coupes ou fractions pétrolières caractérisées par des propriétés moyennes telles que celles qui viennent d'être décrites. Le pétrole lui-même est aussi caractérisé par ces propriétés moyennes.

Chaque fraction pétrolière contient également plusieurs substances différentes. Ce qui suit, décrit les principales fractions que l'on peut rencontrer dans les usages.

Celles-ci sont classées selon leur volatilité décroissante.

**II.2.2.1. Gaz de pétrole liquéfié (GPL) :**

C'est la fraction pétrolière la plus légère. Elle est désignée par le terme générique de G.P.L (Gaz Pétrolier Liquéfier). Cette fraction est essentiellement constituée par le propane et le butane, mais aussi, dans des proportions moindres, par le propène et le butène, ainsi que fort peu de méthane et assez peu d'éthane. De toute manière, ces dernières proportions ne doivent pas être trop élevées pour éviter une trop forte tension de vapeur surtout en été (danger d'explosion).

Comme gaz indésirables dans cette fraction, on va aussi trouver de l'azote (N<sub>2</sub>), du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S), de l'eau vapeur (H<sub>2</sub>O) et de l'hélium (He). Le sulfure d'hydrogène est de loin le plus embêtant quoiqu'on ne l'élimine pas entièrement du G.P.L car son odeur particulièrement nauséabonde permet la détection des fuites.

Le méthane ou gaz naturel est parfois abusivement considéré comme un G.P.L mais il a ses propres gisements, qui se situent bien souvent près de ceux de pétrole. Ceci peut faire comprendre qu'il est aussi accompagné en partie de la plupart des molécules gazeuses citées ci-dessus.

Les gaz liquéfiés du pétrole pour les automobiles doivent avoir une teneur de 20 à 50% en volume de propane et propène et une pression de vapeur à 50 °C d'une dizaine de bars [8].

**II.2.2.2. Les essences spéciales pour solvant (Naphta total) :**

Cette fraction pétrolière contient des hydrocarbures de 5 à 10 carbones de nature plus cycliques. En général, les cycliques ont des températures d'ébullition et des densités plus élevées que les non cycliques correspondants.

Cette fraction, qu'on ne distingue plus toujours, est produite pour fournir des solvants. Il arrive qu'elle soit qualifiée d'essence lourde. Par exemple, le white spirit (intervalle d'ébullition de 135 °C à 205 °C), l'éther de pétrole ou essence B (intervalle d'ébullition plus étroit de 60 °C à 80 °C). Cette fraction n'est pas nécessairement produite en grandes quantités, cela dépend des besoins, d'ailleurs elle est très souvent craquée.

NB : il arrive que les pétroliers appellent naphta, l'essence non reformée des deux catégories précédentes ou parfois encore la plus lourde des deux, la terminologie varie parfois encore avec les contrées [8].

### **II.2.2.3. Kérosène :**

Cette fraction, appelée aussi carburacteur se situe juste en dessous des essences et elle contient des hydrocarbures comptant approximativement 10 à 14 carbones. Le kérosène ou carburacteur est utilisé pour l'éclairage ou comme carburant pour les réacteurs d'avions civils ou militaires.

L'intervalle d'ébullition du kérosène pour éclairage (pétrole lampant) va de 150 °C à 300 °C, tandis que celui du kérosène pour avion à réaction, va de 165 °C à 240 °C (plus étroit donc), voire de 200 °C à 280 °C pour les avions à réaction civils.

Dans les deux cas, on veille à la teneur en aromatique (cycles fortement insaturés difficiles à brûler) pour éviter la formation de fumées. La limite est située à 25% [9].

### **II.2.2.4. Le Gasoil ou Gazole :**

Cette fraction, parfois appelée gaz oil contient des hydrocarbures comptant de 14 à 20 carbones. Son intervalle d'ébullition va de 200 °C à 350 °C, sa densité tourne aux alentours de 0.8 à 0.9 et sa viscosité est comparable à celle des huiles.

Cette fraction est utilisée notamment comme carburant pour moteurs diesel pour lesquels il est intéressant d'avoir son indice de cétane en vue de l'améliorer mais comme il y a généralement surproduction de gasoil, ce produit est une matière première pour l'industrie organique. Il est donc utilisé comme combustible ou comme matière première. Bien souvent, on confond, ou plutôt on utilise, indifféremment le nom gasoil avec diesel.

Le fuel domestique ou mazout correspond à peu près à la même fraction que le gasoil mais le point final de distillation est légèrement plus élevé.

Pour ces fractions, une caractéristique importante est le point de congélation ou d'écoulement qui peut varier de -20 °C en saison hivernale à 7 °C en saison plus clémente [9]

**II.2.2.5. Le fuel-oil :**

Cette fraction contient aussi, comme le gasoil, des hydrocarbures comptant de 14 à 20 carbones mais plus cycliques ou encore les premiers hydrocarbures avec plus de 20 carbones. Son indice de cétane est plus faible ( $< 40$ ). Une partie du fuel-oil est utilisé notamment comme combustible domestique et il doit alors contenir 1% de soufre maximum.

Les fuel-oils plus lourds (20 carbones et plus), faisant aussi partie de cette catégorie sont plutôt réservés à l'usage industriel, leur viscosité est plus élevée et leur teneur en soufre est comprise entre 2 et 4%. Différentes qualités de fuels lourds sont proposées aux utilisateurs industriels [9].

**II.2.2.6. L'huile :**

Le fioul lourd est un produit issu de diverses fractions de raffinerie, en général les plus lourdes. Leur composition est complexe et variée selon la provenance du pétrole brut. Le fioul lourd est constitué de produits d'origine paraffinique, naphénique et aromatique. Il peut contenir des dérivés de soufre et des acides organiques. Les fiouls lourds sont classés selon leur teneur en soufre [9].

**II.2.2.7. Les asphaltes et les bitumes :**

Ce sont les fractions les plus lourdes, souvent résidus de la distillation du pétrole brut. Par conséquent, ils contiennent tous les éléments lourds (métaux, soufre, etc.) qui font partie du pétrole et qui ne sont pas tellement désirés.

Dans ces fractions lourdes carbonées (40 carbones et plus), on distingue les asphaltes, qui sont la partie du pétrole insoluble dans le pentane liquide. Leur aspect est celui d'une matière résineuse noire et compacte. Et les bitumes, les produits les plus lourds, véritables résidus de la distillation (ils ne sont jamais distillés), matière semblable à l'asphalte mais encore plus épaisse. Une propriété importante de l'asphalte et du bitume est d'être très noire, ce qui leur permet d'être invisibles la nuit.

Les cokes de pétroles font aussi partie de cette catégorie. Ils s'apparentent au coke du charbon, on peut l'utiliser comme combustible ou encore pour faire des électrodes de graphite [9].

### II.3. La coupe naphta :

Le naphta est un liquide d'un mélange d'hydrocarbures légers issus de la distillation du pétrole brut, donc un des intermédiaires industriels qui n'ont aucune utilisation pour la consommation finale ne sert de matière à la pétrochimie.

La composition du naphta est assez proche de celle de l'essence, allant de C5 à C10, à des températures (35°C à 180°C), le naphta peut être incolore ou de couleur brune, il permet notamment de produire de l'éthylène, propylène, qui permettent lui-même de produire des matières plastiques.

Au total 15 à 30 % du pétrole brut est transformé en naphta dans les raffineries [10].

#### II.3.1. Classification du naphta [10] :

En distingue 3 types de naphta :

- naphta léger : de point final 80 °C ou 100 °C et sa température initial de distillation pouvant descendre en dessous de 42 °C, sert dedans la composition des essences, et aussi utilisé comme carburant dans certaines centrales thermiques.

- naphta lourd : est utilisé comme charge de reformage catalytique de point initial 80 à 100 °C et point final 150 à 220 °C.

- naphta total : qui est la somme des deux premières, qui est peut servir de charge pour le vapocraquage.

#### II.3.2. Procèdes d'obtention du naphta :

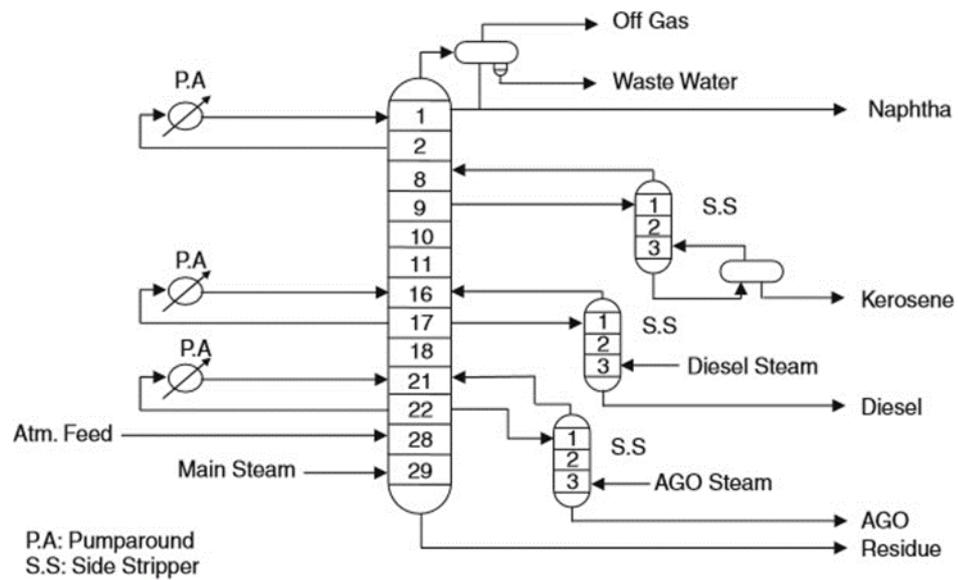
##### II.3.2.1. La distillation initiale du pétrole brut :

Dans les raffineries, le brut partiellement vaporisé est transféré dans la zone éclair de la colonne située à un point plus bas dans la colonne et au-dessus de ce qu'on appelle la section de décapage. La colonne principale mesure généralement 50 m de hauteur et est équipé d'environ 30 à 50 plateaux à clapets.

La vapeur fait monter énormément de quantités et à un débit élevé, nécessitant une colonne de grand diamètre au-dessus la zone flash. Au bas de la section de décapage, de la vapeur est injectée dans la colonne pour éliminer du résidu atmosphérique tout hydrocarbure léger et abaisser la pression partielle des vapeurs d'hydrocarbures dans la zone flash pour avoir un point d'ébullition plus bas des hydrocarbures et les faire monter dans la colonne pour être

éventuellement condensé et retiré sous forme de flux latéraux. Au fur et à mesure que les vapeurs chaudes de la zone flash augmentent à travers les plateaux en haut de la colonne, ils sont mis en contact avec un reflux plus froid. Dans le condenseur de tête, les vapeurs seront condensées au sommet de la tour. Le produit liquide est appelé naphta léger de distillation directe. Le naphta fait partie des coupes dite légère, il se retrouve en haut de la colonne de distillation [10].

Le schéma présenté sur la Figure II.5, décrit une colonne de distillation atmosphérique avec les différentes coupes pétrolières.



**Figure II.5** : schéma du procédé de distillation atmosphérique.

La distillation atmosphérique permet d'obtenir les fractions suivantes :

- Le naphta léger.
- Le kérosène.
- Le gazole léger et lourd.
- Le résidu atmosphérique (fond de colonne).

### II.3.2.2. Hydrocraquage :

L'hydrocraquage est un procédé d'hydrogénation catalytique dans lequel les charges d'alimentation de poids moléculaire élevé sont converties et hydrogénées pour réduire le poids moléculaire.

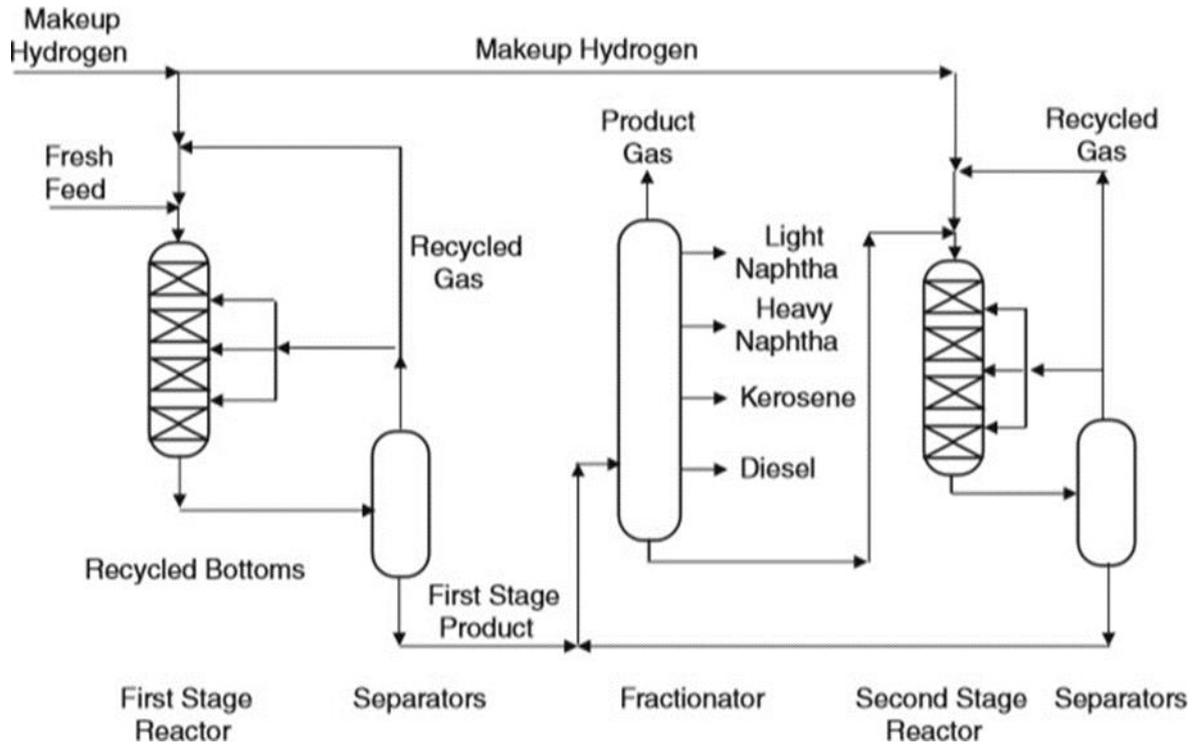
Ce procédé se déroule en présence d'hydrogène et de catalyseurs spéciaux bi fonctionnels, comprenant :

- Une fonction acide : à base de nickel ou de platine qui favorise l'hydrogénation, et caractérisé par une faible résistance au soufre et l'azote.
- Une fonction métallique pour éliminer les impuretés dans l'alimentation telle que le soufre, l'azote et les métaux.

La charge de substance aromatique lourde est convertie en produit plus légers (naphta) à très forte pression et à des températures assez élevées. La réaction d'hydrocraquage est exothermique.

L'effluent du premier réacteur à étages est envoyé vers un séparateur. Le produit de fond de ce dernier est envoyé au deuxième réacteur, comme c'est illustré sur la Figure II.6. Dans les deux configurations, l'hydrogène est séparé dans le séparateur à haute pression et recyclé vers le réacteur.

Le catalyseur dans la première étape a un rapport d'hydrogénation / acidité élevé, provoquant l'élimination du soufre et de l'azote. Dans le deuxième réacteur, le catalyseur utilisé est de faible rapport hydrogénation / acidité dans lequel la production de naphta est maximisée [11].



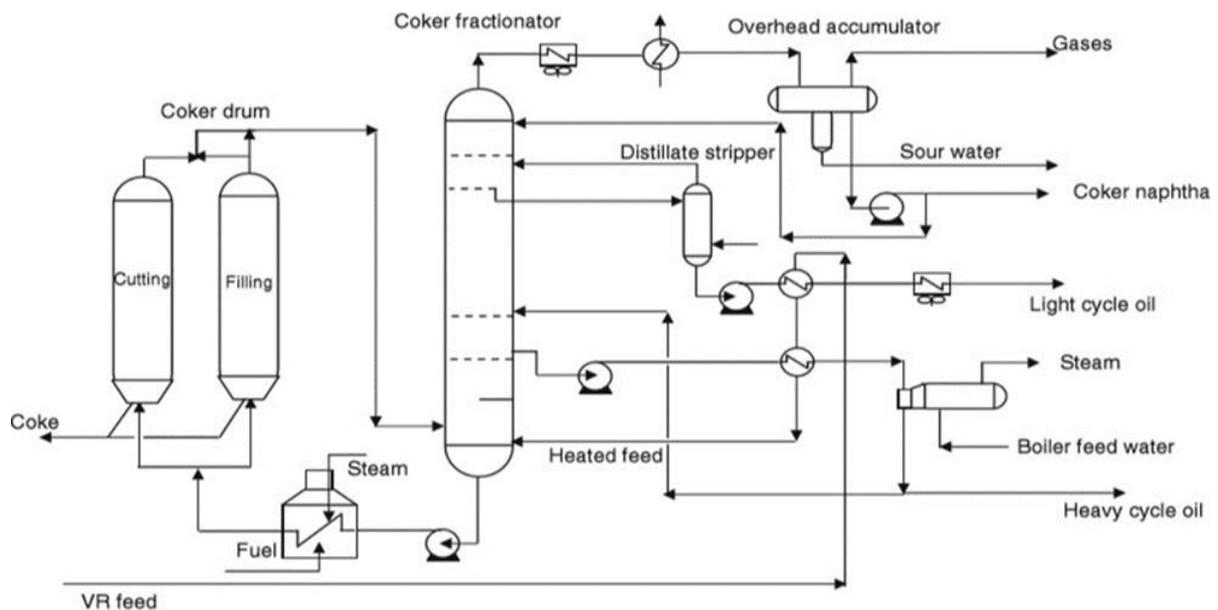
**Figure II.6 :** schéma du procédé d'hydrocraquage à deux étapes.

### II.3.2.3. La cokéfaction :

La cokéfaction est un craquage thermique poussé permettant d'obtenir de l'essence de distillation directe (naphta de cokéfaction) et divers distillats moyens qui sont envoyés dans les unités de craquage catalytique. Ce procédé réduit si complètement l'hydrogène contenu dans les molécules d'hydrocarbure que le résidu est constitué de carbone presque pur appelé coke. Les deux procédés de cokéfaction les plus courants sont la cokéfaction différée et la cokéfaction en continu (par contact ou sur lit fluidisé) qui, selon le mécanisme de réaction, la durée du procédé, la température et le brut traité, produisent trois types de coke spongieux, alvéolaire et aciculaire.

- Cokéfaction différée : dans la cokéfaction différée, le produit passe d'abord dans une colonne de fractionnement, pour la séparation des hydrocarbures légers, puis est combiné à de l'huile lourde de recyclage. Les fractions lourdes sont envoyées au four de cokéfaction et portées à des températures élevées à basse pression pour empêcher la cokéfaction prématurée dans les tubes du réchauffeur, ce qui donne une vaporisation partielle et un craquage modéré.

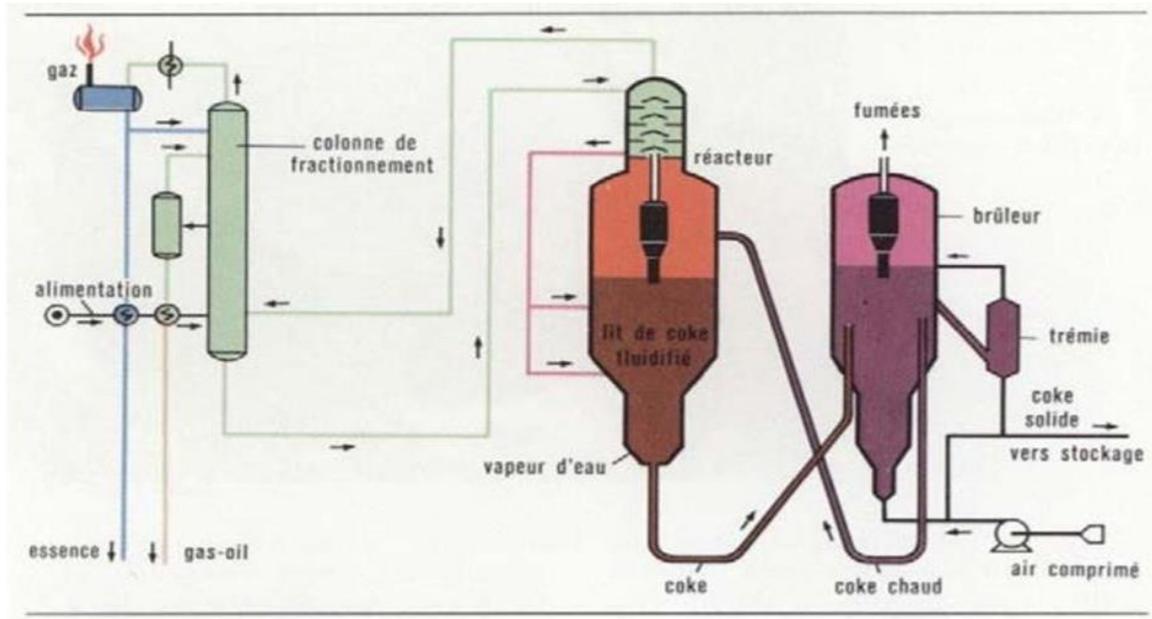
Le mélange liquide/vapeur est envoyé, par pompage, du réchauffeur vers un ou plusieurs ballons de cokéfaction où la matière chaude est maintenue pendant environ vingt-quatre heures à une basse pression, jusqu'à ce qu'elle soit transformée par craquage en produits plus légers. Lorsque le coke atteint un niveau prédéterminé dans le ballon, on oriente le mélange vers un autre ballon pour maintenir la continuité du procédé. On renvoie les vapeurs provenant des ballons dans la tour de fractionnement pour séparer les gaz, le naphta et les gazoles et pour recycler les hydrocarbures les plus lourds dans le four. On traite à la vapeur le ballon plein pour en extraire les hydrocarbures non craqués, on refroidit en injectant de l'eau, puis on procède mécaniquement au décokage grâce à une tarière s'élevant à partir du fond du ballon ou hydrauliquement en fracturant le lit de coke avec un jet d'eau injectée sous haute pression et l'assistance d'un couteau rotatif [10].



**Figure II.7 :** schéma de procédé cokéfaction différé.

- Cokéfaction en continu : la cokéfaction en continu (par contact ou sur lit fluidisé) est un procédé réalisé sur lit mobile à des pressions plus basses et à des températures plus élevées que la cokéfaction différée. Dans la cokéfaction en continu, le craquage thermique est réalisé grâce à la chaleur transférée à la charge dans un mélangeur radial, appelé réacteur, à partir des particules chaudes de coke recyclé. Les gaz et les vapeurs sont soutirés du réacteur et refroidis pour arrêter la réaction, puis fractionnés [11].

Le coke obtenu est acheminé vers un ballon tampon, puis vers un distributeur et un trieur où les plus grosses particules sont éliminées. Le coke restant est envoyé dans le préchauffeur du réacteur où il est recyclé avec le produit d'entrée. Il s'agit d'un procédé automatique où le coke et la charge circulent en continu et où la cokéfaction a lieu tant dans le réacteur que dans le ballon tampon [11].



**Figure II.8 :** schéma du procédé de cokéfaction en continu.

### II.3.3. Utilisation du naphta :

#### II.3.3.1. reformage catalytique (RC) :

Le naphta lourd est utilisé comme charge dans le reformage catalytique. Ce procédé consiste à la transformation des hydrocarbures C7 – C10 avec un faible indice d'octane aux aromatiques et aux iso-paraffines qui ont un haut indice d'octane.

Le processus peut être exploité en deux modes, un mode de gravité élevé pour produire principalement des aromatiques (80–90 vol%) et un milieu mode de gravité pour produire de l'essence à indice d'octane élevé (70% de teneur en aromatiques).

Le naphta de distillation directe de l'unité de distillation brute est hydrotraité pour éliminer le soufre, l'azote et l'oxygène qui peuvent tous désactiver le reformage catalyseur. Lors de la combustion. Les réactions de déshydrogénation sont la principale source de produit de reformat et sont considérées comme les réactions les plus importantes dans le reformage.

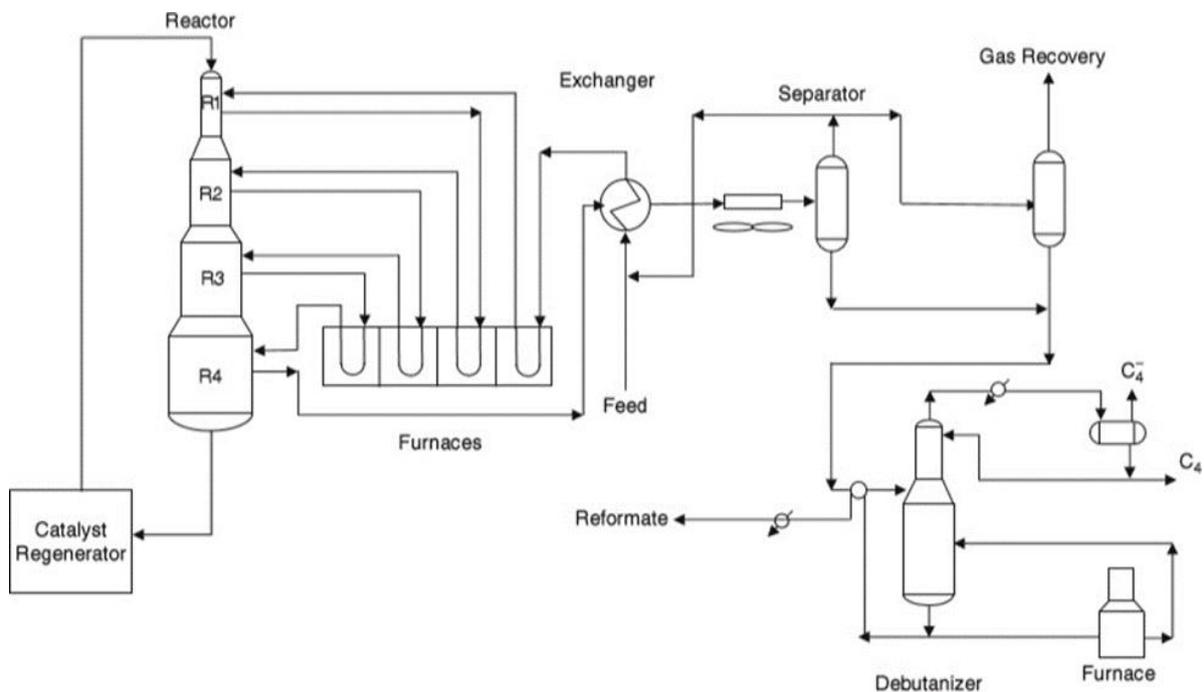
Celles-ci sont des réactions hautement endothermiques et nécessitent une grande quantité de chaleur pour maintenir la réaction [12].

Pour cette raison, trois réacteurs sont généralement utilisés dans le procédé de reformage avec chauffage du produit de chaque réacteur avant d'entrer dans l'autre, les réactions de déshydrogénation sont réversibles.

L'effluent de chaque réacteur est envoyé à un four commun pour le chauffage. Le catalyseur se déplace vers le bas par gravité du premier réacteur (R1) au quatrième réacteur (R4). Le catalyseur est envoyé au régénérateur pour brûler le coke puis renvoyé au premier réacteur R1. Le produit final de R4 est envoyé au stabilisateur et section de récupération de gaz.

Les réactions de reforming ont lieu dans les réacteurs catalytiques à lit mobile, desquels le catalyseur est retiré, puis régénéré et recyclé, s'effectuent sur une base continue.

A température élevée ( $500^{\circ}\text{C}$ ) pour favoriser les réactions chimiques, qui améliorent l'indice d'octane et à basse pression [12].

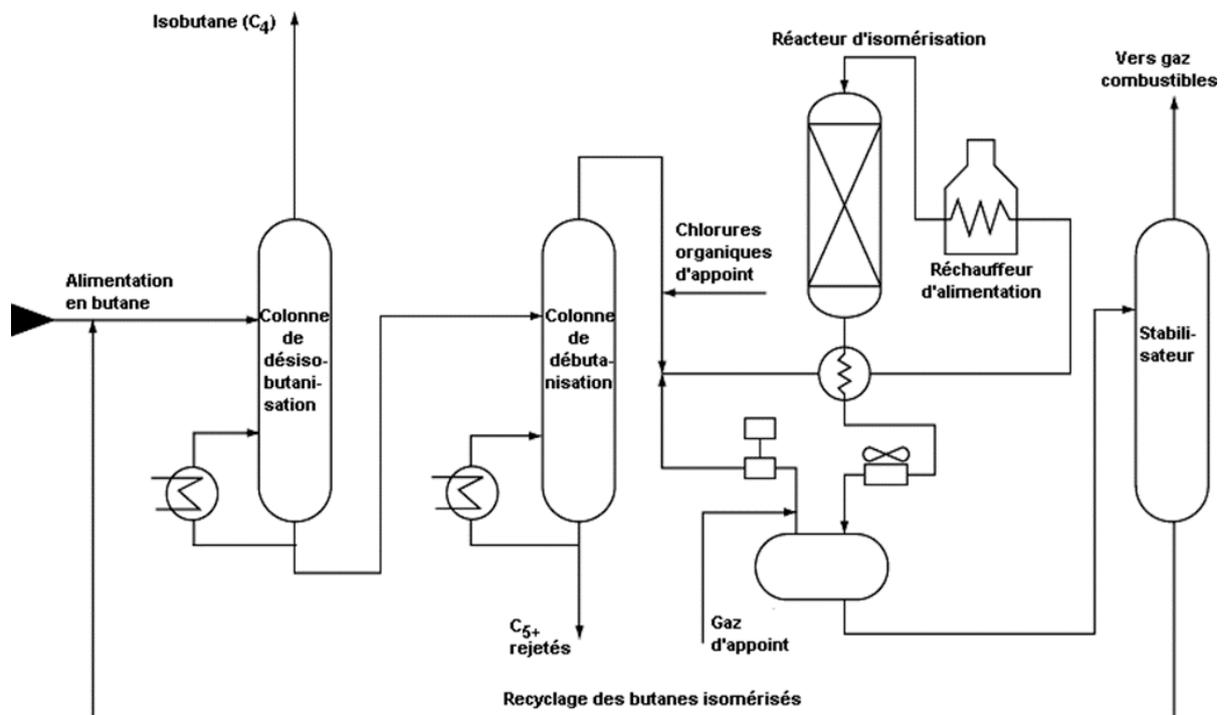


**Figure II.9** : schéma du procédé de reforming catalytique.

### II.3.3.2. Isomérisation des fractions légères :

Des alcanes connaît un nouvel intérêt, depuis que la législation a prévu, par souci de protection de l'environnement, la suppression des alkyls de plomb dans les essences. Cette réaction catalytique permet, en partant de n-paraffines de faible indice d'octane, issues du reformage catalytique ou de la distillation directe, d'obtenir des iso-paraffines présentant un indice d'octane beaucoup plus élevé. Les réactions d'isomérisation sont légèrement exothermiques et réversibles, (n-paraffine  $\leftrightarrow$  I-paraffine) [13].

Le réacteur fonctionne en mode d'équilibre. Il n'y a pas de changement dans le nombre de moles et donc la réaction n'est pas affectée par le changement de pression. De meilleures conversions sont atteintes à une température plus basse. Fonctionnement du réacteur à 130 °C (260 F) donnera de bons résultats. Il existe deux types de catalyseurs d'isomérisation : le Pt standard / chloré l'alumine à haute teneur en chlore, considérée comme assez active, et le catalyseur Pt / zéolithe. Le rendement en reformat de l'isomérisation du naphta léger est généralement très élevé (> 97% en poids) [13].



Source: d'après Occupational Safety and Health Administration (OSHA), 1996.

Figure II.10 : schéma du procédé d'isomérisation C4

**II.3.4. Caractérisation physico-chimiques du naphta :****II.3.4.1. Caractérisation physiques :****II.3.4.1.1. La densité :**

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

La densité ne caractérise pas la qualité de produit léger mais, elle règle dans une certaine mesure la puissance et la consommation du moteur.

Si la densité diminue, l'essence est légère, le flotteur descend dans le liquide et le niveau de l'essence augmente au niveau de gicleur, ce qui entraîne une augmentation de la consommation. Le mélange carburé trop riche donc, il y a des hydrocarbures qui n'ont pas brûlé, c'est-à-dire mauvaise combustion et la puissance du moteur diminue avec un encrassement des bougies. Généralement les flotteurs sont tarés pour des densités entre 0.730 et 0.770 [14].

**II.3.4.1.2. La couleur**

La couleur est la caractéristique du produit auquel elle est associée. Certains produits sont incolores, d'autres peu ou fortement colorés.

Cet essai est codifié dans les normes suivantes :

\_ M 07-003 couleur Saybolt pour les produits jusqu'au gasoil.

\_ T 60-104 couleur Union pour les huiles.

Le principe du colorimètre sybolt consiste à comparer la couleur de verres teintés normaliser à celle du produit versé dans le tub on ajuste la hauteur du liquide dans le tube pour obtenir la même impression d'intensité lumineuse. Une table donne le nombre de couleur en fonction de cette hauteur [15].

#### II.3.4.1.3. Tension de vapeur :

La tension de vapeur d'un hydrocarbure pur mesure la tendance des molécules à s'échapper de la phase liquide pour construire une phase vapeur en équilibre avec la phase liquide, la tension de vapeur est une fonction de la température.

La tension de vapeur Reid (T.V.R) mesure la teneur en fractions légères dans l'essence (naphta) et caractérise sa volatilité et les pertes au cours du transport et de stockage, Elle est mesurée en bar ou en kg/cm<sup>2</sup>. (1bar=0,981kg/cm<sup>2</sup>) [14].

#### II.3.4.1.4. Distillation ASTM :

La distillation ASTM (American Society of Testing Material) s'effectue au laboratoire, est utilisé pour les fractions pétrolières (naphta, kérosène, gasoil, fuel) ;

L'appareil comporte un ballon qui est chauffé par un bec Bunsen ou par une résistance électrique, les vapeurs de la fraction sont condensées par un mélange d'eau et de glace puis recueillis dans une éprouvette graduée.

Au début on note la température d'apparition de la première goutte du condensat (point initial de la distillation) ensuite les températures sont relevées lorsque 5, 10, 20...90 et 95%.

Enfin la température maximale enregistrée (point final), en connaissant les pourcentages de distillat et du résidu qui permet de tracer la courbe : température en fonction du % total du distillat, à pression atmosphérique, le plus souvent on définit sur cette courbe quelque repère tels que le point initial PI et le point final PF.

Issu de cette distillation est dite courbe de distillation (ASTM). La différence entre la température finale et initiale permet de comparer les qualités des produits distillés [14].

#### II.3.4.2. Caractérisations chimiques :

##### II.3.4.2.1. Teneur en soufre :

La présence de l'anhydride sulfureux et sulfurique en présence de vapeur d'eau forme le H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> qui est très corrosif. Pendant le fonctionnement du moteur, les fumées acides et nocives polluent l'atmosphère. A l'arrêt du moteur quand la température diminue, et par condensation,

les produits acides attaquent le métal (chemise). Enfin le soufre diminue la susceptibilité du PTE (Plomb Tétra Ethyle :  $(Pb(C_2H_5)_4)$  qui améliore l'indice d'octane de l'essence [15].

#### **II.3.4.2.2. Teneur en plomb (PTE et PTM) :**

Les agents chimiques PTE et PTM ou le mélange des deux ont la propriété d'inhiber la formation des peroxydes et de retarder la détonation dans le cylindre du moteur.

- Le PTE est un liquide toxique et polluant, insoluble dans l'eau avec une  $T_{eb} = 200^\circ C$  et densité = 1,6.

- Le PTM : C'est un composé plus léger dont l'action est plus sensible sur les parties légères de l'essence ce qui permet un meilleur équilibrage de N O. Sa température d'ébullition  $T_{eb} = 100^\circ C$  [15].

#### **II.3.4.2.3. La corrosion à la lame de cuivre :**

La corrosion à la lame de cuivre est utilisée comme une épreuve pour déterminer l'apparition des composés soufrés en utilisant le cuivre étant particulièrement sensible à la présence de ces composés corrosifs [14].

#### **II.3.4.2.4. Analyse chromatographie (PONA) :**

Détermination de pourcentage de carbones Paraffinées( $C_P$ ), Oléfiniques( $C_O$ ), Naphténiques( $C_N$ ) et Aromatiques( $C_A$ ) [16].

# **Chapitre III**

## **Matériels & Méthodes**

Dans ce chapitre nous allons présenter les techniques expérimentales et les protocoles utilisés pour analyser notre échantillon.

### III. Les méthodes d'analyses physico-chimiques du naphta :

#### III.1. Les méthodes d'analyses physiques :

##### III.1.1. La densité :

##### III.1.1.1. Principe :

L'échantillon est amené à une température prescrite ( $18 \pm 2$  °C), et une prise d'essai est introduite d'une éprouvette amenée à approximativement la même température. L'aéromètre approprié, dont la température a aussi été régulée, est introduit dans la prise d'essai et laissé au repos voir figure III.1. Lorsque l'équilibre de température est atteint, on relève la valeur sur l'échelle de l'aéromètre, la température de la prise d'essai est notée, et la lecture de l'aéromètre est convertie à 15 °C en utilisant le tableau de mesure normalisées figure n°1 ci-dessous. L'éprouvette et son contenu sont placés dans un bain à température constante pour éviter une variation trop grande au cours de l'essai.

##### III.1.1.2. Réactif et Appareillage :

- **Réactif** : Non Applicable.
- **Appareillage** :
  - a) Eprouvette : avec un diamètre intérieur au moins supérieur de 25 mm et une hauteur et une hauteur telle que l'aéromètre puisse flotter dans l'échantillon.
  - b) Aéromètre.
  - c) Thermomètre ASTM 12C.
  - d) Bain à température constante.

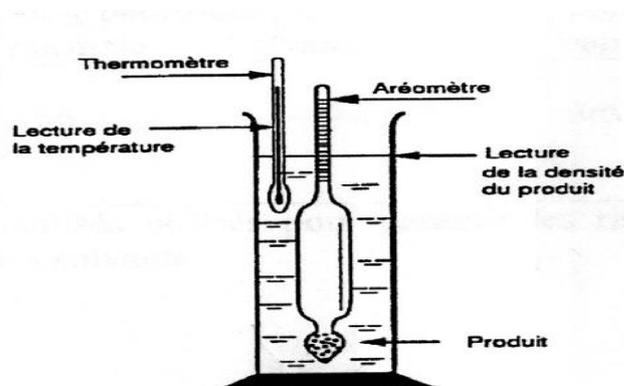


Figure III.1 : Schéma de principe de mesurée la densité.

**III.1.2. Couleur Saybolt :**

**III.1.2.1. Principe :**

On fait diminuer le niveau d'une colonne de prise d'essai par degré correspondant aux indices de couleur jusqu'à ce que sa couleur soit plus claire que celle de l'étalon.

On note l'indice de couleur se trouvant au-dessus de ce niveau sans inquiéter de savoir si au niveau de l'indice plus élevé la prise d'essai était plus foncée ou identique de verre étalon.

**III.1.2.2. Réactif et Appareillage :**

- **Réactif :** Non Applicable.
- **Appareillage :** Colorimètre Saybolt.

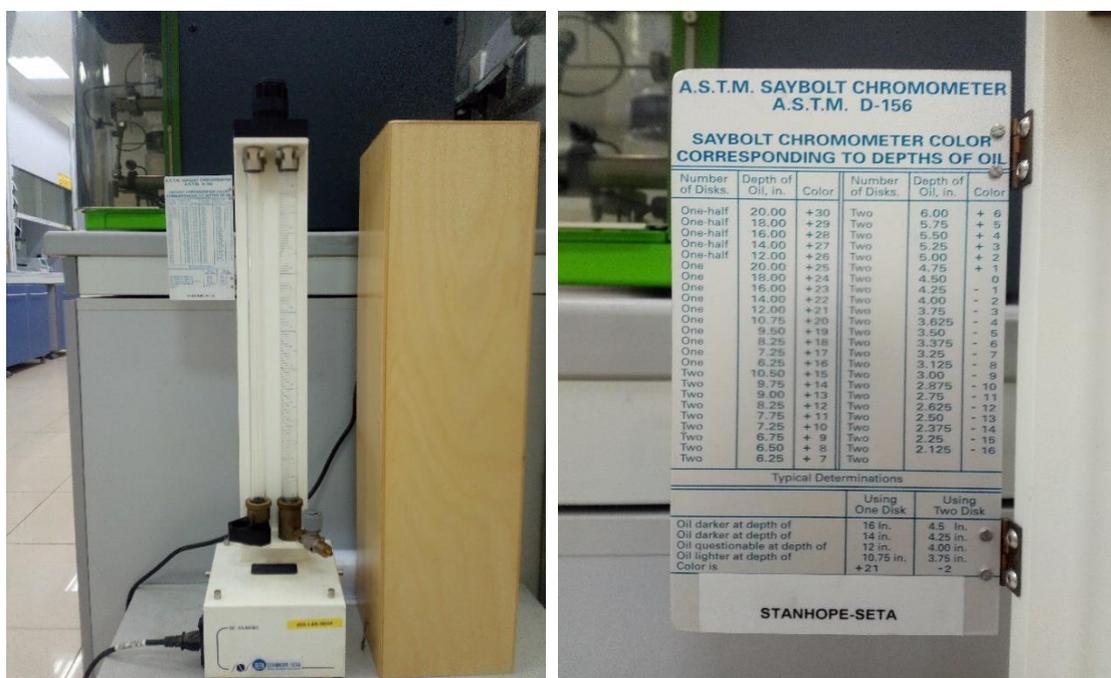


Figure III.2 : Colorimètre saybolt.

### III.1.2.3. Mode opératoire :

Remplir le tube de prise d'essai avec une portion de l'échantillon en veillant à ce qu'il s'égoutte à fond.

Le remplir ensuite avec une prise d'essai et la comparer avec l'étalon unité de couleur.

Abaisser le niveau de la colonne de la prise d'essai au niveau correspondant au nombre inférieur donné dans le tableau de correspondance.

Si la couleur est plus claire que celle de l'étalon.

Noter la couleur correspondant au niveau supérieur comme étant la couleur Saybolt.

### III.1.2.4. Expression de résultats :

La couleur est exprimée par un nombre en relation avec la hauteur de la colonne de prise d'essai, exprimée et comparée à des étalons de verre donné.

Ces nombres vont de + 30 à -16, la prise d'essai est d'autant moins coloré que le

Nombre est plus élevé en valeur algébrique.

### III.1.3. Tension de vapeur :

#### III.1.3.1. Echantillonnage :

Pour avoir un résultat exact de la TVR l'opérateur doit fermer immédiatement la bouteille remplie par l'échantillon de NAPHTA.

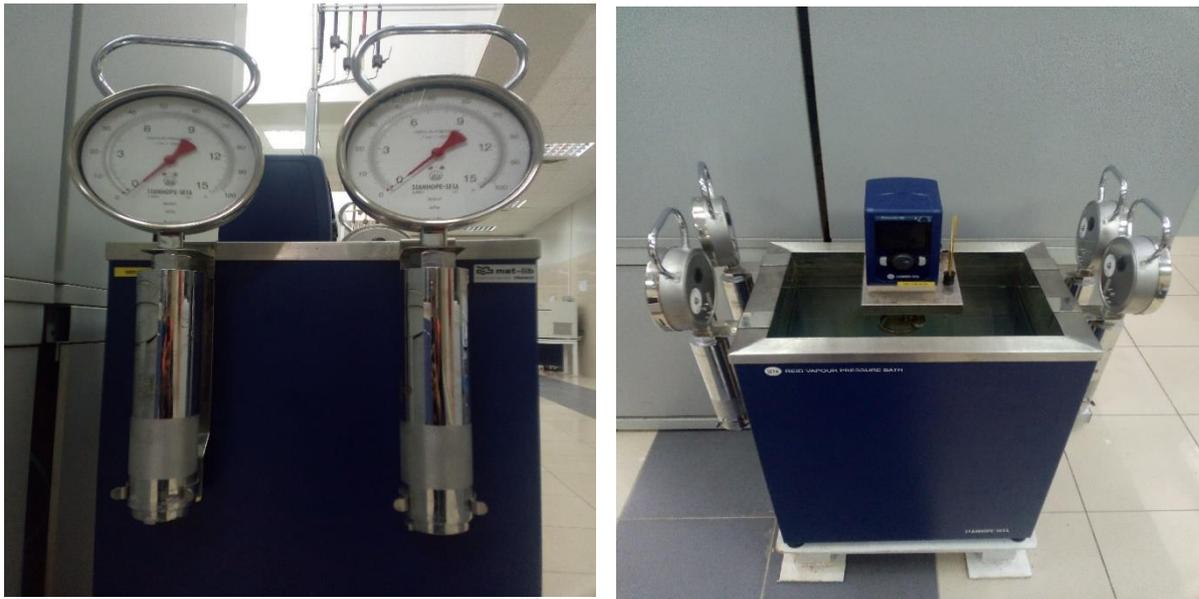
#### III.1.3.2. Principe :

Une bombe de « REID » contenant le produit à examiner est immergé et agitée jusqu'à équilibre de pression.

La valeur lue sur le manomètre corrigée si nécessaire est la pression de vapeur «REID».

#### III.1.3.3. Réactif et Appareillage :

- **Réactif :** Non applicable.
- **Appareillage :**
  - a) Une bombe reid.
  - b) Un manomètre.
  - c) Un dispositif de refroidissement pour l'échantillon et la bombe reid.
  - d) Un bain thermostatique.



**Figure III.3 :** appareille de mesure de la TVR.

#### **III.1.3.4. Mode opératoire :**

Placer les échantillons dès leur arrivée dans un dispositif de refroidissement jusqu'à ce qu'ils atteignent une température comprise entre 0°C et 4°C.

Remplir rapidement la chambre à carburant jusqu'à ce qu'elle débordé, relier la chambre à air munie de son manomètre à la chambre de carburant.

Retourner sens dessus l'appareil assemble pour permettre à la prise d'essai contenue dans la chambre a carburant de s'écouler dans la chambre à air et agiter vigoureusement de haut en bas.

Immerger ensuite l'appareil en position incliné à  $37,8^{\circ}\text{c} \pm 0,1^{\circ}\text{c}$  de manière que le raccord reliant la chambre à air et à carburant ne présente pas de fuite.

Après immersion de l'appareil dans le bain pendant 5m, la retiré et agiter vigoureusement et le replacer dans le bain rapidement.

Répéter ces opérations d'agitations et de lecture du manomètre au moins 5 fois, à des intervalles d'au moins 2mn jusqu'à ce que deux lectures consécutives soient constantes.

#### **III.1.3.5. Expression du resultat :**

La lecture du manomètre donne directement la pression de vapeur « REID ».

**III.1.4. Distillation ASTM :**

Une des premières caractéristiques à obtenir sur le pétrole ou même sur un produit pétrolier, est sa courbe de distillation A.S.T.M.

Il s'agit d'une graphique température d'ébullition - volume distillé. Ce graphique est obtenu à la suite d'une distillation réalisée sans recyclage de matière et selon des normes précises (vitesse, pression, appareillage).

L'opération consiste à chauffer progressivement l'échantillon de pétrole qui va s'évaporer progressivement. La vapeur formée monte, puis elle est refroidie dans un tuyau réfrigéré pour être ensuite recueillie dans un récipient de mesure (voir Figure II.7 ci-dessous).

On relève la température d'ébullition pour certaines valeurs du volume distillé. On peut se rendre compte que pour que cette distillation soit reproductible, il faut imposer des conditions opératoires très strictes.

La courbe de distillation A.S.T.M. est aussi en relation directe avec le fonctionnement du moteur. Il faut que 10% en volume soit distillé avant 70 °C pour un bon démarrage à froid en hiver. Le point milieu à 50 % de volume doit être inférieur à 140 °C et de 50% à 95% en volume doivent passer avant 190 °C, pour permettre une volatilisation suffisante lors des reprises. La teneur en lourds pour éviter l'encrassement est de 95 % à environ 99 % (point final) doivent passer avant 205 °C.

On considère que les points correspondant à 10%, 50% et 95% de l'évaporation du volume initial, sont représentatifs des fractions légères, moyennes et lourdes.

L'intervalle entre la première et la dernière goutte est l'intervalle d'ébullition. Cette courbe est assez aplatie (non sélective) car on est loin d'une bonne distillation.

Cette courbe est très importante car elle permet notamment d'évaluer les propriétés fondamentales d'un pétrole.

**III.1.4.1. Principe :**

Une prise d'essai de 100 ml est distillée dans les conditions prescrites approprié à sa nature.

Les observations systématiques des volumes de condensât et des indications thermométriques sont mentionnées dans le procès verbale d'essai et permette le calcul des résultats.

## III.1.4.2. Réactif et Appareillage :

- **Réactif** : Non applicable.
- **Appareillage** :
  - a) Un ballon de 125 ml.
  - b) Un condenseur.
  - c) Une enveloppe protectrice.
  - d) Support de ballon.
  - e) Plaque en verre.
  - f) Source de chauffage.
  - g) Epreuve graduée.
  - h) Thermometer ASTM 7C; ASTM 8°C.

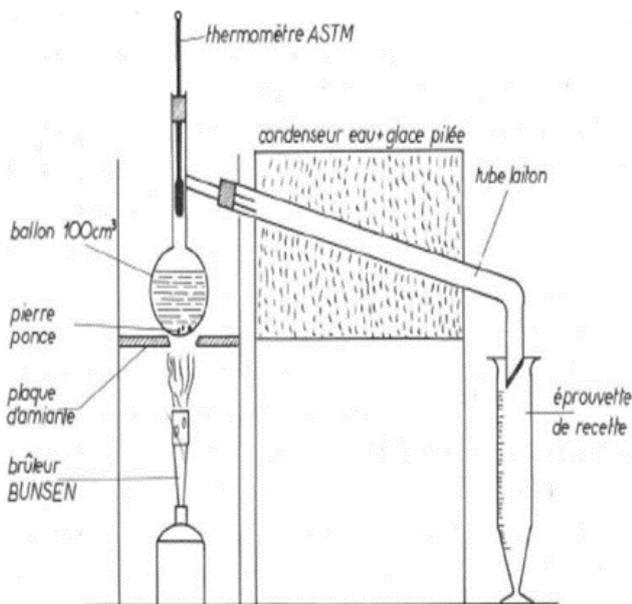


Figure III.4 : Appareillage de distillation A.S.T.M.

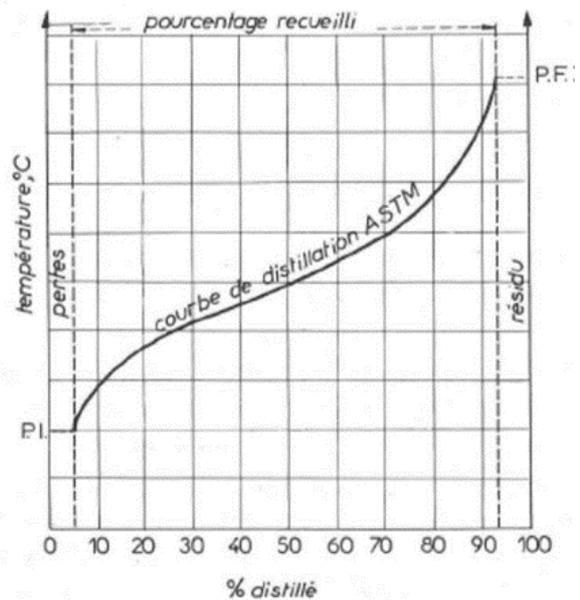


Figure III.5 : Courbe de distillation A.S.T.M.

### III.1.4.3. Mode opératoire :

Mettre une prise d'essai de 100 ml dans le ballon de distillation.

Le thermomètre convenant au produit à analyser est monté sur un bouchon de liège enfoncé dans le col du ballon.

Placer le ballon sur la plaque en verre.

L'éprouvette graduée qui a été utilisé pour mesurer la prise d'essai est placée sans être séché à la sortie du tube condenseur.

Prendre toute les précautions pour que la température du bain entourant l'éprouvette graduée reste dans les limites figurant au tableau de la norme.

Régler le chauffage afin que le temps s'écoulant entre le début du chauffage et l'obtention du point initial n'excède pas la limite prescrite par le tableau de la norme.

Immédiatement après avoir observé le point initial, régler le chauffage afin que le volume de condensât recueilli dans l'éprouvette augmente de façon uniforme et dans les limites prescrites par le tableau de la norme.

Entre le point initial et le point final noter les températures correspondante aux volumes de condensât spécifier pour l'essai ou noter les volumes de condensât correspondant à ces températures prescrites.

Noter le point final. Arrêter le chauffage.

Laisser le ballon refroidir et ajouter son contenu au condensât se trouvant dans l'éprouvette et noter à 0,5 ml le volume total du liquide recueilli dans l'éprouvette.

➤ **Point Initial :**

Température notée au moment où la première goutte de condensât tombe de l'extrémité du tube condenseur.

➤ **Point final :**

Température maximale notée au cours de l'essai, cette température est généralement observée après la vaporisation au fond du ballon de distillation de la dernière goutte du liquide.



Figure III.6 : appareille de distillation A.S.T.M.

### III.2. Les méthodes d'analyses chimiques :

#### III.2.1. Trace de plomb dans le naphta :

##### III.2.1.1. Principe :

La présente norme a pour but de décrire une méthode rapide de détermination de la teneur en plomb comprise entre 10 et 400 ppb dans le naphta.

L'échantillon est bromée pour extraire le plomb par l'acide nitrique diluée est mesure par colorimétrie après avoir ajouté la Dithizone.

##### III.2.1.2. Réactif et Appareillage :

###### ➤ Réactifs :

- a) Ammonium citrate.
- b) Ammoniaque.
- c) **Solution de brome :**

Diluer 10 ml de brome dans 500 ml de tétrachlorure de carbone.

###### d) **Solution tampon :**

Dissoudre 25g d'ammonium citrate ,10g de potassium cyanure, et 75g de sulfite de sodium anhydre dans 400 ml d'eau diluer à 2L avec l'ammoniaque.

###### e) **Chloroforme :**

di-isobutylene ou cyclohexane.

**f) Solution Dithizone :**

Dissoudre 120 mg de dithizone dans 500 ml de chloroforme.

**g) Acide Nitrique pur :**

Diluer un volume d'acide nitrique concentré dans 99 de volume d'eau.

**h) Acide Nitrique :**

Diluer un volume d'acide concentré dans un volume d'eau.

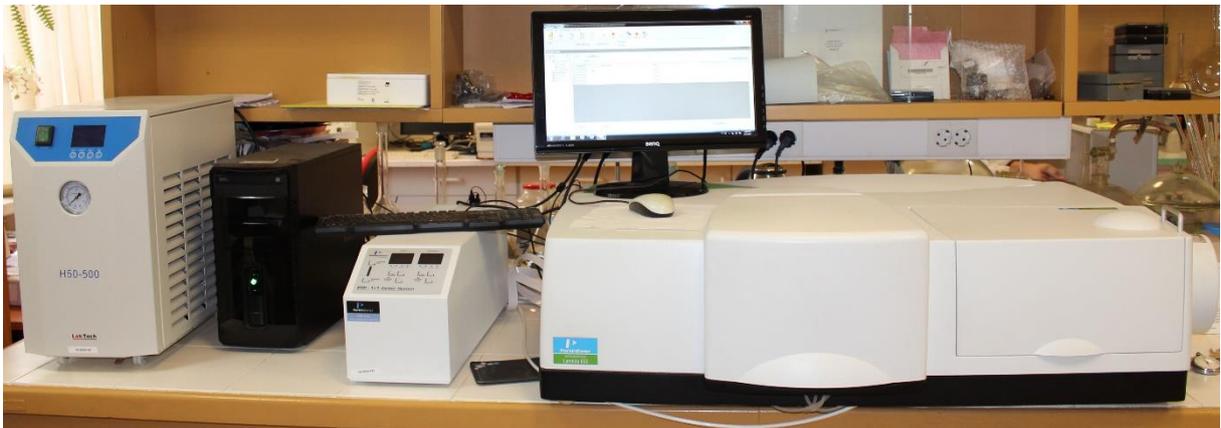
**i) Potassium Cyanure.**

**j) Sulfite de Sodium.**

**k) Indicateur bleu de thymol.**

**➤ Appareillage :**

Spectromètre UV visible.



**Figure III.7 :** Spectrophotomètre UV-Visible.

**III.2.1.3. Mode opératoire :**

Dans une ampoule à décanter de 500 ml prendre 100g d'échantillon et dans une seconde ampoule verser 30 ml de chloroforme mesuré à l'aide d'une pipette (l'essai à blanc).

A l'aide d'une pipette ajouter 5 ml d'isobuthylène dans les deux ampoules

Ajouter lentement dans les deux ampoules la solution de brome jusqu' à la couleur persistante (5 minutes).

Laisser reposer 4 minutes, ajouter dans l'ampoule de l'échantillon 30 ml de chloroforme et 100 ml de l'acide nitrique dans les deux ampoules, agité pendant 1 minute.

Laisser décanter pendant 02 minutes et écarter la phase organique inférieure du blanc et récupérer la phase inférieure de l'échantillon.

Laver les solutions acides récupérées dans les deux ampoules avec 25 ml de chloroforme et agiter pendant 30 secondes.

Ajouter 50 ml du mélange tampon et 5 ml de chloroforme, agité pendant 30 secondes.

Laisser reposer jusqu' à séparation de tout le chloroforme.

Dégager tout le chloroforme sans laisser la moindre trace et ajouter 5 ml de dithizone dans les deux ampoules.

Agiter vigoureusement pendant 30 secondes.

Décanté dans des cellules de 10mm et lire sur spectrophotomètre a une longueur d'onde de 520 nm.

#### **III.2.1.4. Courbe d'étalonnage :**

##### **➤ Solution mère :**

Dissoudre 1.6g de nitrate de plomb, ajouter 10 ml d'acide nitrique concentré et à porter à 1litre c'est une solution de 1000 ppm de plomb, 1 ml de cette solution correspond à 1 mg de plomb (1ppm).

##### **➤ Solution fille :**

Prendre 10 ml de cette solution, diluer à 1litre ça représentera 100 Ppm et faire la courbe en préparant les dilutions désirées : 10 ; 20 ; 30 ; 50 ; 100.

#### **III.2.1.5. Calcul et expression des résultats :**

Faire passer le blanc au spectromètre ensuite l'échantillon et lire le résultat.

### **III.2.2. Corrosion lame de cuivre :**

#### **III.2.2.1. Principe :**

Une lame de cuivre électrolytique polie est immergée dans une quantité donnée de prise d'essai que l'on chauffe à une température et pendant une durée dépendant du produit à examiner.

La lame de cuivre est ensuite retirée – rincée et séchée puis comparée avec les lames de la série type.

**III.2.2.2. Réactif et Appareillage :**

- **Réactif :** Non applicable.
- **Appareillage :**
  - a) Bombe pour essai.
  - b) Bain thermostatique.
  - c) Porte lame.
  - d) Tube à essai plat.
  - e) Thermomètre ASTM D 12°C.
  - f) Produit de polissage.
  - g) Lame de cuivre.
  - h) Lames de corrodées de référence.



**Figure III.8 :** L'appareil de mesure de la corrosion à la lame de cuivre.



**Figure III.9 :** Bombe pour mesurer la corrosion.

### III.2.2.3. Mode opératoire :

Eliminer toutes les taches sur les faces et côtés des lames en utilisant du papier au carbure de silicium ou au corindon.

Immerger la lame dans le solvant de nettoyage ne la retire qu'au moment du \*polissage final.

Dans un tube à essai propre introduire 40 ml de prise d'essai, introduire la lame de cuivre dans la minute qui suit. Placer le tube dans la bombe.

Immerger complètement la bombe dans le bain.

### III.2.2.4. Polissage final :

Extraire la lame du solvant de nettoyage, puis en se protégeant les doigts avec un morceau de papier filtre sans cendre, polir les extrémités avec de la poudre de carbure de silicium prélevé dans un verre de montre propre au moyen d'un tampon de coton hydrophile mouillé avec une goutte de solvant.



**Figure III.10 :** La série des lames de référence de la corrosion.

### III.2.3. Soufre dans les produits pétroliers :

#### III.2.3.1. Principe :

La présente norme décrit une méthode de dosage de soufre dans les produits pétroliers par combustion au environ de 1050 °c au four à induction et détection par fluorescence ultraviolette du dioxyde de soufre formé.

#### III.2.3.2. Réactif et Appareillage :

- **Réactifs :**
  - a) Etalons de soufre.
  - b) Gaz : Oxygène.
  - c) Gaz : Argon.

- **Appareillage :**

Appareil à soufre par fluorescence UV.



Figure III.11 : Spectrométrie de fluorescence UV.

### III.2.3.3. Mode opératoire :

L'appareil à soufre est lié à un logiciel comprenant trois modes importants dans l'analyse qui sont :

#### a) Méthode :

La phase initiale de la mise en place d'une analyse consiste à fixer tous les paramètres analytiques et de traitement du signal.

Les paramètres optimisés dans cette méthode sont :

La température fixée à 1050°C.

Les débits des gaz :

-Argon, vecteur .....120 – 160 ml/ min.

-Oxygène, vecteur .....10 – 20 ml /min.

-Oxygène, combustion .....450 -500 ml / min.

PMT, gain et sensibilité :

Cette tension sert de base aux gammes envisagées, il suffit à priori de baisser la sensibilité pour les gammes les plus concentrées. Un ajustage avec le volume d'injection ou avec la tension du PMT peut être envisagé.

Les tensions les plus élevées doivent être réservés aux gammes les plus basses concentrations.

#### b) Étalonnage :

L'étalonnage se fait à partir de solutions de références de concentrations connues en soufre exprimé en ppm.

Dans les gammes envisagés de 100 – 1000 ppm, il faut commencer par injecter l'étalon le plus concentré, par exemple les 1000 ppm, le pic doit être environ au maximum de la plage dynamique 0 – 2 V .Il faut aussi vérifier que le 100ppm donne un signal significativement différent du bruit de fond sinon, il faut augmenter la sensibilité ou le voltage sur le PMT, ensuite on trace la courbe d'étalonnage.

**c) Echantillon :**

Dans le mode ECHANTILLON, on fait passer l'échantillon sur la courbe d'étalonnage et ainsi la concentration en soufre en ppm est donnée par fluorescence UV.

**III.2.4. Analyse chromatographique (PIONA-DHA) :****III.2.4.1. La chromatographie en phase gazeuse (CPG) :**

Est comme toutes les techniques de chromatographie, une technique qui permet de séparer des molécules d'un mélange éventuellement très complexe de nature très diverses.

Elle s'applique principalement aux composés gazeux ou susceptibles d'être vaporisés par chauffage sans décomposition.

Elle est de plus en plus utilisée dans les principaux domaines de la chimie, mais aussi en parfumerie ou en œnologie.

Le mélange à analyser est vaporisé à l'entrée d'une colonne, qui renferme une substance active solide ou liquide appelée phase stationnaire, puis il est transporté à travers celle-ci à l'aide d'un gaz porteur (ou gaz vecteur).

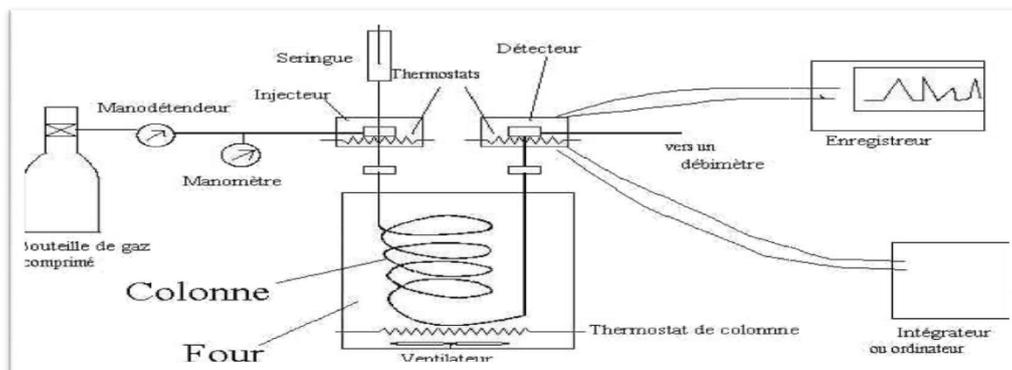
Les différentes molécules du mélange vont se séparer et sortir de la colonne les unes après les autres après un certain laps de temps qui est fonction de l'affinité de la phase stationnaire avec ces molécules.

**III.2.4.2. Principe de la CPG :**

La chromatographie en phase gazeuse est un procédé de séparation pour les mélanges gazeux complexes ainsi que pour les liquides vaporisables sans décomposition. C'est sans doute la principale contrainte qu'il faut savoir apprécier avant de choisir cette technique, puisqu'elle limite son emploi. La CPG repose sur l'adsorption ou le partage d'un mélange en deux phases non miscibles. La phase mobile est un gaz qui balaie en permanence la colonne et qui est encore appelé gaz vecteur. La phase stationnaire est un solide (chromatographie d'adsorption) ou un liquide (chromatographie de partage). Les solutés à séparer doivent pouvoir être entraînés au sein de la phase mobile.

### III.2.4.3. Réactif et Appareillage :

- **Réactifs :** Non applicable.
- **Appareillage :**



**Figure II.12 :** Schéma de principe de la chromatographie en phase gazeuse.

#### a) **Injecteur :**

L'injecteur permet l'évaporation et le transfert des échantillons dans la colonne.

Il existe trois types d'injecteurs :

- injecteur par vaporisation directe.
- injecteur split/splitless.
- injecteur on column.

Le mode splitless sur colonne capillaire est réservé aux échantillons en solution très dilués. Une bonne utilisation de ce mode d'injection implique une programmation de température adaptée, commençant avec une colonne moins chaude.

#### b) **La colonne :**

La colonne constitue le cerveau du chromatographe car le succès des séparations dépend d'elle.

Deux types de colonne sont utilisés en chromatographie phase gazeuse :

- colonne à garnissage.
- colonne capillaire.

Dans les colonnes capillaires, généralement en verre de silice, la phase stationnaire est déposée sous forme d'un film régulier. Leur diamètre intérieur varie de 0.05 à 0.6mm et leur longueur de 10 à 100m.

**c) Le détecteur :**

Le détecteur est un appareil de mesure physico-chimique qui doit donner un signal au passage de chaque constituant, sans interaction avec le gaz vecteur.

Il existe deux classes de détecteurs :

- des détecteurs universels : catharomètre ; détecteur à ionisation de flamme (FID).
- des détecteurs spécifiques : détecteur à capture d'électrons ; thermoïonique ; photomètre de flamme.

En pratique, le FID est le plus utilisé vue sa grande sensibilité, l'éluât pénètre dans une flamme obtenue par combustion d'hydrogène et d'air. Les composés organiques forment alors des ions collectés par deux électrodes entre lesquelles on applique une différence de potentiel.

Il résulte un courant électrique recueilli par un électromètre qui transforme en courant que l'on peut enregistrer.



**Figure III.13 :** chromatographie en phase gazeuse.

#### III.2.4.4. Exigence des gaz :

La pureté et les pressions des gaz sont des facteurs très important pour le reformuler. Le tableau 03 ci-dessous montre les recommandations à suivre :

	Gaz Vecteur	F.I.D Support Gazes		Switching Air
Type de Gaz	Hélium	Air	H <sub>2</sub>	Air
Pression	5bar	5bar	3bar	3bar
Pureté en %	99.995	/	99.995	/

**Tableau III.1** : La pureté et les pressions des gaz.

Les pressions ci-indiquées doivent être lues à chaque démarrage d'une analyse afin de s'assurer qu'on pourra terminer notre séquence en toute sécurité.

#### III.2.4.5. Mode opératoire :

La composition des différents Fraction Pétrolières prises dans le cadre de cette étude, été déterminé au laboratoire par la technique de chromatographie en phase gazeuse. La méthode d'analyse utilisé est basée sur la norme Américaine ASTM D5134, cette analyse permet une analyse détaillée DHA (Detailed Hydrocarbon Analysis) des hydrocarbures présent dans ce type de fraction.

Ces analyses ont été réalisées sur un chromatographe de marque AGILENT THECNOLOGIES modèle 6890N, dans les conditions opératoires suivantes :

- Injecteur automatique de type diviseur P.T.V (programmable température vaporiser) réglé à la température de 225° C.
- Colonne capillaire de type HP-1 de 50m de long et 0.2mm de diamètre interne imprégnée sur ses parois internes d'une phase stationnaire de type 100% méthyl silicone avec une épaisseur de film de 0.5 µl.
- Détecteur à ionisation de flammes (FID) maintenu à une température de 250° C.
- La température de la colonne est maintenu constante à 35°C pendant 30min.
- Ensuite une augmentation de la température est programmée a raison de 2°C /mn jusqu'à 200°C .l'isotherme finale est de 5mn.
- Le gaz vecteur utilisé est l'hélium avec un débit de 0.9 ml/mn à l'entrée de la colonne.
- Volume injecté est de 0,1µl.

La programmation des analyses et leurs acquisitions sont réalisés au moyen de deux logiciels la Chemstation et le DHA plus.

Les constituants du mélange détectés sont représentés sous forme d'un chromatogramme présentant une multitude de pics avec temps de rétention.

Un chromatogramme type est présenté dans la figure n°4 donné en annexe. L'identification des pics est basée sur les indices de Kovats des corps purs.

A cet effet, les temps de rétentions des normales paraffines allant du pentane (C5) au tétra décane (C14), sont déterminés à partir d'un standard de n-paraffines.

Le temps de rétentions du méthane jusqu'au n-butane sont quant à eux obtenus par injection d'échantillon gaz naturel, gaz de raffinerie ou un échantillon qui contient ces composants.

L'analyse compositionnelle détaillée permis également d'accéder à la composition par familles chimiques : paraffines, oléfines, naphtènes et aromatiques.

# **Chapitre IV**

## **Résultats & discussions**

## IV. Résultats et discussions :

## IV.1. Calcul de la densité :

Le calcul de la densité à 15°C se fait par l'équation suivante :

$$D_{15^{\circ}\text{C}} = D_{\text{lue}} + a (T_{\text{lue}} - 15).$$

Alors :

$$D_{15^{\circ}\text{C}} = 0,711 + 0.000884 (20 - 15).$$

$$D_{15^{\circ}\text{C}} = 0,71542 \text{ g/cm}^3.$$

Avec :

$D_{15^{\circ}\text{C}}$  : Densité à 15°C g/cm<sup>3</sup>.

$D_{\text{lue}}$  : Densité lue g/cm<sup>3</sup>.

$a$ : Facteur de correction.

$T_{\text{lue}}$  : Température lue en °C.

Les  $d_4^{15}$  obtenues pour le naphta sont regroupées dans le Tableau IV.1 :

Caractérisation		Densité à 15°C				Unité
		Essai 1	Essai 2	Essai 3	Moyen	
		<b>0.714</b>	<b>0.716</b>	<b>0.715</b>	<b>0.715</b>	<b>(g/cm<sup>3</sup>)</b>
<b>BAC 102</b>		<b>0.714</b>	<b>0.716</b>	<b>0.715</b>	<b>0.715</b>	
<b>BAC 103</b>		<b>0.712</b>	<b>0.710</b>	<b>0.710</b>	<b>0.711</b>	
<b>Limites</b>	<b>min</b>	<b>0.690</b>				
	<b>max</b>	<b>0740</b>				

**Tableau IV.1** : Les  $d_4^{15}$  obtenues par les différents essais d'échantillonnages du Naphta.

D'après le Tableau IV.1, on remarque que :

- L'échantillon de BAC 103 est moins dense que l'échantillon de BAC 102, puisque les composants légers en BAC 103 sont plus nombreux que ceux en BAC 102.

-Les résultats appartiennent à l'intervalle [0,690 ; 0,740], donc ils respectent la norme fixée, Alor on peut déduire que les échantillons sont conformes.

#### IV.2. Couleur saybolt :

Les valeurs de couleur saybolt obtenues sont regroupées dans le tableau suivant :

Caractérisation		Couleur Saybolt				Unité
		Essai 1	Essai 2	Essai 3	Moyen	--
BAC 102		+30	--	--	+30	
BAC 103		+30	--	--	+30	
Limites	min	30				
	max	--				

**Tableau IV.2 :** Les résultats de couleur saybolt obtenus par les différents essais d'échantillonnages du Naphta.

D'après le Tableau IV.2, on remarque que les résultats de la couleur saybolt est de plus de 30 pour les deux bacs, donc elle dépasse la valeur minimale, ils sont dans les normes fixées.

### IV.3. Tension de vapeur :

Les TVR obtenues pour le naphta de différents essais d'échantillonnages sont regroupées dans le Tableau IV.3 :

Caractérisation		Tension de vapeur a 37.8°c				Unité
		Essai 1	Essai 2	Essai 3	Moyen	
BAC 102		0.70	0.70	0.71	0.703	(Bar)
BAC 103		0.72	0.71	0.71	0.713	
Limites	min	--				
	max	0.75				

**Tableau III.3 :** Les TVR obtenues par les différents essais d'échantillonnages de Naphta.

D'après le Tableau IV.3, on remarque que :

- La TVR pour l'échantillon de BAC 103 est supérieur à la TVR pour l'échantillon de BAC 102, puisque les composants légers en BAC 103 sont plus nombreux que ceux du BAC 102.
- Les résultats n'ont pas dépassé la valeur maximale, donc ils respectent la norme fixée.

#### IV.4. Test de corrosion :

Les résultats de corrosion obtenus pour le naphta de différents essais d'échantillonnages sont représentés dans le Tableau IV.4 :

Caractérisation		Corrosion lame de cuivre				Unité
		Essai 1	Essai 2	Essai 3	Moyen	--
		<b>BAC 102</b>	1A	--	--	
<b>BAC 103</b>	1A	--	--	1A		
<b>Limites</b>	<b>min</b>	--				
	<b>max</b>	1A				

**Tableau IV.4 :** Les résultats des corrosions à la lame de cuivre obtenus par les différents essais d'échantillonnages de Naphta.

D'après le Tableau IV.4, on remarque que :

- Les résultats de la corrosion lame de cuivre n'ont pas dépassés la valeur maximale, donc ils sont dans les normes. On peut déduire que les échantillon ne sont pas corrosifs et par conséquent sont conformes aux normes.

IV.5. Distillation ASTM :

Les températures d'ébullition obtenues en fonction des volumes de distillats recueillis sont notées dans les tableaux suivants :

Caractérisation		Températures d'ébullition (T°éb)								Unité	
		Pi	10%	20%	30%	50%	70%	90%	95%		Pf
BAC 102		37.1	63.4	79.3	83.2	95.2	104.2	111.8	130.8	168.5	(°C)
BAC 103		34.5	61.2	78.2	84.3	94.2	103.2	111.5	130.7	168.5	
Limites	min	35	--						--		
	max	--	--						175		

Tableau IV.5 : Les T<sub>éb</sub> du Pi et de la fraction distillée à Pf de différents essais d'échantillonnages du Naphta.

		Les volumes de distillation			Unité
		D	R	P	
BAC 103		98	1	1	(%ml)
BAC 102		98	1	1	
Limites	min	--	--		
	max		2		

Tableau IV.6 : Les volumes des D, R et des P de différents essais d'échantillonnages du Naphta.

➤ A partir des résultats de Tableau IV.5, on effectue le tracé la courbe de distillation ASTM ayant comme coordonnées les températures d'ébullition de tous les points obtenus en fonction des volumes distillés.



**Figure IV.1** : La courbe distillation atmosphérique

D'après le Tableau IV.5, on remarque que :

- Les résultats de l'échantillon du BAC102 appartiennent à l'intervalle [35 ; 175], donc ils respectent la norme fixée.
- La valeur de Pi de l'échantillon du BAC 103 est inférieure à la valeur minimale. Cette valeur est hors norme.

#### IV.6. La teneur en plomb :

Les résultats de la teneur en plomb obtenus sont représentées dans le tableau suivant :

Caractérisation		Teneur en plomb				Unité
		Essai 1	Essai 2	Essai 3	Moyen	(ppb)
BAC 102		27.402	--	--	27.402	
BAC 103		26.253	--	--	26.253	
Limites	min	--				
	max	50				

**Tableau IV.7 :** Les résultats de la teneur en plomb obtenus par les différents essais d'échantillonnages du Naphta.

D'après le Tableau IV.7, on remarque que :

- Les résultats de la teneur en plomb n'ont pas dépassé la valeur maximale, donc ils respectent la norme fixée. On déduit donc que les échantillons ne sont pas pollués.

#### IV.7. La teneur en soufre :

Les résultats de la teneur en soufre obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

Caractérisation		Teneur en soufre				Unité
		Essai 1	Essai 2	Essai 3	Moyen	
BAC 102		6.274	--	--	6.274	(ppm)
BAC 103		8.378	--	--	8.378	
Limites	min	--				
	max	50				

**Tableau IV.8 :** Les résultats de la teneur en soufre obtenus par les différents essais d'échantillonnages du Naphta.

D'après le Tableau IV.8, on remarque que :

- Les résultats de la teneur en soufre n'ont pas dépassé la valeur maximale, donc ils sont dans les normes. Ces échantillons ne sont pas corrosifs.

#### IV.8. Analyse chromatographie (PONA) :

Les résultats de l'analyse chromatographie obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

Caractérisation		PONA			Unité
		Paraffines	Oléfines	Naphtènes+ Aromatiques	
BAC 102		79.22	0.01	20.77	(%vol)
BAC 103		82.04	0.10	17.86	
Limites	Min	60	--	--	
	Max	--	Traces	40	

**Tableau IV.9 :** les pourcentages des carbones (PONA) :

D'après le Tableau IV.9, on remarque que :

- Les résultats de pourcentage des carbones paraffines ont dépassé la valeur minimale, donc ils respectent la norme fixée.
- Le résultat de pourcentage des carbones oléfines pour l'échantillon de BAC 102 n'a pas dépassé la norme, donc il respecté la norme fixée.
- Le résultat de pourcentage des carbones oléfines pour l'échantillon de BAC 103 est dépassé la norme, donc il n'a pas respecté la norme fixée.
- Les résultats de pourcentage des Aromatiques n'a pas dépassé la valeur maximale, donc ils respectent la norme fixée.
- A partir des résultats qui présentes dans le chromatogramme de l'échantillon du BAC 103 donné en annexe (Figure n°6), on note un pic qui représenter la présence des traces du carbone C4.

# **Conclusion générale**

## **Conclusion générale**

Au cours de ce travail, nous avons étudié la caractérisation physico-chimique d'une coupe pétrolière « NAPHTA ». L'étude a été réalisée sur deux bacs (102 et 103).

Les résultats obtenus relatifs à la densité, la couleur, la tension de vapeur, la corrosion, la teneur en plomb ainsi que la teneur en soufre des deux bacs sont conformes aux normes.

La distillation ASTM et l'analyse chromatographique ont montré que les résultats du bac 103 ne sont pas conformes aux normes, ainsi que la présence des traces de carbone C4, alors que ceux du bac 102 le sont.

Comme perspectives, nous proposons de faire une étude plus approfondie afin d'avoir une coupe pétrolière « NAPHTA » ayant des caractéristiques physico-chimique meilleurs.

# **Bibliographie**

## Bibliographie

- [1] J.P.WAUQUIER : Le Raffinage du pétrole brut, Tome 1, Edition TECHNIP 1994 – Paris, p 3 – 13.
- [2] P. WUTHIER : Le pétrole, Raffinage et Génie chimie, Tome 1, Deuxième édition Technip ; Paris 1972, p 41 – 45.
- [3] Cours de Raffinage I : Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie (FHC), Université A. BOUGUERRA, Boumerdes 2003-2004, Groupes : IGCR99 et IGCP99.
- [4] D. UZIO." catalyse à raffinage ". Division catalyse - Société Chimique de France, pp.1-2. 2011.
- [5] R. PERRIN, J.-P. SCHARFF. "Chimie industrielle : cours 2e et 3e cycle école d'ingénieurs", pp. 63-66. Éditions Dunod, 2002.
- [6] J.P.WAUQUIER : Le Raffinage du pétrole brut, Tome 2, Procédés de Séparation, Edition TECHNIP 1998, Paris, p 223 – 228.
- [7] G. OTHMANINE et S. MUSTAFAEF : Calcul du Topping, Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie « FHC » ; Université A. BOUGUERRA, Boumerdes, 2000, p 1.
- [8] C. PILORGET, B. DANANCHE, D. LUCE, J. FEVOTTE. (2007). "Éléments techniques sur l'exposition professionnelle aux carburants et solvants pétroliers". Institut de veille sanitaire, pp. 6-8. 2007.
- [9] X. MONTAGNE. "Carburants liquides : gazoles, jets fuels et autres distillats moyens". BE 8 545 v2 Techniques de l'ingénieur, pp. 3-4. 2011.
- [10] Durousset, M. « Le marché du pétrole », Paris : collection HISTEGE, 1999. pp.1-2. 2011.
- [11] Richard S. Kraus « Encyclopédie de sécurité et de santé au travail » 3ème édition française, Chapitre 78 : Le raffinage du pétrole.
- [12] Antos G, J et al « catalytic Naphta Reforming » Marcel Dekker, New York, 1995.
- [13] Travers.C. « isomerization of light paraffins »2001.
- [14] C.E- Chitour : R C.E- Chitour : Raffinage du pétrole, les propriétés physiques des hydrocarbures et des fractions pétrolières. Ed.OPU 1999.
- [15] C.E- Chitour : corrélation sur les propriétés physique-chimiques des fluides pétroliers.séminaire ENP/CRD-SH Alger2000.
- [16] J .Tranchant « Manuel Pratique de chromatographie en phase Gazeuse », Editions Masson, Paris(2004).

# **Annexes**

## Annexes

Tableau de correction des températures d'après ASTM. IP Petroleum Measurement Table (Metric Edition) TABLE 53

Densité à la température de l'essai T Densité mesurée (g/ml)	Facteur de correction à g/ml degré	Densité à la température de l'essai T Densité mesurée (g/ml)	Facteur de correction à g/ml degré
0,620 - 0,625	0,00097	0,775 - 0,780	0,00073
0,625 - 0,630	0,00096	0,780 - 0,785	0,00073
0,630 - 0,635	0,00095	0,785 - 0,790	0,00072
0,635 - 0,640	0,00094	0,790 - 0,795	0,00072
0,640 - 0,645	0,00093	0,795 - 0,800	0,00071
0,645 - 0,650	0,00092	0,800 - 0,805	0,00070
0,650 - 0,655	0,00092	0,805 - 0,810	0,00069
0,655 - 0,660	0,00091	0,810 - 0,815	0,00069
0,660 - 0,665	0,00090	0,815 - 0,820	0,00069
0,665 - 0,670	0,00089	0,820 - 0,825	0,00068
0,670 - 0,675	0,00089	0,825 - 0,830	0,00067
0,675 - 0,680	0,00088	0,830 - 0,835	0,00067
0,680 - 0,685	0,00087	0,835 - 0,840	0,00067
0,685 - 0,690	0,00087	0,840 - 0,845	0,00066
0,690 - 0,695	0,00086	0,845 - 0,850	0,00066
0,695 - 0,700	0,00086	0,850 - 0,855	0,00066
0,700 - 0,705	0,00085	0,855 - 0,860	0,00066
0,705 - 0,710	0,00084	0,860 - 0,870	0,00065
0,710 - 0,715	0,00083	0,870 - 0,880	0,00064
0,715 - 0,720	0,00083	0,880 - 0,890	0,00064
0,720 - 0,725	0,00082	0,890 - 0,900	0,00064
0,725 - 0,730	0,00082	0,900 - 0,910	0,00064
0,730 - 0,735	0,00081	0,910 - 0,920	0,00064
0,735 - 0,740	0,00080	0,920 - 0,930	0,00064
0,740 - 0,745	0,00079	0,930 - 0,940	0,00063
0,745 - 0,750	0,00079	0,940 - 0,950	0,00063
0,750 - 0,755	0,00078	0,950 - 0,960	0,00063
0,755 - 0,760	0,00077	0,960 - 0,970	0,00063
0,760 - 0,765	0,00076	0,970 - 0,980	0,00063
0,765 - 0,770	0,00075	0,980 - 0,990	0,00063
0,770 - 0,775	0,00074	0,990 - 1,000	0,00063

$D_t \text{ à } 15^\circ\text{C} = D_{T_{Lue}} + a (T_{Lue} - 15)$

**Figure n°1 :** Correction moyenne de la température (**a**) pour calculer la densité des produits pétroliers.

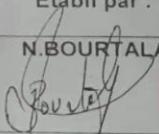
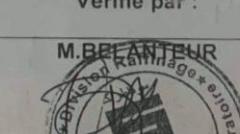
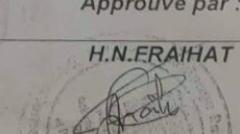
**Spécifications des produits commercialisés**

# NAPHTA

Année 2017

CARACTERISTIQUES	LIMITES	METHODES D'ESSAI	NORMES ALGERIENNES
Densité à 15°C (Kg/l)	0.690-0.740	ASTM D 1298	NA 417
Couleur	+ 30	ASTM D 156	NA 1146
Tension de vapeur à 37.8 °C (bar)	0.75 max	ASTM D323	NA 422
Doctor Test	Négatif	ASTM D484	NA 8115
Corrosion lame de cuivre	1A max	ASTM D130	NA 566
Paraffines (% vol)	60 min	ASTM D5443	NA 11018
Oléfines (% vol)	Traces	ASTM D5443	NA 11018
Naphtènes+Aromatiques (% vol)	40 max	ASTM D5443	NA 11018
Teneur en Plomb (ppb)	50 max	UOP 350	NA 2803
Teneur en Soufre (ppm)	50 max	ASTM D 5453	-
Distillation (°C)	PI : 35 min	ASTM D86	NA 1445
	PF : 175 max		

Etabli par :	Vérifié par :	Approuvé par :
N.BOURTALA	M.BELANTEUR	H.N.FRAIHAT
		
Chef de section contrôle	Chef de Service Laboratoire	Chef de Département Technique
Date : MARS 2017	Date : MARS 2017	Date : MARS 2017

**Figure n°2 : Les normes d'analyses pour Naphta.**

Result Report for Reformulyzer M4								
Operator:	Admin	Vial:	101					
Acquired On:	5/20/2021 9:14:57AM							
Processed On:	5/20/2021 9:14:57AM							
Sample Info:		LIMSID:						
Sample Type:	Unknown							
Sample Name:	BAC 102							
Test Name:	M4 PIONA							
Instrument Method:	PIONA							
Data File Name:	C:\CHEM32\1\DATA\I2105\NAPHTA.D							
<b>Analysis Conditions</b>								
A-time	1.25 min	OlefinSep	180 °C					
B-time	1.30 min	A5Sep	150 °C					
D-time	3.15 min							
<b>Calculated Values</b>								
Density	0.71542 kg/l							
<b>Summary</b>								
<b>Component</b>	<b>% (w/w)</b>	<b>% (V/V)</b>						
Benzene	20.81	20.77						
Saturates	79.17	79.22						
Olefins	0.02	0.01						
Aromatics	20.81	20.77						
<b>Normalized Volume Percent Results</b>								
<b>Cnr</b>	<b>Naph.</b>	<b>i-Par.</b>	<b>n-Par.</b>	<b>Cycl Ol.</b>	<b>i-Olef.</b>	<b>n-Olef.</b>	<b>Arom.</b>	<b>Total</b>
4	-	0.39	-	-	-	-	-	0.39
5	3.57	15.59	29.46	-	-	-	-	48.62
6	3.71	16.00	19.08	-	-	0.01	20.77	48.62
7	1.46	0.42	0.41	-	-	-	-	2.29
8	-	0.01	-	-	-	-	-	0.01
9	0.03	-	-	-	-	-	-	0.03
10	-	-	-	-	-	-	-	-
11	-	-	-	-	-	-	-	-
12+	-	0.01	-	-	-	-	-	0.01
Poly	0.02	-	-	-	-	-	-	0.02
<b>Total</b>	<b>8.79</b>	<b>31.00</b>	<b>48.22</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0.01</b>	<b>20.77</b>	<b>100.00</b>
<b>Normalized Weight Percent Results</b>								
<b>Cnr</b>	<b>Naph.</b>	<b>i-Par.</b>	<b>n-Par.</b>	<b>Cycl Ol.</b>	<b>i-Olef.</b>	<b>n-Olef.</b>	<b>Arom.</b>	<b>Total</b>
4	-	0.34	-	-	-	-	-	0.34
5	4.06	11.86	26.12	-	-	-	-	46.96
6	4.27	21.10	21.70	-	-	0.01	20.81	50.06
7	1.68	0.44	0.42	0.01	-	-	-	2.55
8	-	0.01	-	-	-	-	-	0.01
9	0.04	-	-	-	-	-	-	0.04
10	-	-	-	-	-	-	-	-
11	-	-	-	-	-	-	-	-
+12	-	0.01	-	-	-	-	-	0.01
Poly	0.03	-	-	-	-	-	-	0.03
<b>Total</b>	<b>10.07</b>	<b>38.17</b>	<b>41.00</b>	<b>0.01</b>	<b>-</b>	<b>0.01</b>	<b>20.81</b>	<b>100.00</b>

15th Jun 2021 10:04

1/3

Figure n°3 : Résultats d'analyse chromatographie (PONA) de l'échantillon du BAC 102.

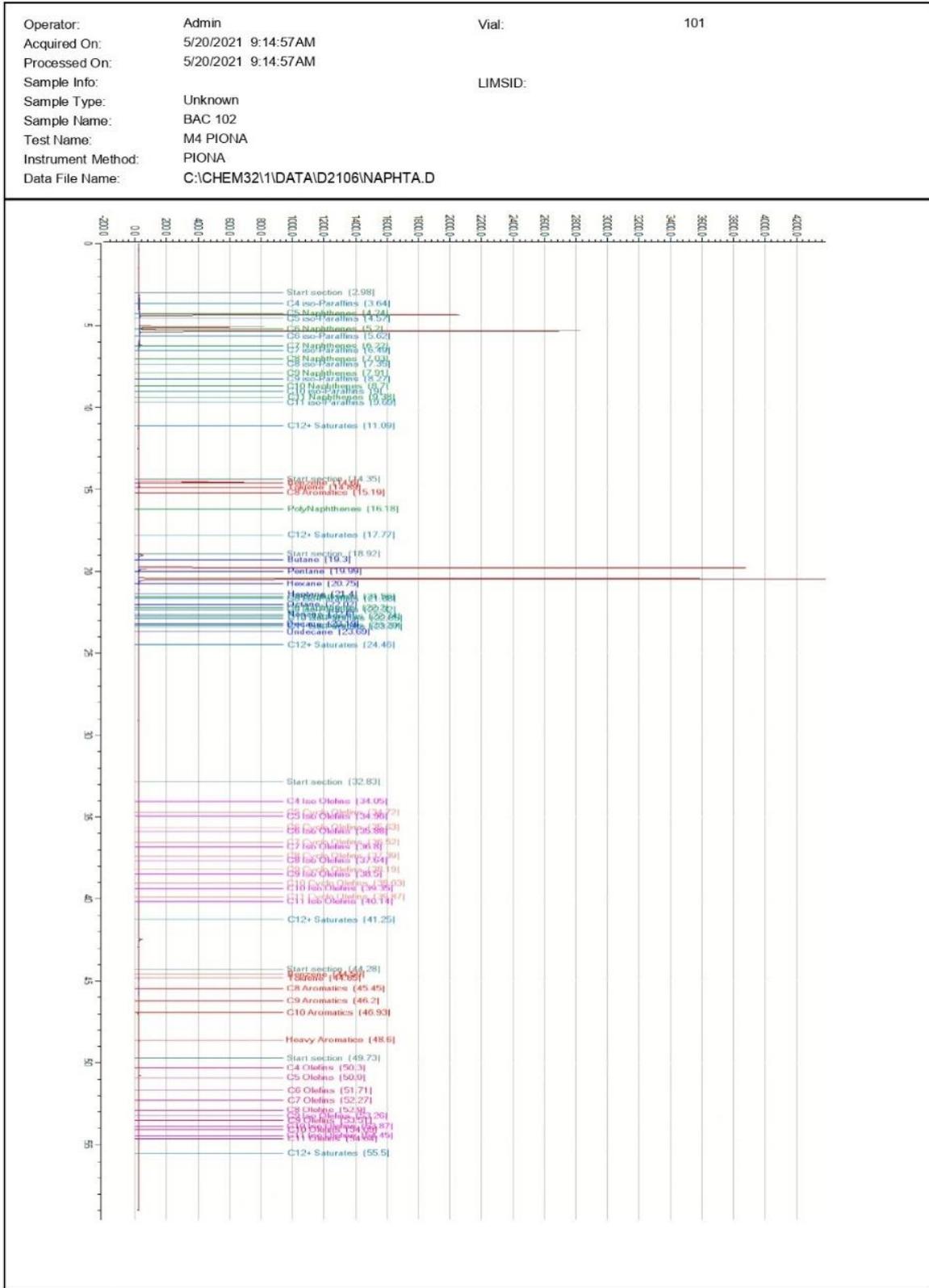


Figure n°4 : Chromatogramme de l'échantillon du BAC 102.

Result Report for Reformulyzer M4								
Operator:	Admin	Vial:	101					
Acquired On:	5/20/2021 9:14:57AM							
Processed On:	5/20/2021 9:14:57AM							
Sample Info:	LIMSID:							
Sample Type:	Unknown							
Sample Name:	BAC 103							
Test Name:	M4 PIONA							
Instrument Method:	PIONA							
Data File Name:	C:\CHEM32\1\DATA\D2105\NAPHTA.D							
<b>Analysis Conditions</b>								
A-time	1.25 min	OlefinSep	180 °C					
B-time	1.30 min	A5Sep	150 °C					
D-time	3.15 min							
<b>Calculated Values</b>								
Density	0.71542 kg/l							
<b>Summary</b>								
<b>Component</b>	<b>% (w/w)</b>	<b>% (V/V)</b>						
Benzene	17.90	17.86						
Saturates	82.01	82.04						
Olefins	0.09	0.10						
Aromatics	17.90	17.86						
<b>Normalized Volume Percent Results</b>								
<b>Cnr</b>	<b>Naph.</b>	<b>i-Par.</b>	<b>n-Par.</b>	<b>Cycl Ol.</b>	<b>i-Olef.</b>	<b>n-Olef.</b>	<b>Arom.</b>	<b>Total</b>
4	-	0.39	0.81	-	-	-	-	1.20
5	3.57	15.59	29.46	-	-	-	-	48.62
6	3.71	16.00	19.08	-	0.03	0.07	17.86	48.62
7	1.46	0.42	0.41	-	-	-	-	2.29
8	-	0.01	-	-	-	-	-	0.01
9	0.03	7.3	-	-	-	-	-	7.33
10	-	-	-	-	-	-	-	-
11	-	8.6	-	-	-	-	-	8.6
12+	-	0.01	-	-	-	-	-	0.01
Poly	0.02	-	-	-	-	-	-	0.02
<b>Total</b>	<b>8.79</b>	<b>34.00</b>	<b>48.04</b>	<b>-</b>	<b>0.03</b>	<b>0.07</b>	<b>17.86</b>	<b>100.00</b>
<b>Normalized Weight Percent Results</b>								
<b>Cnr</b>	<b>Naph.</b>	<b>i-Par.</b>	<b>n-Par.</b>	<b>Cycl Ol.</b>	<b>i-Olef.</b>	<b>n-Olef.</b>	<b>Arom.</b>	<b>Total</b>
4	-	0.34	0.77	-	-	-	-	1.11
5	4.06	11.86	26.12	-	-	-	-	46.96
6	4.27	9.33	17.46	-	0.03	0.06	17.90	49.05
7	1.68	0.44	0.42	-	-	-	-	2.55
8	-	0.01	-	-	-	-	-	0.01
9	0.04	9.2	-	-	-	-	-	9.24
10	-	10.1	-	-	-	-	-	10.1
11	-	-	-	-	-	-	-	-
+12	-	0.01	-	-	-	-	-	0.01
Poly	0.03	-	-	-	-	-	-	0.03
<b>Total</b>	<b>10.07</b>	<b>38.01</b>	<b>44.00</b>	<b>-</b>	<b>0.03</b>	<b>0.06</b>	<b>17.90</b>	<b>100.00</b>

15th Jun 2021 10:04

1/3

Figure n°5 : Résultats d'analyse chromatographique (PONA) de l'échantillon du BAC 103.

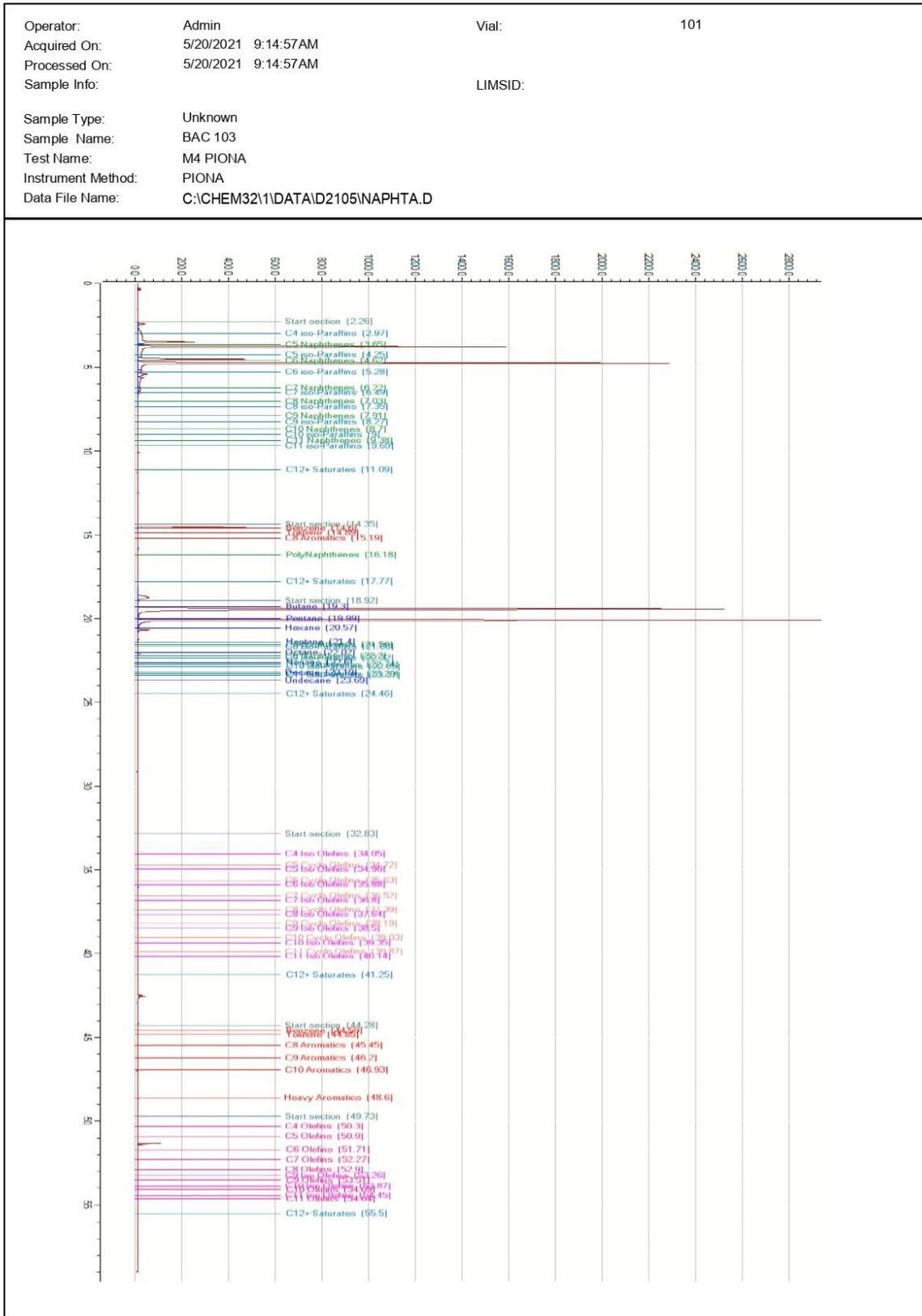


Figure n°6 : Chromatogramme de l'échantillon du BAC 103.

