



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

Faculté de Technologie

Département Génie des procédés

Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme

Master en Génie chimique

Filière : Génie des procédés

Option : Génie chimique

Thème

Caractérisation du pétrole brut

Présenté par :

BENSMAIL Manel

BENDJEMA Wafa

Soutenue le 12/07/2023

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	
Mme LECHEB.F	Présidente
Mme DJOUMAD.S	Examinatrice
Mme BOUGHERARA.S	Encadrante
Mme CHERIK.D	Co-Encadrante

Année Universitaire : 2022/2023

Remerciements

Nous remercions le bon Dieu tout puissant de nous avoir donné la capacité de réaliser ce modeste travail.

La réalisation de ce mémoire a été une formidable aventure au cours de laquelle plusieurs personnes nous ont apporté leur soutien. Sans leur aide, la tâche aurait été bien plus pénible. C'est alors tout naturellement que nous souhaitons les remercier.

Tout d'abord, nous remercions **Mme Boughrara Saliha**, notre promotrice de mémoire, pour ses conseils avisés et sa patience. Grâce à elle, nous avons pu étoffer notre réflexion tout au long de notre rédaction.

Nous remercions **Mme Cherik Dalila**, notre Co-promotrice de mémoire, pour son soutien, ainsi que pour ses conseils durant toute la période de ce travail, son rôle en tant que Co-promotrice a été essentiel dans notre réussite.

Nous tenons également à exprimer toute notre gratitude et nos remerciements à notre encadreuse, **Mme SAUMER Latifa**, d'avoir accepté de nous accueillir durant ce travail.

Nous tenons à remercier, **Mme BOUFADENE** et les ingénieurs du laboratoire Caractérisations des Produits Pétroliers Stabilisés de l'entreprise Sonatrach (DTD) de Boumerdès pour l'accueil qui nous ont réservé.

Nous remercions également le chef département **Mr. AKSAS** et tous les enseignants du département de Génie chimique.

Nous remercions également tous les membres de jury d'avoir consenti à être examinateurs dans le jury de ce mémoire.

Dédicace

Je dédie cette mémoire aux :

Ceux qui se sont donné toutes les peines et les sacrifices, pour me voir réussir dans la vie :

*Les deux personnes les plus chères à mon cœur, **Mon Père** et **Ma Mère**, qui m'ont apporté soutien et confort tout au long de mes études.*

*À mes chers frères : **Redouane**, **Mohamed** et mon jumeau **Toufik** pour leur encouragement.*

*À mes chères sœurs : **Wahiba**, **Ratiba**, **Zohra** et **Naima** pour leur encouragement et leur soutien moral.*

*À mes beaux-frères, et A mes belles sœurs **Karima** et **Manar**.*

*À mes neveux et mes nièces. Ainsi qu'à toute la famille **Bensmail***

*Un grand merci à mes copines **Maroua** et **Yasmine**.*

*Et en particulier, ma parfaite binôme **Wafa** qui a été toujours à mes côtés durant les 5 années, les rires partagés et les moments de complicité resteront à jamais gravés dans mon cœur, je te souhaite le meilleur, maintenant et toujours.*

Manel

Dédicace

Je remercie tout d'abord le bon Dieu de m'avoir donné le courage et la patience pour accomplir ce travail.

Je dédie mon travail :

A celle qui m'a donné la vie, m'a élevé...Mais m'as surtout aimé, il n'y a assez de mots pour décrire à quel point tu es importante pour moi.

Je t'aime **Maman**

A qui m'a donné tout ce qu'il avait pour que je puisse réaliser ses espoirs en lui, et qui m'a motivé à y parvenir, désiré dans ma première école de la vie. **Mon cher Père ALLAH YARAHMO**, que Dieu ait ton âme dans sa sainte Paradies. Je souhaite que vous soyez avec moi et partagé mon bonheur avec toi.

J'avais besoin de toi **PAPA**

A mes deux yeux mes grands frères **SIDALI** et **RABAH MEHDI**. Je voudrais vous remercier d'être les meilleurs grands frères qu'une petite sœur.

A mon unique et meilleur cousin **HAMZA**. Que Dieu te protège

A ceux que Dieu m'a bénis, aux fidèles amies, ceux qui m'ont toujours soutenu et encouragés tout long de mes moments de découragement **RYMA** et **IKRAM**.
Son oublié mon Jasmin **YASMINE**.

Et on particulier ma parfaite et meilleure amie et binôme **MANEL** je te souhaite tout le bonheur du monde j'oublierai jamais nos moments ensembles.

Tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

A tous ceux qui me sont chers

Wafa

Table de matières

Remerciements.....	I
Dédicace.....	II
Liste des figures	VI
Liste des tableaux	VIII
Liste d'abréviations	IX
Liste des symboles.....	XI
Introduction générale	1
Chapitre I : Généralité sur le pétrole	1
I.1. Introduction.....	2
I.2. Composition du pétrole brut	2
I.3. Classification des pétroles bruts.....	4
I.4. Généralités sur le raffinage de pétrole.....	5
I.5. Produits de base pour l'industrie de raffinage de pétrole :	8
Références Bibliographiques Chapitre I.....	11
Chapitre II : Analyses préliminaires des pétroles bruts.....	12
II.1. Introduction	12
II.2. Essai normalisé sur le pétrole brut	12
II.3. Essai normalisé sur les coupes pétrolières.....	16
Références Bibliographiques Chapitre II.....	19
III.1.La distillation.....	20
III .2. Types de distillation au laboratoire.....	20
III.3.Distillation TBP « True Boiling Point » _ ASTM D2892	21
III.4 Distillation sous pression réduite ASTM D1160.....	23
III.5. Découpage de pétrole brut.....	24
III.6.Chromatographie en phase gazeuse (.....	27

Références Bibliographiques Chapitre III	29
Opaque Liquids (and calculation of Dynamic Viscosity); 15; 2010	29
Chapitre IV : Matériels et méthodologies.....	31
IV.1 Introduction :.....	31
IV.2 Normes et modes opératoires du pétrole brut et ses fractions.....	31
IV.3 : L'appareillage de distillation :	49
CHAPITRE V : Caractérisation du pétrole brut Algérien	55
V.1.Introduction	55
V.2.Etude du pétrole brut.....	55
V.3. Distillation sous pression réduite du résidu atmosphérique ‘‘R380 ⁺ C’’	61
V.4. Rendement en produits énergétiques et produits non énergétiques.....	62
V.6. Etude du naphta issu de la distillation TBP en coupes larges.	65
V.7. Etude des kérosènes issus de la distillation TBP en coupes larges.....	69
V.8. Étude des gasoils issus de la distillation TBP en coupes larges.	72
V.11.caractéristiques du résidu sous vide ‘‘R 532 ⁺ ’’	78
Conclusion Générale	80
Résumé	82

Liste des figures

CHAPITRE I

FIGURE I. 1 : CLASSIFICATION GENERALE DES HYDROCARBURES.....	2
FIGURE I. 2 : SCHEMA DES PROCEDES DE RAFFINAGE	8
FIGURE I. 3: DIFFERENTS PRODUITS OBTENUS A PARTIR DU PETROLE BRUT	8

CHAPITRE II

FIGURE II. 1: STRUCTURE D'ANILINE	17
FIGURE II. 2: SCHEMA DE LA DISTILLATION ASTM D86 [18].	18

CHAPITRE III

FIGURE III. 1 : DISTILLATION ATMOSPHERIQUE ET SOUS VIDE D'UN PETROLE BRUT ET EXEMPLE DE COUPES. STANDARD IFPEN: IBP → INITIAL BOILING POINT: FBP → FINAL BOILING POINT [4]	20
FIGURE III. 2: SCHEMA DE PRINCIPE DE LA DISTILLATION TBP.....	22
FIGURE III. 3: SCHEMA SIMPLIFIE D'UNE UNITE DE DISTILLATION SOUS VIDE DE PETROLE	23
FIGURE III. 4: SCHEMA DE PRINCIPE DE LA DISTILLATION DU PETROLE BRUT.....	25
FIGURE III. 5 : SCHEMA DE PRINCIPE D'UN SYSTEME CPG	28

CHAPITRE IV

FIGURE IV. 1: DENSIMETRE ELECTRONIQUE.	31
FIGURE IV. 2 : SCHEMA DE L'APPAREIL DE MESURE DE LA PRESSION DE VAPEUR REID.	33
FIGURE IV. 3: APPAREIL POUR DETERMINATION DE LA TENSION DE VAPEUR REID.....	34
FIGURE IV. 4: L'APPAREIL DE MESURE DE LA TENEUR EN SOUFRE.	35
FIGURE IV. 5: APPAREIL DE DETERMINATION DE LA VISCOSITE.	36
FIGURE IV. 6: SCHEMA DE VISCOSIMETRE CANNON FENSKE.....	37
FIGURE IV. 7: APPAREIL DE DETERMINATION DE POINT D'ECLAIR.	38
FIGURE IV. 8: L'APPAREIL DE MESURE L'INDICE DE REFRACTION.	40
FIGURE IV. 9 : L'APPAREIL DE MESURE LE POINT DE CONGELATION.	41
FIGURE IV. 10: L'APPAREIL DE MESURE LA TENEUR EN EAU ET SEDIMENT (BSW).	43
FIGURE IV. 11: LES TUBES DE CENTRIFUGATION.....	43
FIGURE IV. 12: APPAREIL POUR DETERMINATION DE L'INDICE D'ACIDITE.....	44
FIGURE IV. 13: CALORIMETRE ELECTRONIQUE.	48
FIGURE IV. 14: TABLE DE SERIES DE COULEURS DE REFERENCE DE LA CORROSION A LA LAME DE CUIVRE.....	49

FIGURE IV. 15 : APPAREIL DE DISTILLATION ASTM D2892.	52
FIGURE IV. 16: APPAREIL SEMI-AUTOMATIQUE DE LA DISTILLATION DES PRODUITS PETROLIERS A PRESSION REDUITES ASTM D1160.	53
FIGURE IV. 17: APPAREIL DE DISTILLATION ASTM D86.....	54

CHAPITRE V

FIGURE V. 1: COURBE DE LA DISTILLATION TBP DU PETROLE PRELEVE AU NIVEAU DE L'ARRIVEE DU TERMINAL DE D'ARZEW.....	60
FIGURE V. 2: COURBE DE LA DISTILLATION SOUS PRESSION REDUITE DU RESIDU ATMOSPHERIQUE « R380+ ».....	62
FIGURE V. 3 : RENDEMENTS EN PRODUITS ENERGETIQUE ET NON ENERGETIQUE DU PETROLE PRELEVE AU NIVEAU DE L'ARRIVEE DU TERMINAL D'ARZEW	64
FIGURE V. 4: COURBE DE LA DISTILLATION ASTM D86 DE LA COUPE NAPHTA <PI-80°C>	68
FIGURE V. 5: COURBE DE LA DISTILLATION ASTM D86 DE LA COUPE NAPHTA LOURDE <80- 165°C>	68
FIGURE V. 6: COURBE DE LA DISTILLATION ASTM D86 DE LA COUPE NAPHTA TOTALE <PI- 165°C>	69
FIGURE V. 7 : COURBE DE LA DISTILLATION ATMOSPHERIQUE DE LA COUPE KEROSENE<165- 250°C>	71
FIGURE V. 8 : COURBE DE LA DISTILLATION ASTM D86 DE LA COUPE GASOIL LEGER « 250- 320°C »	74
FIGURE V. 9: COURBE DE LA DISTILLATION ASTM D86 DE LA COUPE GASOIL LOURD « 320- 380°C	74
FIGURE V. 10: COURBE DE LA DISTILLATION ASTM D86 DE LA COUPE GASOIL TOTAL « 250- 380°C »	75

Liste des tableaux

CHAPITRE I

TABLEAU I. 1 : STRUCTURE DE COMPOSES SOUFRES PRESENTS DANS LES PRODUITS PETROLIERS.	3
TABLEAU I. 2: HISTORIQUE SUCCINT DES PROCEDES DE RAFFINAGE	6

CHAPITRE III

TABLEAU III. 1 : EXEMPLE DE PROPRIETES GLOBALES DES COUPES D'UN PETROLE BRUT (MOYEN-ORIENT)	27
--	----

CHAPITRE IV

TABLEAU IV. 1 : CONDITIONS DE LA DISTILLATION DES BRUTS ET LEURS FRACTIONS.	49
--	----

CHAPITRE V

TABLEAU V. 1: CARACTERISATION PHYSICO-CHIMIQUES DU PETROLE PRELEVE AU NIVEAU DE L'ARRIVEE DU TERMINAL D'ARZEW	55
TABLEAU V. 2: RESULTATS D'ANALYSES DE LA DISTILLATION TBP DU PETROLE PRELEVE AU NIVEAU DE L'ARRIVEE DU TERMINAL D'ARZEW	57
TABLEAU V. 3 : BILAN DE VALORISATION EN COUPES LARGES DU PETROLE PRELEVE AU NIVEAU DE L'ARRIVEE DU TERMINAL D'ARZEW	63
TABLEAU V. 4 : CARACTERISTIQUE PHYSICO CHIMIQUE DES NAPHTAS	66
TABLEAU V. 5: DONNEES DE LA DISTILLATION ATMOSPHERIQUE DES COUPES NAPHTAS	67
TABLEAU V. 6: CARACTERISTIQUE PHYSICO-CHIMIQUE DU KEROSENE	69
TABLEAU V. 7: DONNEES DE LA DISTILLATION ATMOSPHERIQUE DE LA COUPE KEROSENE	70
TABLEAU V. 8 : CARACTERISTIQUES PHYSICO-CHIMIQUE DES GASOILS	72
TABLEAU V. 9: DONNEES DE LA DISTILLATION ASTM D86 DES COUPES GASOILS.....	73
TABLEAU V. 10 : CARACTERISTIQUES PHYSICO-CHIMIQUES DU RESIDU ATMOSPHERIQUE ‘ R380+°C’	75
TABLEAU V. 11: TENEUR EN ELEMENTS METALLIQUE DU RESIDU ATMOSPHERIQUE ‘R380+°C’	76
TABLEAU V. 12: CARACTERISTIQUE PHYSICO-CHIMIQUE DU DISTILLAT SOUS VIDE « FUEL » COUPE 380 – 532°C	77
TABLEAU V. 13: TENEUR EN ELEMENTS METALLIQUES DANS LE FUEL (380 – 532°C).....	77
TABLEAU V. 14: CARACTERISTIQUE PHYSICO-CHIMIQUE DU RESIDU SOUS VIDE ‘R532+ °C’.	78
TABLEAU V. 15: TENEUR EN ELEMENTS METALLIQUES DU RESIDU SOUS VIDE R 532+°C.....	79

Liste d'abréviations

AFNOR : Association Françaises de Normalisation.

API: American Petroleum Institute.

ASPEN: Advenced Systeme for Process Engineering.

ASTM: American Society for Testing and Materials.

BSW: Bottom Sediments and Water.

BTS : Basse Teneur en Soufre.

BTX : Benzène, Toluène, Xylène.

CA : Carbone Aromatique.

CN : Carbone Naphténique.

CP : Carbone Paraffiniique.

CPG : Chromatographie en Phase Gazeuse.

cSt : Centi-Stokes.

DSV : Distillat Sous Vide.

GPL : Gaz de Pétrole Liquéfié

ISO: International Standardization Organisation.

NF : Norme Française.

Pi : Point initiale.

PCS : Pouvoir Calorifique Supérieur.

Pf : Point finale.

PNA : Paraffineique, Naphténique et Aromatique.

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

TVR : Tension de Vapeur Reid.

UOP : Universal Oil Products

Pi : Point initiale.

PCS : Pouvoir Calorifique Supérieur.

Pf : Point finale.

TBP : True Boiling Point

Liste des symboles

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

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

°C : Degré Celsius.

°F : Degré Fahrenheit.

°R: Degré Rankine.

μm : micromètres.

ϑ : Viscosité.

% : Pourcentage.

C/H : rapport Carbone Hydrogène



INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

La valorisation du pétrole brut est un processus essentiel dans l'industrie pétrolière. Il s'agit de la transformation du pétrole brut extrait du sous-sol en produits pétroliers finis, tels que l'essence, le diesel, le fioul domestique, le gaz de pétrole liquéfié (GPL) et de nombreux autres dérivés.

Le pétrole brut est une ressource naturelle non raffinée qui contient divers hydrocarbures, ainsi que des impuretés telles que le soufre, l'azote et les métaux. Pour rendre le pétrole brut utilisable, il doit être soumis à un processus de raffinage complexe et sophistiqué.

La valorisation du pétrole brut commence par le raffinage, qui consiste à séparer les différentes fractions d'hydrocarbures présentes dans le pétrole brut en fonction de leur point d'ébullition. Cela se fait par distillation fractionnée, où le pétrole est chauffé à des températures élevées et les fractions légères s'évaporent tandis que les fractions plus lourdes restent liquides.

Les fractions légères obtenues par distillation comprennent des produits tels que l'essence et le gaz de pétrole liquéfié (GPL), tandis que les fractions plus lourdes sont traitées plus avant pour produire du diesel, du fioul domestique, des lubrifiants et d'autres produits pétroliers spécialisés.

Cette étude a été réalisée au Département Caractérisation des Produits Pétroliers Stabilisés de la Sonatrach, Division Technologies et Développement (DTD ex CRD) à Boumerdès.

La présente étude est focalisée sur la valorisation d'un pétrole brut algérien, en le caractérisant par différentes analyses et méthodes expérimentales.

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

La deuxième partie concerne une étude expérimentale dans laquelle nous présenterons les essais normalisés menés sur le pétrole brut et ses fractions obtenues par distillation. Divers essais normalisés ont été effectués au sein du laboratoire de la division technologies et développements DTD (Ex-centre de Recherche et de Développement CRD) de la société Sonatrach de Boumerdèse sur ces pétroles et leurs fractions pétrolières, afin d'évaluer leurs principales caractéristiques physio chimiques dont la densité, la viscosité, la teneur en soufre...etc, à l'aide d'appareils sophistiqués tous en obéissant aux normes AST



CHAPITRE I : ***GENERALITE SUR*** ***LE PETROL***

I.1. Introduction

La taille de chaque raffinerie dépend d'un panier spécifique de pétrole brut. La production de gaz naturel, d'essence, d'intermédiaires et de produits lourds à partir de ces bruts varie considérablement, et ces volumes de production peuvent différer considérablement de la demande du marché.

En générale ce chapitre contient la généralité sur le pétrole brut et leur composition et classification et aussi sur le raffinage de pétrole et les produits de base pour l'industrie de raffinage de pétrole.

I.2. Composition du pétrole brut

Le pétrole brut se compose à 85 % de carbone et à 10 % d'hydrogène. Pour le reste, il contient diverses impuretés (sédiments, eau, sel, soufre et azote) qu'il conviendra d'éliminer au cours du raffinage pour éviter tout problème de corrosion ou d'encrassement et pour répondre aux contraintes réglementaires [1].

Le pétrole brut et les fractions pétrolières qui en sont issues sont essentiellement composés des molécules résultants de la combinaison d'atome de carbone tétravalente et d'atome d'hydrogène monovalente est appelées hydrocarbures. [6]

1. Les hydrocarbures : [11]

Le pétrole brut est formé essentiellement d'hydrocarbures {combinaison exclusive de carbone et d'hydrogéné} o

u le carbone présente 83 à 87% en volume et l'hydrogène 10 à 14%.

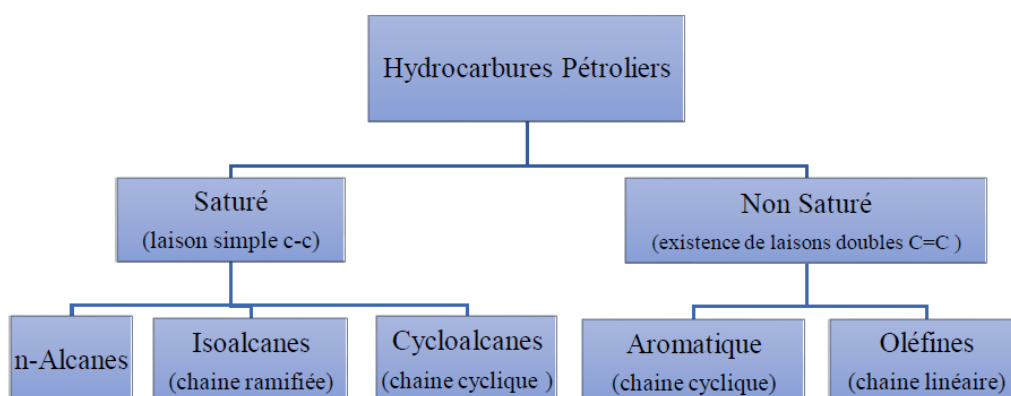
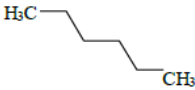
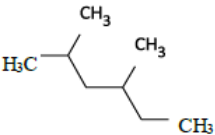
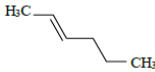
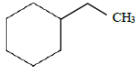
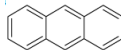


Figure I. 1 : Classification générale des hydrocarbures

Tableau I. 1 : Structure de composés soufrés présents dans les produits pétroliers

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

n : nombre d'atomes de carbone.

k : nombre d'insaturations.

Les hydrocarbures contenus dans le pétrole sont regroupées en trois familles :

- Les paraffines alcanes.
- Les naphtènes.
- Les aromatiques.

➤ **Les paraffines alcanes C_nH_{2n+2} :**

Ce sont des hydrocarbures saturés ayant la formule C_nH_{2n+2} Avec « n » le nombre d'atomes de carbone dans la chaîne d'hydrocarbures.

Nomenclature d'alcanes : terminaison en « ane ».

On distingue deux types de paraffines : les paraffines normales et les paraffines isomères.

➤ **Les naphtènes : cycloalcanes C_nH_{2n} :**

Ce sont des hydrocarbures cycliques saturés, on trouve aussi des naphtènes formés par la juxtaposition de deux cycles (ou plus) de six atomes de carbone.

➤ **Les aromatique : C_nH_{2n-6} :**

Ce sont des structures insaturées cycliques avec trois doubles liaisons dans chaque cycle.

2. Les composés soufrés [0.01 à 6% en masse] : [11]

Les composés soufrés sont présents dans le pétrole brut sous forme de composés organique soufrés. Le sulfure d'hydrogène H_2S est le seul composé non organique présent dans le pétrole brut.

La présence des composés soufrés dans le brut est nuisible à cause de leurs caractères corrosifs.

Les composés organiques soufrés sont généralement classés en deux groupes les composés acides et les composés non acides.

Les composés acides **R-SH** ; sont les thiols mercaptans.

Les composés non acides : ce sont les thiophènes, les sulfites et les désulfites.

3. Les autres composés : [11]

Le pétrole présent aussi d'autre composé aussi comme {0.05 à 1.5 en masse}, l'azotés {0.1 à 2%} en masse et aussi les métaux {0.005 à 0.015% en masse} {dont 75% du nickel et vanadium}.

On peut aussi trouve le sodium, calcium, magnésium, aluminium et le fer.

I.3. Classification des pétroles bruts

On distingue les pétroles en fonction de leur origine et donc de leur composition chimique. Le mélange d'hydrocarbures issu de ce long processus comprend des chaînes carbonées linéaires plus ou moins longues, ainsi que des chaînes carbonées cycliques naphténiques ou aromatiques [2].

La classification est d'une extrême importance car elle nous permet de reconnaître l'ensemble des traitements à envisager pour le pétrole et la qualité des produits pétroliers à obtenir. Les pétroles bruts peuvent être caractérisés par leurs propriétés globales ou par les classes moléculaires qui les composent [3].

3.1 Classification industrielle [3]

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

- **Pétrole léger** avec: $d_4^{15} < 0.828$
- **Pétrole moyen** avec: $0.828 < d_4^{15} < 0.875$
- **Pétrole lourd** avec: $d_4^{15} > 0.875$

3.2 Classification chimique [3]

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

- Paraffiniques.
- Naphténiques.
- Paraffino-naphténiques.

- Aromatiques.
- Paraffino-naphténio-aromatique.

3.3 Classification selon le facteur de caractérisation KUOP

- Aromatiques purs: KUOP=10
- Naphtènes purs: KUOP= 11
- Hydrocarbures mixtes: KUOP=12
- Paraffines purs: KUOP= 13

3.4 Classification économique (technologique) [3]

3.4.1 Teneur en soufre

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

- Teneur en soufre $<0.5\%$ =faible teneur en soufre (sweetcrude)
- $0.5\% < \text{Teneur en soufre} < 2.5\%$ =moyen teneur en soufre (intermediatecrude)
- Teneur en soufre $>2.5\%$ =sulfureux (sourcrude)

3.4.2 Teneur en paraffine

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

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

3.4.3. Teneur en fractions claires ($PF \leq 350^\circ\text{C}$)

- Teneur élevée en fraction à $PI=250^\circ\text{C}$: $>45\%$ (pétrole léger).
- Teneur moyenne en fraction à $PI=250^\circ\text{C}$: entre 30 et 45% (pétrole moyen).
- Teneur faible en fraction à $PI=250^\circ\text{C}$: $<30\%$ (pétrole lourd)

I.4. Généralités sur le raffinage de pétrole

Le raffinage du pétrole est une industrie lourde qui transforme un mélange d'hydrocarbures, appelé pétrole brut, en produits énergétiques, tels que le carburant et les combustibles, et aussi bien en produits non énergétiques, tels que les matières premières pétrochimiques, les lubrifiants, les paraffines et les bitumes. Les produits sont ensuite acheminés vers le consommateur final, soit directement, soit à travers un réseau de distribution comprenant notamment des dépôts et des stations-services. La transformation des pétroles bruts s'effectue

CHAPITRE I : GENERALITE SUR LE PETROLE

dans les raffineries et les usines à feux continus et très automatisées, qui sont plus ou moins complexes selon la gamme des produits fabriqués et selon la qualité des pétroles bruts comparée aux exigences du marché. La complexité d'une raffinerie se traduit par le nombre d'unités de fabrication. Ces unités utilisent des procédés physiques ou chimiques que l'on peut classer en trois catégories : les procédés de séparation, les procédés de conversion et les procédés d'épuration [4].

Tableau I. 2: Historique succinct des procédés de raffinage

Année	Procédé	But	Sous-produits
1862	Distillation atmosphérique	Production de kérosène	Naphta, goudron, etc.
1870	Distillation sous vide	Lubrifiants (à l'origine) Charges de craquage (années trente)	Bitume résiduel Charges de cokéfaction
1913	Craquage thermique	Production accrue d'essence	Résidus, fioul lourd
1916	Adoucissement	Réduction de la teneur en soufre et de l'odeur	Soufre
1930	Reformage thermique	Amélioration de l'indice d'octane	Résidus
1932	Hydrogénation	Elimination du soufre	Soufre
1932	Cokéfaction	Production de bases essences	Coke
1933	Extraction par les solvants	Amélioration de l'indice de viscosité des lubrifiants	Produits aromatiques
1935	Déparaffinage par les solvants	Amélioration du point d'écoulement	Paraffines
1935	Polymérisation catalytique	Amélioration du rendement en essence et de l'indice d'octane	Charges pétrochimiques
1937	Craquage catalytique	Essence à indice d'octane plus élevé	Matières premières pétrochimiques
1939	Viscoréduction	Réduction de la viscosité	Quantité accrue de distillat, de goudron
1940	Alkylation	Amélioration du rendement en essence et de l'indice d'octane	Essence aviation à indice d'octane élevé
1940	Isomérisation	Production de charges d'alkylation	Naphta

1942	Craquage catalytique fluide	Amélioration du rendement en essence et de l'indice d'octane	Matières premières pétrochimiques
1950	Désalphaltage	Charge de craquage accrue	Bitume
1952	Reformage catalytique	Conversion du naphta de moindre qualité	Produits aromatiques
1954	Hydrodésulfuration	Elimination du soufre	Soufre
1956	Adoucissement par inhibiteur	Elimination des mercaptans	Disulfures
1957	Isomérisation catalytique	Conversion en molécules à indice d'octane élevé	Charges d'alkylation
1960	Hydrocraquage	Qualité accrue et teneur en soufre moindre	Charges d'alkylation
1974	Déparaffinage catalytique	Amélioration du point d'écoulement	Paraffines
1975	Hydrocraquage résiduel	Amélioration du rendement en essence à partir de résidus	Résidus lourds

Le raffinage du pétrole désigne l'ensemble des traitements et transformations (séparation, conversion et amélioration) visant à tirer du pétrole le maximum de produits à haute valeur commerciale (**Figure I.2**). En général, ces procédés sont réunis dans une raffinerie.

La raffinerie est l'endroit où l'on traite le pétrole pour extraire les fractions commercialisables. Il existe des raffineries simples ou complexes. Les raffineries simples n'ont que quelques unités de traitement, tandis que les raffineries complexes en ont beaucoup plus.

La première étape du raffinage est le fractionnement du pétrole brut dans des tours de distillation atmosphérique et sous vide. La distillation du pétrole est l'opération fondamentale, qui par un procédé basé sur les points d'ébullition des divers produits, permet de séparer de grands groupes d'hydrocarbures que l'on appelle « coupes » ou « fractions ». La première distillation est dite atmosphérique et permet de séparer les coupes légères, moyennes et lourdes.

Les résidus des coupes lourdes subissent ensuite une distillation dite sous vide afin de séparer certains produits moyens. [7]

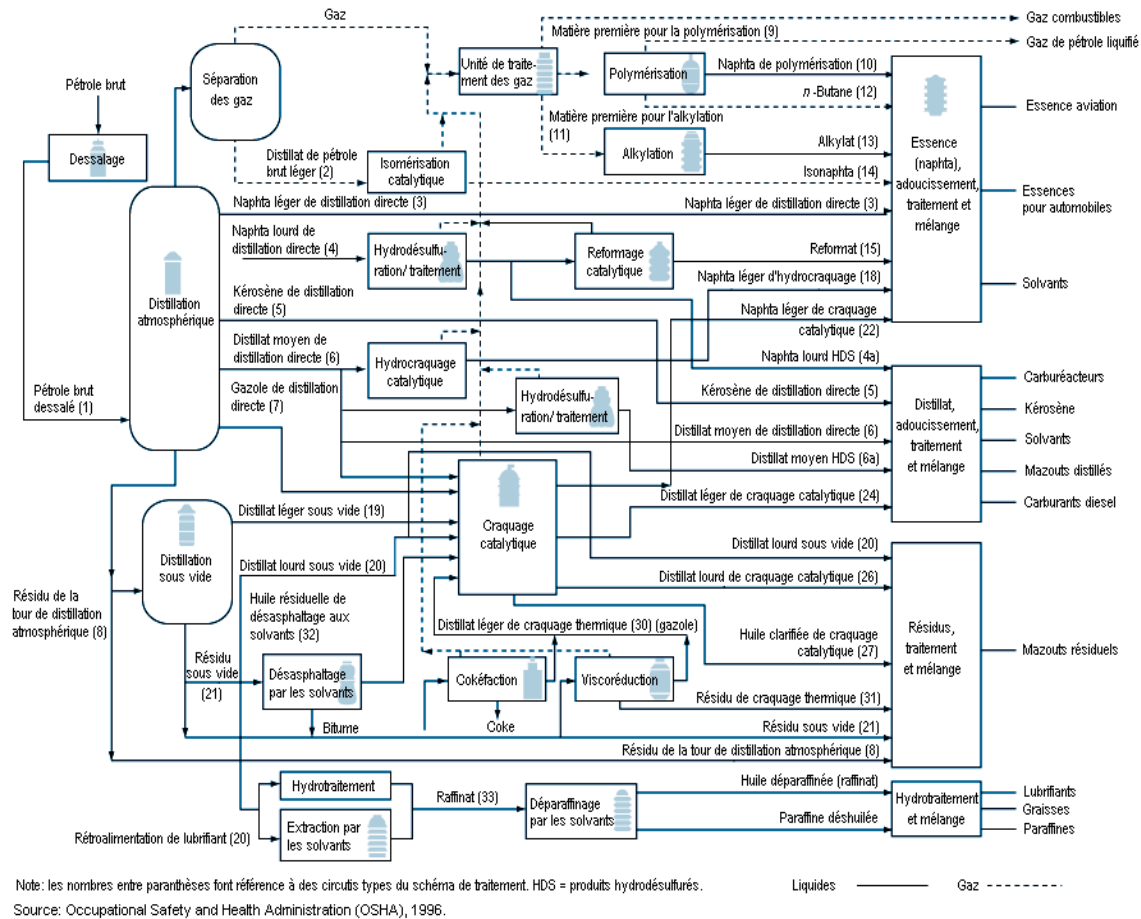


Figure I. 2 : Schéma des procédés de raffinage

I.5. Produits de base pour l'industrie de raffinage de pétrole :

Le raffinage du pétrole n'a cessé d'évoluer pour répondre à la demande des consommateurs souhaitant obtenir des produits plus nombreux et de meilleure qualité. [6]

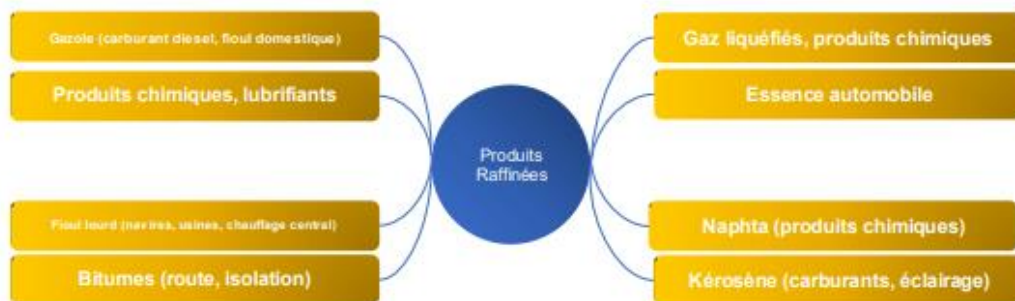


Figure I. 3: Différents produits obtenus à partir du pétrole brut

5.1 Produits issus de la coupe légère

5.1.1 GPL (gaz de pétrole liquéfié)

Le GPL est constitué du propane et du butane ou un mélange de ces deux hydrocarbures, ils sont stockés à l'état liquide sous faible pression. Les GPL proviennent de deux origines : environ 60 % sont récupérés lors de l'extraction du gaz naturel et du pétrole de la terre, les 40 % restants sont produits lors du raffinage du pétrole brut. Il est principalement employé comme combustible domestique ou industriel, mais il constitue aussi une classe de carburant intéressant en raison de son caractère peu polluant. [7]

5.1.2 Essences

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

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

On distingue trois types d'essences carburants qui présentent généralement les mêmes propriétés physiques, mais diffèrent par leurs indices d'octane. [8]

5.2 Produits issus de la coupe moyenne

5.2.1 Kérosène

Le kérosène (ou pétrole lampant), est un produit issu du pétrole, Il est composé d'un mélange d'hydrocarbures issus de la distillation entre 140 et 300°C, dont les principaux constituants sont des hydrocarbures de C9 à C16, des hydrocarbures n- et iso-aliphatiques (paraffiniques et isoparaffiniques), des hydrocarbures cycloaliphatiques (cycloparaffiniques ou naphéniques) et des hydrocarbures aromatiques (environ 15 à 20 % et 0≤5 % s'il est désaromatisé). Le benzène est en général absent de ces coupes.

Il alimente les moteurs à réaction équipant les avions. Par ses propriétés physiques, ce mélange se situe entre l'essence et le gasoil. [6,9]

5.2.2 Gasoil

C'est une huile moyennement lourde de couleur jaune pâle composée d'un mélange d'hydrocarbures (paraffiniques, naphténiques, aromatiques et oléfiniques) dont la température de distillation se situe entre 200°C et 380°C. Leur point d'éclair est toujours supérieur à 50°C et leur densité supérieure à 0.82. Le gasoil est un carburant surtout utilisé pour alimenter les moteurs diesel. [10]

5.2.3 Fuel oil domestique

Le fuel oil domestique est un produit analogue au gasoil moteur dont il ne se différencie que par une valeur plus faible du nombre de cétane qui doit être supérieur à 40. Il est destiné au chauffage domestique, tracteur agricole et engin de travaux public. [6,9]

Références Bibliographiques Chapitre I

- [1] : NATHALIE MAYER(2015). FUTURA.
- [2] : https://www.cesbc.org/basededonnees/petrole/accueil_page_petrole.htm
- [3] : FEIA Islem .OKBA Mohammed Nadjib ; Amélioration de la teneur en précurseurs d'aromatiques de la NAPHTA B au niveau du splitter de l'unité Topping de la raffinerie de SKIKDA RA1/K ; 01/06/2015.
- [4]:RenéDAUDIN, «**PÉTROLE**-Le raffinage»,*Encyclopædia Universalis*
- [5] : Richard S. Kraus ; Chapitre 78 - Le raffinage du pétrole
- [6] : P.Wuittier, raffinage et Génie chimique, TOME(1), technip, paris, 1972.
- [7] : T. Pierini, "Transport de Gaz de Pétrole Liquéfié GPL", Technique de l'ingénieur. 2015.
- [8] : X. Montagne, J.C .Guibet, "Carburants Liquides : Essences et Carburants pour Moteurs à Allumage Commandé". BE 8 544 Techniques de L'ingénieur, pp. 12-13. 2011.
- [9] : Publications Un. "2000 Annuaire des Statistiques de L'énergie ", Nations Unies. 2002.
- [10] : X. Montagne, "Carburants Liquides: Gazoles, Jets Fuels et autres Distillats Moyens". BE 8 545 v2 Techniques de L'ingénieur. 2011.
- [11] : cours industrie pétrolière 1ere année pétrochimie université de Skikda.

CHAPITRE II :
ANALYSES
PRELIMINAIRES DES
PETROLES BRUTS

II.1. Introduction

Tous les pétroles bruts sont soumis à une série d'expériences en laboratoire après leur découverte pour les caractériser et déterminer leur rendement dans certaines fractions. Les principales caractéristiques incluses dans l'analyse simplifiée du pétrole brut sont présentées ci-dessous.

II.2. Essai normalisé sur le pétrole brut

Chaque raffinerie possède un laboratoire de contrôle où sont effectués sur les différents produits intermédiaires ou finis un certain nombre de tests classiques qui ont un double but [1]:

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

II.2.1. La densité

La mesure de la densité fait l'objet des normes : **NF T 60-101** pour les produits courants et **T66-007** pour les produits bitumineux. La densité est le rapport du poids d'un certain volume d'échantillon à une température t au poids du même volume d'eau à une température standard. Le choix de l'état standard à 4°C permet l'identification des chiffres qui mesurent la densité et la masse volumique. La densité légale en France se mesure à 20°C selon l'équation 1 [2]:

$$d_{4}^{20} = \frac{\text{poids d'un volume de produit à } 20^{\circ}}{\text{poids du même volume d'eau à } 4^{\circ}} = \text{masse volumique} \dots \dots \dots (1)$$

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

Cette dernière est équivalente à la densité par :

$$\text{Sp.Gr} = 1.002 * d_4^{15} \dots \dots \dots (2)$$

$$\text{Avec : } d_4^{15} = \frac{\text{poids d'un volume de produit à } 15^{\circ}\text{C}}{\text{poids du même volume d'eau à } 4^{\circ}\text{C}} \dots \dots \dots (3)$$

Les Américains utilisent également pour mesurer la densité, le degré A.P.I, défini par l'American Petroleum Institute, comme une fonction hyperbolique selon l'équation 4[2].

$$^{\circ}\text{A.P.I.} = \frac{141.5}{\text{sp.gr.} \frac{60}{60F}} - 131.5 \dots \dots \dots (4)$$

II.2.2. Facteur de caractérisation Kuop :

Le facteur de caractérisation K_{uop} a été introduit par les chercheurs Watson, Murphy et Nelson de la société UOP (Universal Oil Products). Il relie la densité des hydrocarbures à leur rapport C/H et aussi leur point d'ébullition à leur nombre d'atomes selon la formule(5) :

$$K_{uop} = \frac{\sqrt[3]{T(^{\circ}R)}}{Sp.Gr \frac{60}{60}} \dots \dots \dots (5)$$

Ou $T_{éb}$ = la température d'ébullition exprimée en degrés Rankine ($^{\circ}R$).

$$^{\circ}R = 1.8^{\circ}C + 491.67 \dots \dots \dots (6)$$

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

- $K_{uop} = 10$: pour les aromatiques.
- $K_{uop} = 11$: pour les naphthènes purs.
- $K_{uop} = 12$: pour les hydrocarbures où le poids relatif des chaînes et cycles sont équivalents.
- $K_{uop} = 13$: pour les paraffines [5,16].

II.2.3. Tension de vapeur

La tension de vapeur vraie des hydrocarbures s'exprime en bar et représente la pression de vapeur qui règne au-dessus d'un liquide saturé, en équilibre avec la phase vapeur qui le surmonte [3].

Pour les hydrocarbures purs et les fractions pétroliers la tension de vapeur peut se calculer par trois méthodes qui sont :

- L'équation de Soave.
- La méthode de Lee et Kesler.
- La méthode de Maxwell et Bonnel.

Pour les mélanges, le calcul est plus complexe puisqu'il faut déterminer la pression de bulle en calculant les fugacités partielles des constituants dans les deux phases en équilibre [3].

II.2.4. Viscosité

La viscosité traduit la résistance qu'apportent les molécules à une force tendant à les déplacer les unes par rapport aux autres. Si au sein d'un fluide, un élément de surface S glisse à la vitesse dv en opposant la force résistante F , sur une couche de même superficie distante de dx , la viscosité dynamique absolue μ s'écrit selon l'équation 7[4]:

$$\mu = \frac{F \, dx}{S \, dv} \dots \dots \dots (7)$$

Elle s'exprime en pascals-secondes ou, plus fréquemment, en millipascals-secondes, correspondant à l'ancienne unité, la centipoise.

II.2.5. Point d'éclair

L'essai consiste à chauffer dans un creuset ouvert ou fermé à vitesse déterminée, un échantillon du produit jusqu'à ce qu'une quantité suffisante d'éléments volatils soit vaporisé et puisse être enflammée par une petite flamme que l'on déplace au-dessus du creuset. Dès qu'une légère explosion se produit, on note la température du produit, qui correspond au point d'éclair ou flash point. Si l'on continue à chauffer, on obtient alors une flamme stable. La température correspondante est le point d'inflammabilité ou faire point qui est de quelques degrés supérieur au point d'éclair [5].

II.2.6. Point d'écoulement et point de congélation

Le point d'écoulement est la température la plus basse à laquelle le fluide coule encore lorsqu'il est refroidi, sans agitation, dans des conditions normalisées [6].

Le point de congélation est la plus basse température à laquelle un produit contenu dans un tube à essai ne coule plus, lorsqu'une fraction pétrolière soumise au refroidissement dans une éprouvette de mesure demeure immobile si l'éprouvette est inclinée de 45°C [7].

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

II.2.7. Point de trouble

Lorsque la température s'abaisse, on constate, avant la prise en masse du fluide (de base minérale par exemple), l'apparition d'une opacité due à la cristallisation de la paraffine. On détermine ainsi le point trouble [6].

II.2.8. Teneur en eau et sédiment

Cet essai normalisé permet de mesurer la teneur en eau et sédiment (Basic Sédiment & Water, BSW) dans les pétroles bruts. Le résultat exprimé en % volumique est presque toujours inférieur au contenu réel en eau et sédiments. Des résultats plus précis peuvent être obtenus par extraction pour les sédiments et par distillation pour l'eau [8].

II.2.9. L'acidité

Les pétroles bruts contiennent des acides carboxyliques. Ceux-ci sont dosés par neutralisation avec la potasse caustique ; le résultat de l'analyse est exprimé en mg de KOH par gramme de brut. La présence des acides dans les bruts et les coupes pétrolières forment un problème pour le raffineur, elle forme des émulsions stables avec la soude caustique au cours de dessalage cela est relié à une énorme corrosion. L'acidité est mesurée selon une méthode normalisée (acidité NF T60-112, ASTM D 974) [9].

II.2.10. Teneur en soufre

Le soufre est présent en quantités très variables (entre 0,5 et 5 %) dans les différents pétroles bruts. Il se trouve toujours en plus forte concentration dans les fractions les plus lourdes (fuels, résidus), où il est engagé dans des structures chimiques très complexes. La détermination de la teneur en soufre par fluorescence X, est régie par la norme ASTM D4294 ISO8754 [10].

La teneur en soufre est l'un des critères les plus déterminants en pétrochimie. L'analyse de la teneur en soufre est essentielle dans le raffinage du pétrole et est plus en plus requise. Cette teneur détermine le processus du raffinage à utiliser [11].

II.11. Teneur en asphaltènes

La teneur en asphaltènes est une propriété importante. En effet, les asphaltènes ont tendance à s'agréger et à flocculer ce qui entraîne le bouchage des unités de raffinage ou des problèmes de stockage. [21]

II.2.12. Pouvoir calorifique

C'est la quantité de chaleur libérée par la combustion de l'unité de volume ou de poids de combustible, lors de la réaction chimique de combustion complète conduisant à la formation de CO₂ et H₂O. Le pouvoir calorifique s'exprime en kcal/kg ou en MJ/kg (MJ= mégajoule) [13].

Il existe deux valeurs du pouvoir calorifique :

- P.C.I : pouvoir calorifique inférieur (net value).
- P.C.S : pouvoir calorifique supérieur (gross value).

On fait la distinction entre le pouvoir calorifique supérieur (**PCS**) et le pouvoir calorifique inférieur (**PCI**) selon l'état liquide ou gazeux de l'eau obtenue par combustion [13].

II.2.13. Carbone Conradson

C'est la détermination du carbone résiduel obtenu après évaporation et pyrolyse d'un produit pétrolier. Il s'agit en réalité d'un critère de stabilité thermique qui indique la tendance à former des dépôts (coke), en particulier sur les injecteurs. Le résultat s'exprime en (% masse) par rapport à l'échantillon traité. Cet essai fait objet de la norme ASTM D189, il est très utile pour caractériser des charges pour l'unité de craquage catalytique [5].

II.3. Essai normalisé sur les coupes pétrolières

II.3.1. Introduction

Une fois la distillation terminée, différentes analyses et tests standardisés sont effectués, ceux-ci sont très importants car ils déterminent la qualité des distillats afin de les mettre sur le marché, dans cette partie nous mentionnerons certaines des analyses effectuées sur les fractions pétrolières.

II.3.2. Point de trouble

C'est la température à laquelle apparaît un louchissement ou voile laiteux dû à la formation de microcristaux lorsque l'on refroidit le produit lentement sans agitation selon la norme ASTM D97 [10].

II.3.3. Couleur ASTM

Pour les produits légers, la couleur est un critère de la qualité du fonctionnement ; en particulier le gasoil ne doit pas être pollué par des traces de produits asphaltiques noir [10].

II.3.4. 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 [10].

II.3.5. Indice de cétane

Dans le moteur diesel, le déclenchement de la combustion est provoqué par auto inflammation du carburant injecté dans de l'air comprimé. Il est donc nécessaire que le gasoil présente une structure chimique propice à ce processus, cette qualité s'exprime par l'indice de cétane [14].

II.3.6. Point d'aniline

Le point d'aniline est défini comme étant la température la plus basse à laquelle des volumes égaux d'aniline (dont la structure chimique est présentée ci-dessous) et de produit à analyser sont complètement miscibles, la rupture de la miscibilité se manifeste par l'apparition d'un trouble net. Le point d'aniline est une indication sur la nature chimique d'un produit pétrolier et plus particulièrement de sa teneur en aromatiques. Dans cette méthode, le point d'aniline est la température à laquelle apparait la seconde phase (trouble de la solution). L'essai de sa détermination, régi par la norme ASTM D 1104. [20]

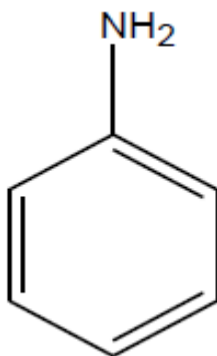


Figure II. 1: structure d'aniline

II.3.7. Distillation ASTM D86

Cette méthode (**figure II.2**) s'applique à la distillation des produits finis tel que les essences, les kérosènes et les fuels légers. Les conditions de la distillation sont précisées en fonction de la nature de l'échantillon. Le produit à distiller est chauffé et distillé à une vitesse déterminée. Pendant la distillation, la notation de la température (°C) de l'apparition de la première goutte du condensat à la sortie du condenseur ; c'est le point initial d'ébullition (PI) [16,17].

A la fin de la distillation, il suffit de suivre la température qui passe par le maximum, puis diminue par suite de l'altération thermique des dernières traces liquides dans le ballon, ce maximum de la température sera le point final de l'ébullition (PF) correspondant à une recette de distillation représentée par D%. Après le refroidissement du ballon, le volume du liquide résiduels sont mesurés est représenté par R%. Le bilan volumétrique de l'opération fait apparaitre les pertes P%, donc selon l'équation 9:

$$R\% + D\% + P\% = 100\% \dots\dots\dots (9)$$

Finalement, tous ces résultats sont reportés sur un diagramme $T_{eb} = f(\%)$ qui fera ressortir la courbe ASTM du produit d'essai [19].

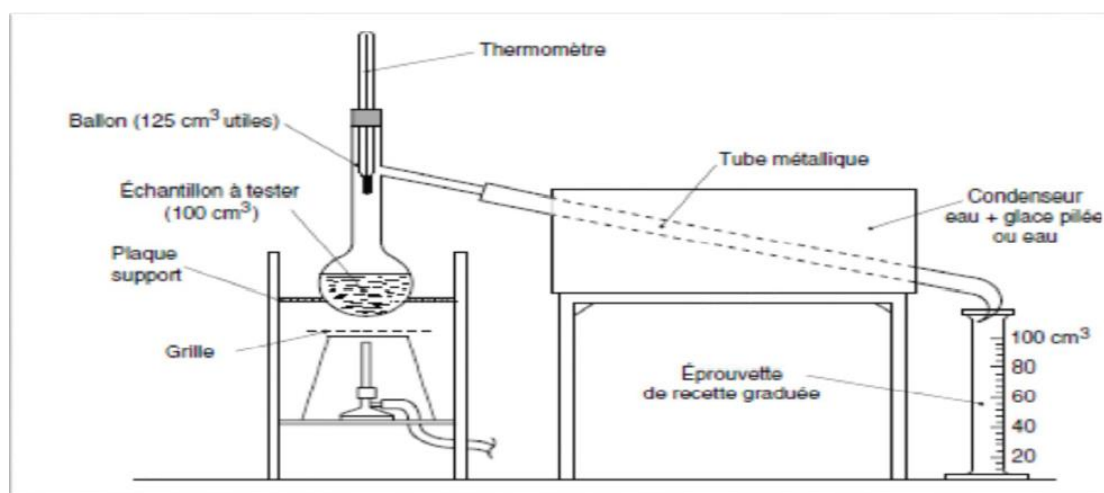
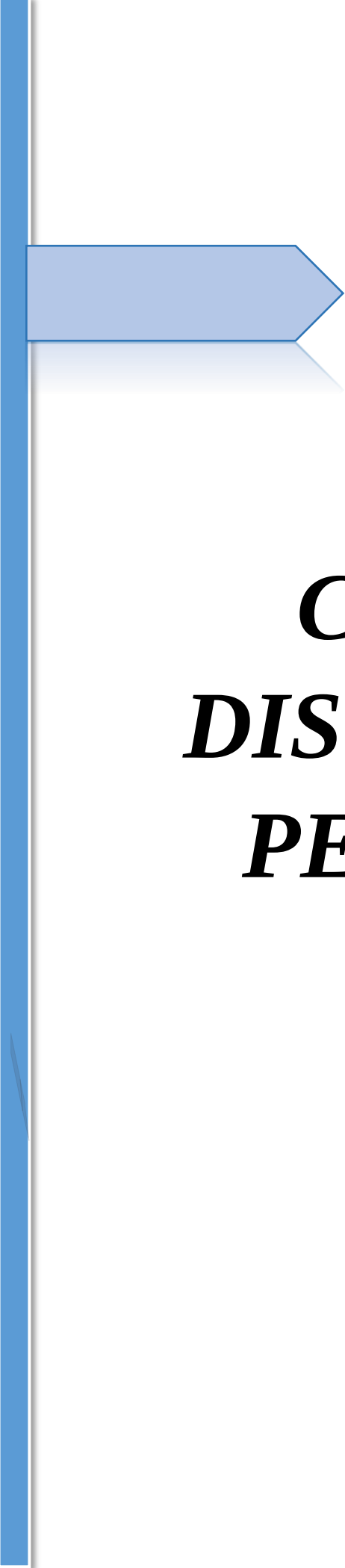


Figure II. 2: Schéma de la distillation ASTM D86 [18].

Références Bibliographiques Chapitre II

- [1] : P.wuithier le pétrole. Raffinage et génie chimique 1965 page : 4
- [2] : P.wuithier le pétrole. Raffinage et génie chimique 1965 1 : généralité sur le raffinage de pétrole brut page 5.
- [3] : j.-p.wuithier 1 pétrole brut produits pétroliers schémas de fabrication 1994 page 168.
- [4] : Jean-Claude GUIBET Caractéristiques des produits pétroliers k 325-4
- [5] : P.Wuithier le pétrole.Raffinage et génie chimique, tome 1ed. Technip, 1972
- [6] : Gérard DALLEMAGNE, Technique de l'ingénieur [BM6017 v1], 2003
- [7] : Jean-Pierre WUAQUAIER, le raffinage du pétrole tome 2, 1994 éditions Technip.
- [8] : ENSPM Formation Industrie- IFP Training<connaissance et maîtrise des phénomènes physico-chimique grandeurs physiques (viscosité) >
- [9] : F.Boudjllali .Contribution à la détermination des propriétés physico-chimique de fractions lourdes. Thèse de magestère ,1991.
- [10] : P. Wuithier, "Le Pétrole Raffinage et Génie Chimique", Tome1, Ed. Technip. Paris, France. 1972.
- [11] : J.C. Guibet, "Caractéristiques des produits pétroliers", Technique D'ingénieure, Doc.k325.
- [12] :<http://www.connaissancedesenergies.org/en-dehors-du-transport-quels-sont-les-autres-usages-du-petrole>.
- [13] : ENSPM formation Industrie-IFP training (2004), le pétrole, édition d'IFP, Paris.
- [14] : J.C. Guibet, "Carburant et Moteurs", Tome1, Ed. Technip. Paris, France. 1997.
- [15] : G. Dallemagne, "Fluide Hydraulique-Méthodes D'analyse", Technique de l'ingénieure. 2003.
- [16] : Cours de Dr H. Mimoun .Pétrole brut et produits pétroliers ,2013-2014.
- [17] : C .Chitour : « Raffinage, les propriétés physiques des hydrocarbures et des fractions pétroliers », éditions de l'office des publications universitaire ,1983.
- [18] : <http://www.ilocis.org/fr/documents/ilo078.htm>.
- [19] : H.elakri, étude analytique de pétrole brut Algérien, juin 2002.
- [20] : G. Dallemagne, "Fluide Hydraulique-Méthodes D'analyse", Technique de l'ingénieure. 2003.
- [21] : <http://www.connaissancedesenergies.org/en-dehors-du-transport-quels-sont-les-autresusages-du-petrole>.



CHAPITRE III : DISTILLATION DU PETROLE BRUT

III.1.La distillation

La distillation est une étape préliminaire au raffinage des produits pétroliers. Elle permet de fractionner le pétrole brut afin d'obtenir différentes coupes pétrolières en fonction de leur température d'ébullition [1]. La figure III.1 représente un schéma simplifié de la distillation du pétrole brut. Les points de coupes qui apparaissent sur ce schéma sont les standards utilisés à IFPEN [2]. Chacune des coupes pétrolières correspond à un intervalle de volatilité, que l'on peut caractériser par une gamme de températures d'ébullition, ou par le nombre d'atomes de carbone des hydrocarbures.

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 [3].

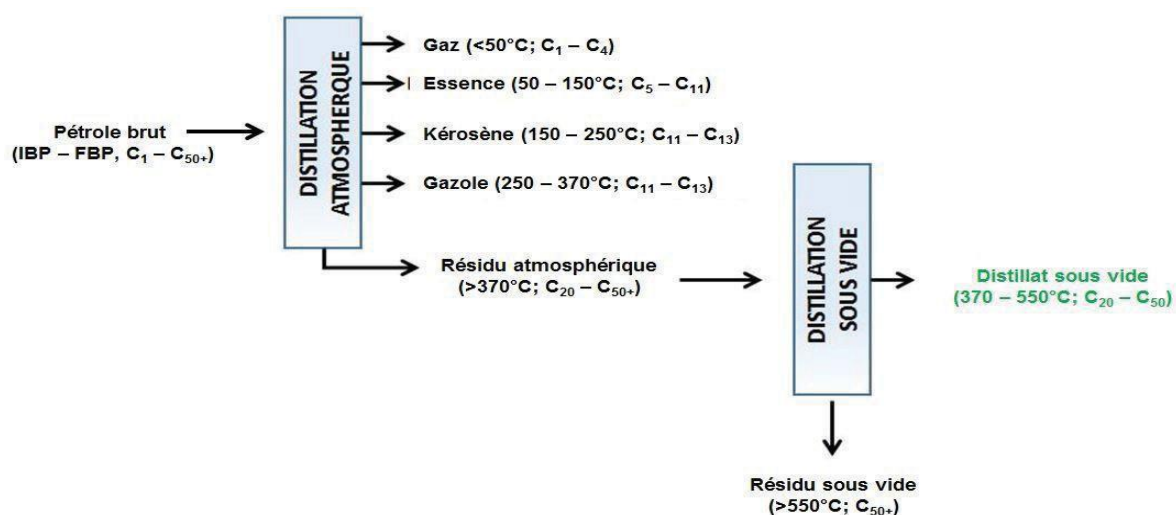


Figure III. 1 : Distillation atmosphérique et sous vide d'un pétrole brut et exemple de coupes. Standard IFPEN: IBP → Initial Boiling Point: FBP → Final Boiling Point [4]

III .2. Types de distillation au laboratoire

Après chaque découverte d'un gisement du pétrole, on procède à des analyses afin d'évaluer sa composition en fractions différentes et prévoir le schéma de traitement adéquat. Parmi ces analyses, les distillations au laboratoire sont les plus importants [5].

III.2.1.Les étapes de distillation

La distillation du pétrole brut est réalisée en deux étapes complémentaires. Une première distillation dite atmosphérique permet de séparer les gaz, les essences et le naphta (coupes légères), le kérosène et le gazole (coupes moyennes) et les coupes

lourdes. Les résidus des coupes lourdes subissent ensuite une distillation dite sous vide afin de séparer certains produits moyens [6].

III.3. Distillation TBP « True Boiling Point » _ ASTM D2892

C'est la distillation ASTM avec la rectification, elle s'effectue dans une colonne à garnissage qui équivalant environ "10 plateaux théorique " et fonctionne avec un taux de reflux bien déterminé au sommet de la colonne, passe tout d'abord la tonalité du constituant le plus volatile et la suite les constituants purs par ordre de volatilité.

Cette distillation est dite parfaite parce que le constituant le plus volatile passera. Sa température de passage demeure constante et égale à sa température d'ébullition puis brusquement apparaît-le constituant suivant la température de passage montera jusqu'à sa température d'ébullition qui d'ailleurs demeure constante jusqu'à son équipement. Ces TBP présente une grande sélectivité en produits désirés.

Les TBP sert à analyser des nouveaux gisements et évaluer la composition des produits extraits du pétrole brut et de fixe le rendement de certaines fractions. Ces renseignements seront directement exploités par le raffineur ainsi ils permettent le dimensionnement des unités de raffinage. [7]

La charge peut varier de 0,5 à 30 I. Elle permet :

- de recueillir des gaz liquéfiés, des coupes de distillation et un résidu.
- la détermination des rendements des coupes à la fois en poids et en volume.
- le tracé d'une courbe de distillation représentant la température en fonction soit du % poids soit du % volume recueilli. [8]

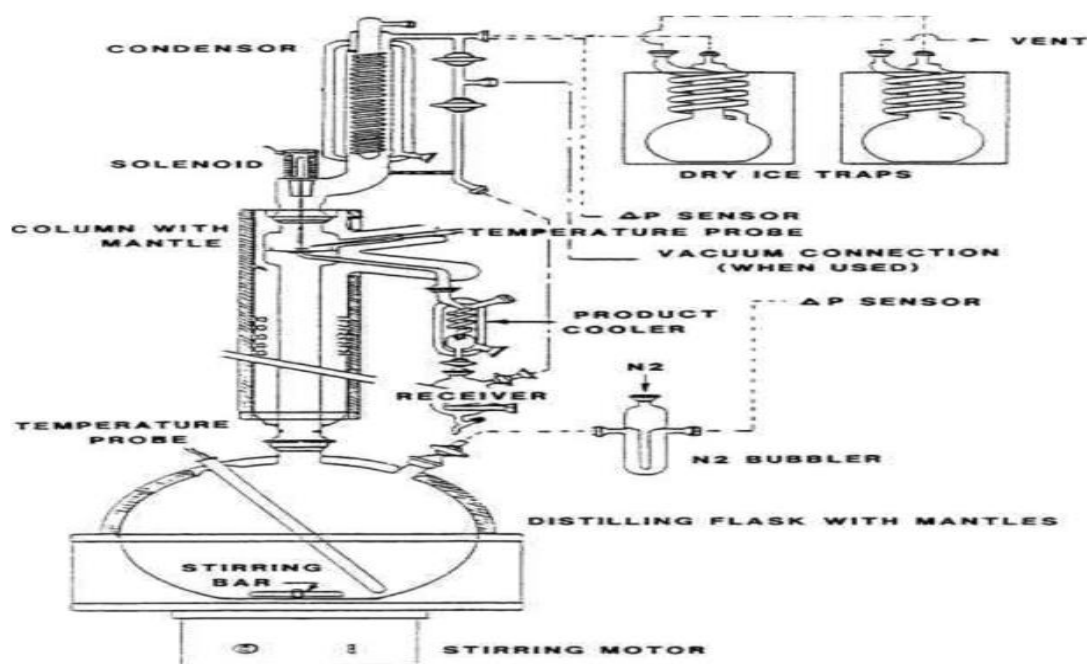


Figure III. 2: Schéma de principe de la distillation TBP

III.3.1. Principe :

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

- Dégazage.
- Distillation à pression atmosphérique.
- Distillation sous vide (à 40 mm hg puis à 10 mm hg).

Dégazage :

Au début de la distillation TBP (à reflux total), les gaz dissous dans le pétrole brut sortent les premiers, puis condensés et recueillis dans des pièges qui sont émergés dans des bains d'acétone refroidis à -60°C (DEWAR) à l'aide d'un cryostat, afin de piéger les gaz dissous (C5-) qui seront analysés ultérieurement par chromatographie en phase gazeuse (CPG) [8,9].

Distillation atmosphérique :

La stabilisation de la température en tête de colonne signifie l'achèvement de la débutanisation, on passe alors à la distillation atmosphérique qui consiste à récupérer les fractions pétrolières distillées [10], et cela en respectant les intervalles de température propres au découpage étroit (un pas de 5°C), jusqu'à 220°C (en tête de colonne) et un taux de reflux qui sera maintenu constant et égal à 5 [8,9]

Distillation à pression réduite :

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

On reprend les résidus atmosphériques sous une pression de 50 à 100 mmHg et on le distille à nouveau jusqu'à ce que la température dans le ballon atteigne 350 à 400°C. Si le résidu obtenu est encore relativement important (supérieur à 30%), on tente une troisième étape de distillation, sous vide poussé de quelques mmHg [8, 9,10]

III.4 Distillation sous pression réduite ASTM D1160

Ce type de distillation se fait selon la norme ASTM D1160. Le résidu atmosphérique R 380+ issu de la distillation atmosphérique, est distillé sous vide poussé de 5 mm Hg dans un appareil automatique utilisant une colonne plus petite et fermée puis dépressurisée. Cette chute de pression permet de récupérer plus facilement les produits lourds, dont la température d'ébullition est abaissée. Les résidus de cette distillation sous vide sont récupérés en vue de produire des lubrifiants [8, 9,11]

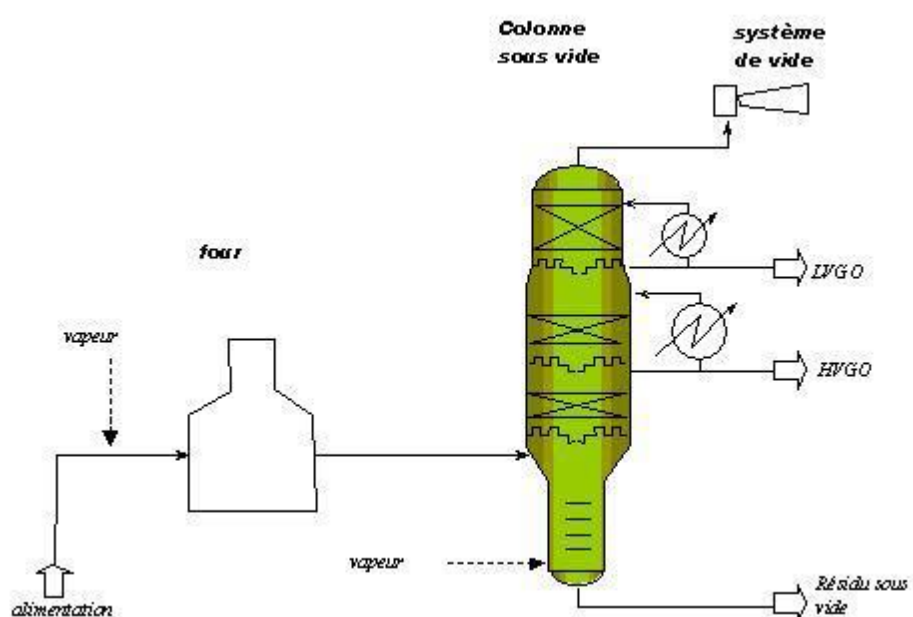


Figure III. 3: Schéma simplifié d'une unité de distillation sous vide de pétrole

III.5. Découpage de pétrole brut

1/ Introduction

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

Le raffinage du pétrole est une industrie lourde qui transforme le pétrole brut en produits énergétiques et non énergétiques, suivant des procédés de séparation des produits pétroliers.

2 /L'objectif raffinage

Le raffinage de pétrole désigne l'ensemble des traitements et transformations visant à produire le maximum de produits à hautes valeurs commerciale à partir du pétrole brut, telles que les bases carburants (essences, kérosènes ; gazoles et fuels), les intermédiaires pour la pétrochimie, les plastiques...

La raffinerie doit être équipée des installations dont l'objectif principales est :

- D'améliorer les qualités de certaines coupes pétrolières pour en faire de bases utilisables pour construire les produits finis.
- Ou bien de modifier les rendements des différentes coupes pétrolier obtenus à partir des bruts traites afin de produire les quantités de produits commerciaux exigées par le marché [12].

3/Distillation :

Le fractionnement initial du pétrole brut permet d'obtenir les différentes coupes pétrolières. Il est base sur le procédé de distillation qui met en jeu les différences de volatilité entre les différents constituants du pétrole brut.

A l'entrée de la colonne de distillation atmosphérique, le pétrole brut se trouve a la température du réservoir de stockage c'est à dire, le plus souvent, à la température ambiante, donc il faut le réchauffer.

Pour réaliser cela, on fait passer le brut à travers une batterie d'échangeurs de chaleur (20à40 appareils et plus) regrouper sous l'appellation train d'échange. La température

CHAPITRE III : DISTILLATION DU PETROLE BRUT

du brut, à la sortie du train d'échange n'est pas suffisante (250°C environ), puis par un four atmosphérique qui amène le pétrole brut à la température désirée.

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.

Les coupes pétrolières obtenues sont caractérisées simplement par l'intervalle des températures débailions ou par le nombre d'atomes de carbone des hydrocarbures qu'elles contiennent :

- Gaz combustibles (C1-C2)
- Propane (C3).
- Butane (C4).
- Essence légère (C5-C6).
- Essence lourde (C7-C10).
- Kérosène (C10-C13).
- Gasoil (C13-C20/25).
- Résidu atmosphérique (C20/25+).

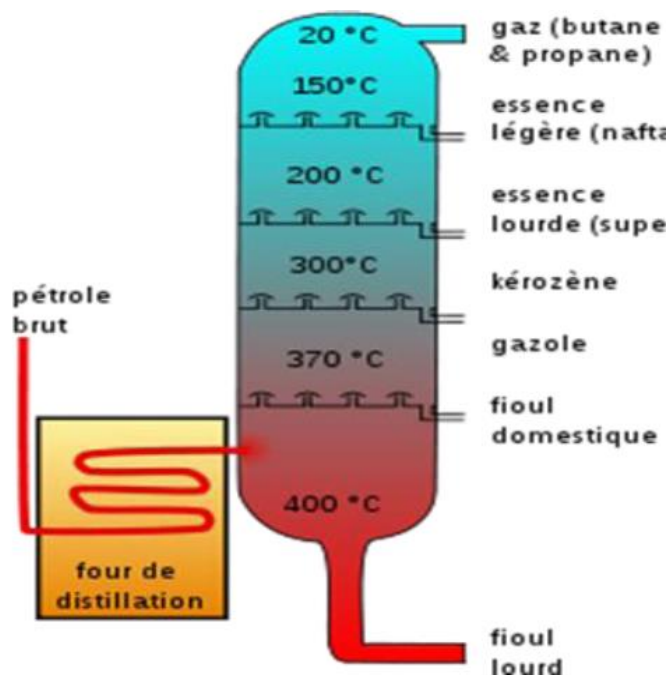


Figure III. 4: Schéma de principe de la distillation du pétrole brut.

Dans un grand nombre de raffineries, le résidu atmosphérique est envoyé dans une 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

CHAPITRE III : DISTILLATION DU PETROLE BRUT

les températures de distillation pour les rendre compatibles avec la stabilité des hydrocarbures présents dans le résidu atmosphérique et éviter leur dégradation par des réactions de craquage non désirées.

Cette distillation sous vide permet d'obtenir des distillats sous vide (C20-C50) et un résidu sous vide (C50+) appelé aussi « fond du baril ».

Contrairement aux distillats sous vide, le résidu n'est pas vaporisable et concentre la majeure partie des impuretés (Ni et V) présentes dans le brut, ce qui rend difficile sa valorisation par d'éventuels procédés catalytiques [13].

Les coupes obtenues ne répondent pas aux exigences du marché des produits pétroliers, ni en qualité, ni en quantité.

Le raffinage permet donc de :

- Modifier (Convertir) les rendements des différentes coupes pétrolières obtenus à partir des bruts traités afin de produire les quantités de produits commerciaux exigées par le marché.
- Améliorer la qualité des différentes coupes afin qu'elles satisfassent aux spécifications de plus sévères des produits commerciaux, tout en se préoccupant des nombreuses contraintes environnementales [14]

4. Les propriétés globales des coupes d'un pétrole brut après distillation [15] [16] :

Les coupes pétrolières sont donc caractérisées par une gamme de température d'ébullition et par un nombre d'atomes de carbone. Leur proportion dans le pétrole brut et leur composition dépendent de l'origine géographique du pétrole et de la coupe considérée.

CHAPITRE III : DISTILLATION DU PETROLE BRUT

Tableau III. 1 : Exemple de propriétés globales des coupes d'un pétrole brut (Moyen-Orient)

Coupes	Gaz	Essence	Kérosène	Gazole	DSV	RSV
N ^o d'atomes de carbone	C ₁₈ –C ₄	C ₄ –C ₁₀	C ₁₀ –C ₁₄	C ₁₄ –C ₂₅	C ₂₅ – C ₅₅	C ₃₅ +
Intervalle d'ébullition(C°)	<0	0-180	180-230	230-375	375-600	600 ⁺
Rendement sur brut (% m/m)	1.37	17.72	6.74	24 .37	23.5	26,3
Densité (d ₄ ¹⁵)	0.003	0.742	0.793	0.851	0.935	1.037
Soufre (% m/m)	0.003	0.035	0.150	1.400	3.800	5.000
Azote (ppm)	-	-	-	-	1000	2000

III.6.Chromatographie en phase gazeuse (CPG)

La chromatographie en phase gazeuse est une technique qui permet d'identifier et de quantifier les composés volatils en solution. Elle s'applique principalement, aux composés gazeux ou susceptible d'être vaporisés par chauffage sans décomposition. D'une manière générale, le principe est basé sur un échange de matière entre deux phases distinctes, l'une est fixe ou stationnaire et l'autre est mobile (le gaz vecteur) [17] [18].

• Principe et fonctionnement

L'analyse débute à l'instant où on introduit une petite quantité de l'échantillon dans l'injecteur. Les différents composés de l'échantillon, vont être emportés par le gaz vecteur à travers la colonne et se séparer les uns des autres en fonction de leur affinité, avec la phase stationnaire qui va provoquer un phénomène de rétention chromatographique avec les différents composés. La grandeur expérimentale brute est appelée temps de rétention, c'est le temps qui s'écoule entre l'injection de l'échantillon et l'apparition du signal maximum du soluté au détecteur. A la sortie de la colonne, les

CHAPITRE III : DISTILLATION DU PETROLE BRUT

composés rencontrent un élément essentiel qui est appelé détecteur, cet élément évalue en continu la quantité de chacun des constituants séparés, au sein du gaz porteur grâce à la mesure de différentes propriétés physiques du mélange gazeux. Le détecteur envoie un signal électronique vers un enregistreur, qui dessinera les courbes de chaque pic en fonction de leur intensité. L'ensemble des pics est appelé chromatogramme. (Figure III.5)

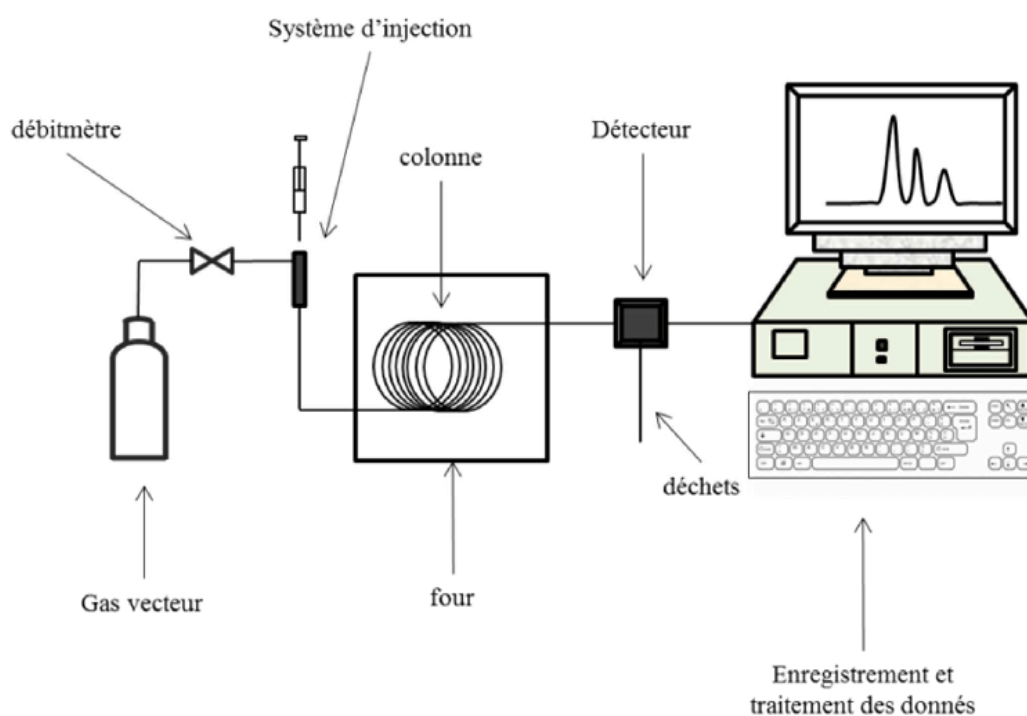


Figure III. 5 : Schéma de principe d'un système CPG

Références Bibliographiques Chapitre III

- [1] ENSPM formation Industrie-IFP training (2004), le pétrole, édition d'IFP, Paris.
- [2] BERTONCINI. F, COURTIADÉ-THOLANCE. M, THIEBAUT. D, JONES. T.
Gas Chromatography and 2D-gas Chromatography for petroleum industry: The race for selectivity. Paris, France: Edition Technip; 2013.
- [3] I. HALLIGEN : Les métiers du pétrole et du gaz, Publication faite par TOTAL ; ONISEP (2007).
- [4] ASTM D445. Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and calculation of Dynamic Viscosity); 15; 2010
- [5] –DALIL YOUSSEF, Manuel opératoire de raffinerie de SBAA7, page 9. 2005.
- [6] WWW.Technique-de-l'ingenieur.com
- [7] _G. OTHMANINE et S. MUSTAFAEF : Calcul du Topping, Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie « FHC » ; Université A. BOUGUERRA, Boumerdes, 2000, page 6.
- [8] P. Wuithier, "Le Pétrole Raffinage et Génie Chimique", Tome1, Ed. Technip. Paris, France. 1972.
- [9] J-P.WAUQUIER, Pétrole brut, produits pétroliers, schémas de fabrication, Edition Technip 1994.
- [10] J. Strichlmair, H. Klein, S. Rehfeldt, "Distillation: Principales and Practice", 2nd Ed, John Wiley & sons, Inc, 2021
- [11] J.C. Guibet, "Carburant et Moteurs", Tome1, Ed. Technip. Paris, France. 1997.
- [12] Ibrahim YOUNOSS WAKAI, Développement des corrélations pour le calcul des propriétés du pétrole et de ses fractions ,2011-2012.
- [13] I.HALLIGEN : les métiers du pétrole et du gaz, Publication faite par TOTAL : ONISEP (2007).
- [14] Jean-Pierre WUAQUAIER, le raffinage du pétrole tome 1, 1994 édition Technip. Page 20 et 21.

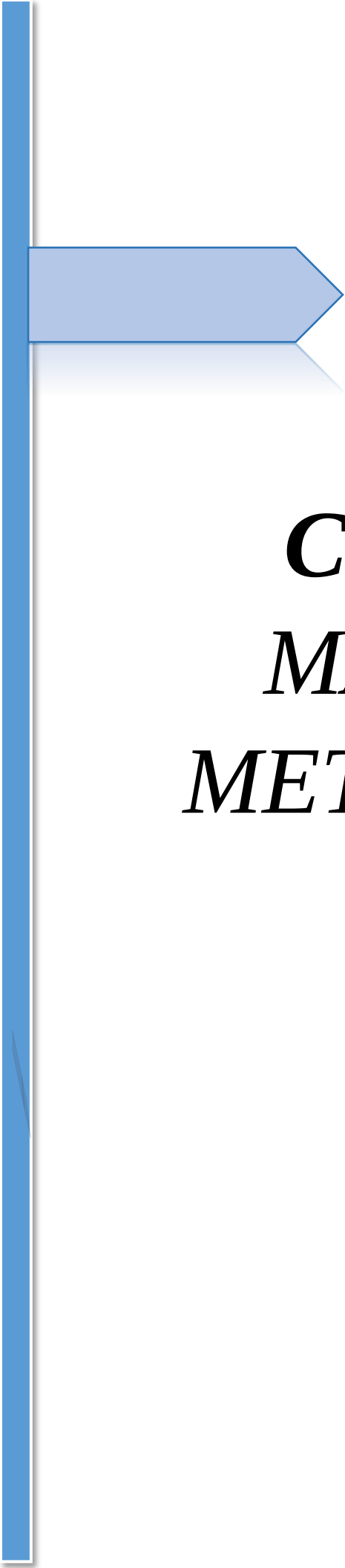
CHAPITRE III : DISTILLATION DU PETROLE BRUT

[15] FEIA Islem.OKBA Mohammed Nadjib ; Amélioration de la teneur en précurseurs d'aromatiques de la NAPHTA B au niveau du splitter de l'unité Topping de la raffinerie de SKIKDA RA1/K ; 01/06/2015.

[16] Chems Eddine CHITOUR « Raffinage, Les Propriétés Physique des Hydrocarbures et des Fractions Pétrolières », Editions de l'office des publications universitaires (1983).

[17] G. Guillaume, "La Chromatographie en Phase Gazeuse", Culture Science Chimie. 2017.

[18] L. Pavia, G.M. Lampman, G.S. Kriz, R.G. Engel, "Introduction to Organic Laboratory Techniques "4th Ed. Thomson Brooks/Cole. pp. 797–817. ISBN 978-0-495-28069-9. 2006.



CHAPITRE IV : MATERIELS ET METHODOLOGIES

IV.1 Introduction :

Les spécifications d'un produit pétrolier est l'ensemble des caractéristiques qu'a fixées une administration officielle pour autoriser l'emploi ou le vente de ce produit, elles classent tous les produits selon des propriétés physiques aisément mesurables. Elles ont une signification fiscale et servent au calcul de la taxe.

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

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

IV.2 Normes et modes opératoires du pétrole brut et ses fractions

IV.2.1.La masse volumique

Il existe plusieurs appareillages pour pouvoir estimer cette propriété expérimentalement, tels que : l'aéromètre, le pycnomètre, mais au cours de notre étude, nous avons utilisé un densimètre électronique où la détermination fut régit la norme **ASTM D4052** pour des produits pétroliers et une masse volumique est détermination selon la norme **ASTM D5002**.

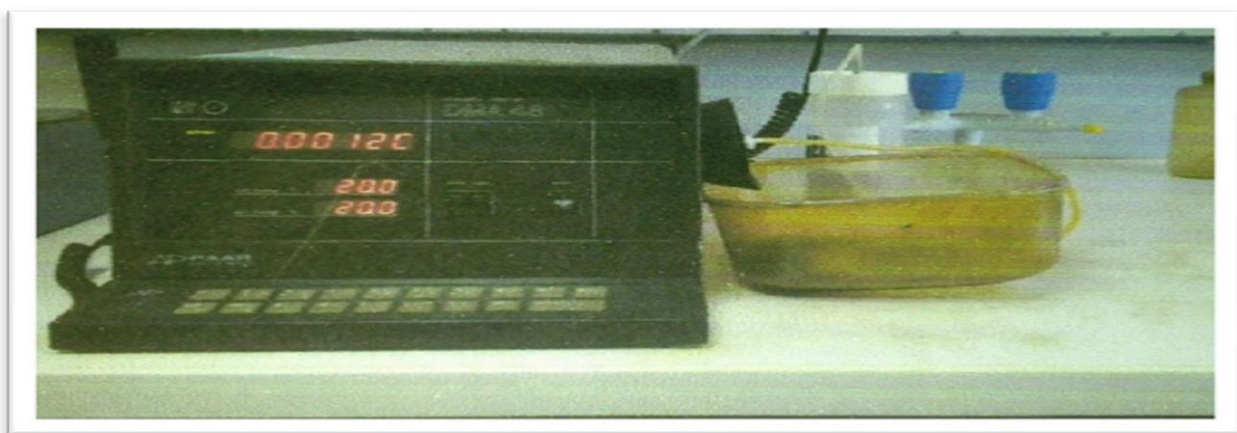


Figure IV. 1: Densimètre électronique.

Le principe :

Le principe de cet appareil est la mesure de la période d'oscillation d'un corps soumis à sa propre masse à une fréquence donnée qui est liée à sa masse volumique.

Appareillage :

Un densimètre électronique de tube en U oscillant composé des éléments suivants :

- .Oscillateur mécanique en U.
- .Un thermostat intégré pour régler la température de la cellule.
- .Bain à circulation constante.
- .Une cellule de mesure en verre.
- .Une pompe à air incorporée
- .Une lampe.
- .Un tableau de bord pour accéder aux paramètres de calibration et de mesure.
- .Ecran d'affichage de température et de densité.
- . Seringue en plastique hypodermique de 2 cm³.

Mode opératoire :

La mesure de la masse volumique à des températures et pressions élevées, tube en U robuste et rapide, haute résistance chimique au gaz à l'acide chlorhydrique et à l'acide fluorhydrique. Aucune risque de corrosion "Une fois le densimètre est prêt, on procède comme suit : stabilisé et la masse volumique affichée sur l'écran est de 0.0012", on procède comme suit :

- . Allumer l'éclairage de la cellule avant puis injecter un certain volume de brut à l'aide de la seringue.
- .Chasser tous les bulles d'air dans la cellule et remplir le tube. Si les bulles sont repérés vider le tube et remplir à nouveau et vérifier qu'il n'y a pas de bulles.
- .Couper l'éclairage immédiatement après avoir examiné la cellule pour ne pas affecter la température de mesure.

.Quand le densimètre affiche une lecture stable de masse volumique avec une précision de 0.0002 g/cm^3 , on note la masse volumique.

.Après chaque essai, nettoyer la cellule en utilisant le solvant de rinçage est séché avec l'acétone. Les traces d'eau et d'humidité sont aspirées envers le silicate gel placé à l'entrée de la cellule.

IV.2.2 Tension de vapeur Reid

La détermination expérimentale de cette propriété est basée sur la norme française **NF41-010**, et la norme américaine **ASTM D323/ISO3007**, cette méthode d'essai s'applique spécifiquement au pétrole brut liquéfié. L'équipement de cet essai est présenté ci-dessus

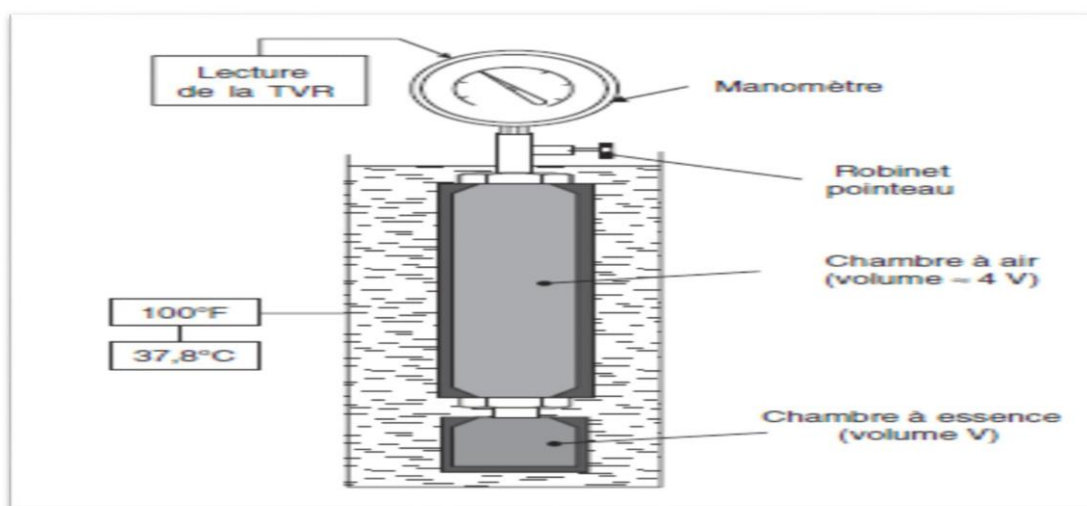


Figure IV. 2 : Schéma de l'appareil de mesure de la pression de vapeur Reid.

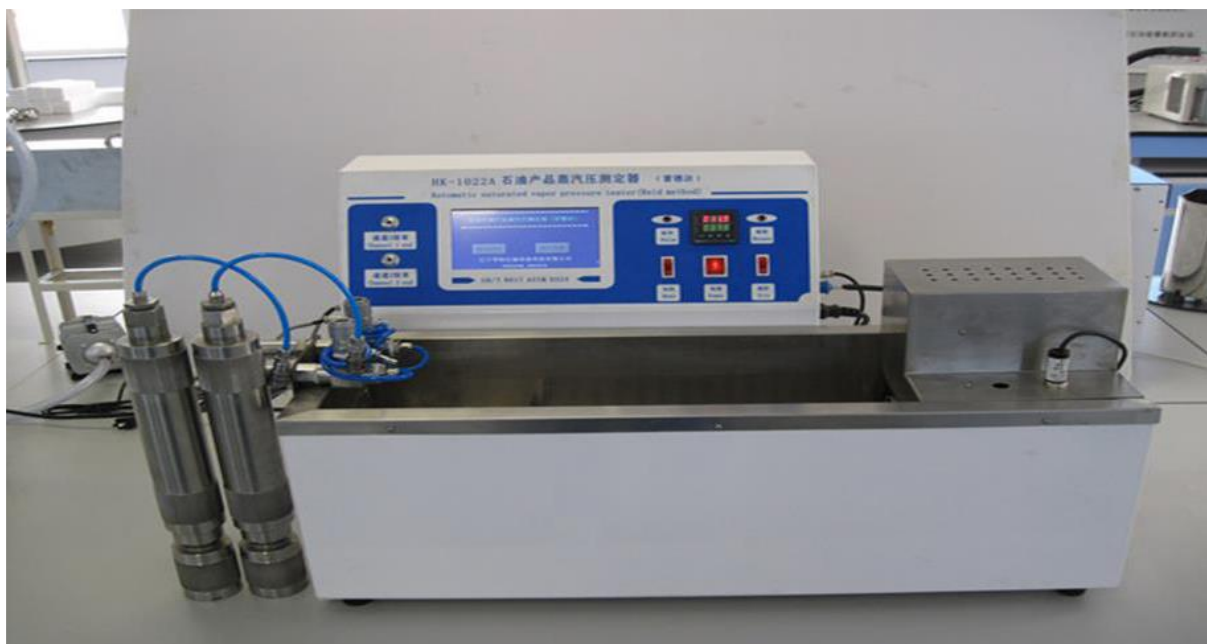


Figure IV. 3: Appareil pour détermination de la Tension de vapeur Reid

Principe :

Le principe de cet appareil est la mesure de la pression développée par les vapeurs d'un produit pétrolier contenu dans une bombe normalisée à température de 37.8°C (100°F), la valeur lue sur le manomètre est la tension de vapeur Reid. Cet essai s'applique surtout pour la carburante auto.

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

Appareillage :

- . Un bain thermostat réglé à une température de 37.8°C.
- . Un manomètre.
- . Une bombe de REID.

Mode opératoire :

.Mettre le bain en marche et on le laisse se stabiliser jusqu'à la température de 37.8°C, au préalable, on laisse refroidir la bombe de Reid et l'échantillon à analyser dans un congélateur pour ne pas perdre les constituants légers contenus dans la prise d'essai.

.Une fois que le bain est stabilisé, on introduit la prise d'essai dans la bombe, on renverse ce dernier et on le secoue vigoureusement, on le tourne dans sa position verticale en continuant de la secouer, et on le place dans le bain pendant une heure environ.

.Continue jusqu'à ce que l'équilibre de pression soit atteint, on lit directement la valeur de la tension de vapeur de l'échantillon sur le manomètre.

IV.2.3. Teneur en soufre :

La détermination de la teneur en soufre par fluorescence (X), est régit par la norme ASTM- D4294 / ISO 8754. L'instrument de cet essai est présenté ci-dessus :



Figure IV. 4: L'appareil de mesure de la teneur en soufre.

Le principe :

Le principe de cet appareil est la détermination du pourcentage en masse des produits sulfures se trouvant dans les produits pétroliers. Il est basé sur la transition électronique d'un niveau énergétique à un niveau plus haut dû à l'absorption d'un rayonnement x.

L'appareillage :

- .Les boîtes d'échantillon.
- .L'instrument de mesure de la teneur en soufre.

Mode opératoire :

- .Préparer les boîtes d'échantillon.

CHAPITRE IV : MATERIELS ET METHODOLOGIES

.Homogénéiser bien l'échantillon pour éviter les bulles d'air, mettre dans des boîtes ou procéder à la fermeture avec un silofène après avec une couverture spéciale de ces boîtes.

.Mettre la boîte d'échantillon dans l'appareil.

.Commencer l'analyse (3 mesures/ analyse) chaque mesure pendant 100 secondes.

.Lire la moyenne des mesures qui est imprimée.

IV.2.4. La viscosité cinématique :

La détermination expérimentale de cette propriété se fait à l'aide d'un viscosimètre de type Canon FENSKE opaque, basé sur la norme **AFNOR NF 60-100** équivalent à la norme **ASTM D445/ ISO 3104**, la photo de l'équipement est présentée ci-dessus :



Figure IV. 5: Appareil de détermination de la viscosité.

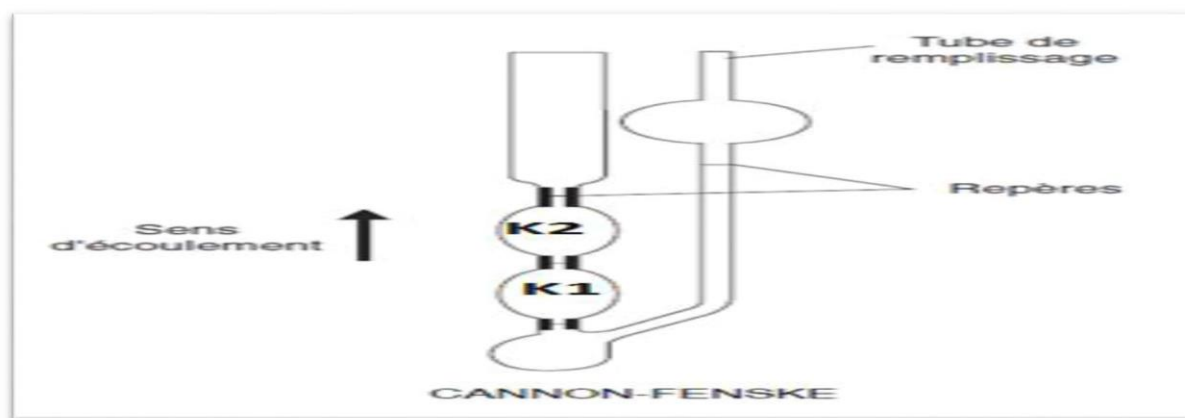


Figure IV. 6: Schéma de viscosimètre Cannon FENSKE.

Le principe :

Le principe de cet appareil de viscosité est la mesure du temps mis par un volume déterminé de la prise d'essai contenue dans le réservoir d'un viscosimètre en verre pour s'écouler par un capillaire calibré sous une charge de liquide exactement reproductible à une température contrôlée.

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

.Pour le pétrole brut (20 et 37.8°C), gasoil (37.8 et 40°C) et le kérosène (20 et 37.8°C).

On utilise le bain en eau car la température ne dépasse pas les 50°C.

.Pour le résidu (98.9°C), On utilise le bain en silicone car la température atteindra environ 100°C.

L'appareillage :

.Un bain thermostatique réglé à la température de mesure.

.Un thermomètre.

.Deux chronomètre.

.Un viscosimètre.

Mode opératoire :

.Mettre le bain thermostat en marche et laisser stabiliser jusqu'à la température de mesure.

.Charger le viscosimètre avec le liquide jusqu'au trait de remplissage et boucher l'une de couverture du viscosimètre.

. Une fois le bain stabilise, introduire le viscosimètre dans le bain, et fixer le pour le laisser atteindre l'équilibre de température.

. Une fois l'équilibre atteint enlever le bouchon et laisser le liquide descendre jusqu'au premier trait de repaire.

. Quand le liquide atteint ce train, enclencher le chronomètre pour enregistrer le temps d'écoulement du liquide à traverse le premier bulbe.

.Arrêter le premier chronomètre et démarrer le deuxième simultanément, une fois que le liquide arrive au second bulbe et mesurer le temps mis pour le traverser.

.Le temps d'écoulement des deux réservoirs ne doit pas inférieur à 200 secondes, il ne doit pas être aussi supérieur à 700 secondes.

*Calculer la viscosité par la relation suivante :

$$V = \frac{K1 \times T1 + K2 \times T2}{2}$$

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

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

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

IV.2.5. Le point d'éclair

L'évaluation expérimentale du point d'éclair est basé sur la norme **AFNOR M07-019**

Equivalent à **ASTM D56**. L'équivalent de cet essai est présenté ci-dessus :



Figure IV. 7: Appareil de détermination de point d'éclair.

Le principe :

Le principe de cet appareil est de chauffer par l'intermédiaire d'un bain d'eau le vase qui contient le produit à analyser. Après chaque élévation de température de 0.5°C , un dispositif la flamme d'une veilleuse par un orifice aménagé dans le couvercle est ouvert pendant une période de deux secondes. On répète cette opération jusqu'à ce qu'une inflammation des vapeurs soit observée sur la surface de la pris d'essai.

La température lue lors de cette inflammation est le point d'éclair du produit.

Appareillage :

- . Un vase bain de chauffage.
- . Couvercle.
- .Dispositif d'allumage.
- .Thermomètre du vase et un autre du bain d'eau.

Mode opératoire :

- .Remplir le vase d'huile à analyser jusqu'au niveau indiqué par la marque de remplissage.
- .Poser le couvercle et placer tous sur le dispositif de chauffage.
- . Chauffer l'appareil pour que la température s'accroisse de 2°C à 3°C par minute.
- . Allumer la flamme la flamme d'essai et ajuster à la grosseur de la perle puis actionner l'agitateur.
- .Au moyen d'un système mécanique appliquer la flamme d'essai (on arrête l'agitation pendant la manœuvre de la flamme).

Le point d'éclair est la température indiqué par le thermomètre au moment où la flamme d'essai produit une leur distincte dans le vase. Et pour les résultats de point d'éclair du pétrole brut algérien est inférieur à 15°C .

IV.2.6. Indice de réfraction

L'indice de réfraction est une propriété physique que l'on peut de déterminer facilement au laboratoire à l'aide d'un appareil que nous appelons réfractomètre.

CHAPITRE IV : MATERIELS ET METHODOLOGIES

L'essai de l'indice de réfraction fait l'objet de la norme **ASTM D1218**. L'équipement de cet essai présenté ci-dessus :



Figure IV. 8: L'appareil de mesure l'indice de réfraction.

Le principe :

La mesure de l'indice de réfraction d'un échantillon liquide est déterminée par l'angle de réfraction d'un rayon lumineux à 20°C, cette mesure est affichée sur l'écran. Les rayons lumineux de direction de vitesse en changeant de milieu, c'est la réfraction. L'avantage de cet appareil (refractomètre automatique) est d'éviter de lecture de notre œil.

Mode opératoire :

- . Régler le bain thermostatique à 20°C.
- . Avant et après chaque essai, nettoyer les deux faces du prisme avec du coton hydrophile imbibé d'un solvant (toluène ou acétone) et après par un coton sec.
- . Introduire sur le prisme de réfractomètre quelques gouttes de l'échantillon à l'aide d'une seringue, puis par ajustement de la raie noter directement l'indice de réfraction dont la précision est de + 0.0001.

IV.2.7. Le point d'écoulement, point de congélation :

La norme **NFT60-105** équivalent **ASTM D97** a pour l'objet de décrire une méthode expérimentale de détermination du point de congélation. L'équipement est présenté ci-dessus :

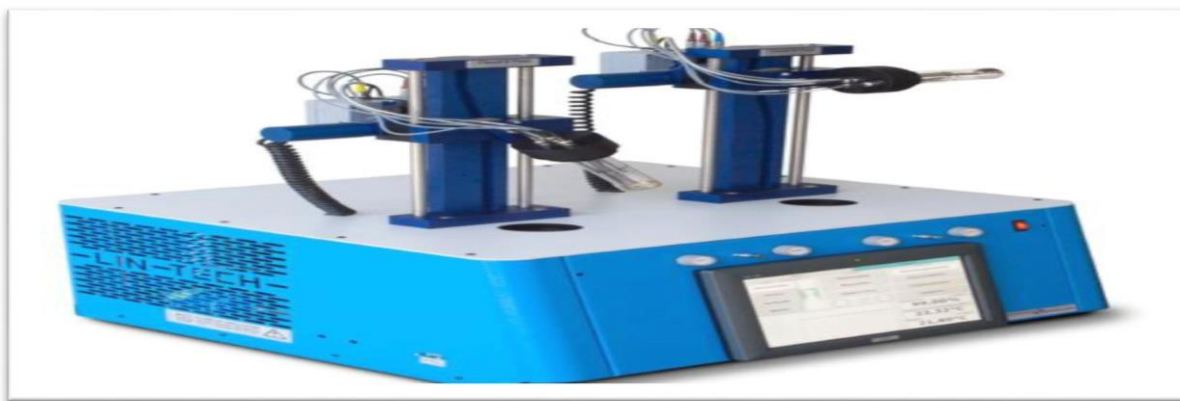


Figure IV. 9 : l'appareil de mesure le point de congélation.

Le principe :

Le principe de cette méthode est de déterminer l'intervalle de température dans lequel se fait le passage d'un brut à l'état solide celle-ci est exposée au froid.

L'appareillage :

- . Un tube à essai.
- . Un thermomètre.
- . Un joint annulaire.
- . Un bain réfrigérant.

Mode opératoire :

- . Chauffer l'échantillon avant de le refroidir progressivement avec des bains réfrigérants de plus en plus froid, (0°C, -17°C, -34°C, et -51°C).
- . Verser le produit a analysé dans le tube à essai jusqu'au trait jauge.
- . Renfermer le tube avec un bouchon muni d'un thermomètre maintenu verticalement et bien centré à la naissance capillaire de thermomètre.
- . Placer le tube à essai dans le bain réfrigèrent (éthanol) de manière qu'elle dépasse au plus de 25 mm le niveau de milieu réfrigèrent, et on examine le tube à essai après abaissement de la température 3°C.
- . Commencer les mesure à une température de préférence multiple de 3°C et supérieures à 15°C et on met le tube à essai dans le premier compartiment de 0°C.

- . Si le liquide ne casse pas de couler quand la température atteint 9°C placer le tube dans le compartiment de -17°C.
- . Si le liquide ne cesse pas de couler quand la température atteint -6°C placer le tube dans le compartiment de -34°C et si on n'a pas encore atteint le point de congélation à la température de -24°C placer le dans le dernier compartiment de -51°C.
- . Dès que l'échantillon ne coule plus, lorsque le tube est incliné, maintenir le tube à essai dans la position horizontale pendant 5 secondes. Si la surface de l'échantillon ne se déforme pas, et enfin noter la température qui est le point de congélation.
- . Le point d'écoulement s'obtient en ajoutant 3°C à cette température.

IV.2.8. Le point de trouble

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

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

IV.2.9 La teneur en eau et sédiments

L'évaluation de cette propriété est basé sur la norme **AFNOR NF M07-020** équivalent **ASTM D1796, ISO 3734** qui décrit une méthode de détermination par centrifugation jusqu'à volume constant. L'équipement est présenté ci-dessus :



Figure IV. 10: L'appareil de mesure la teneur en eau et sédiment (BSW).

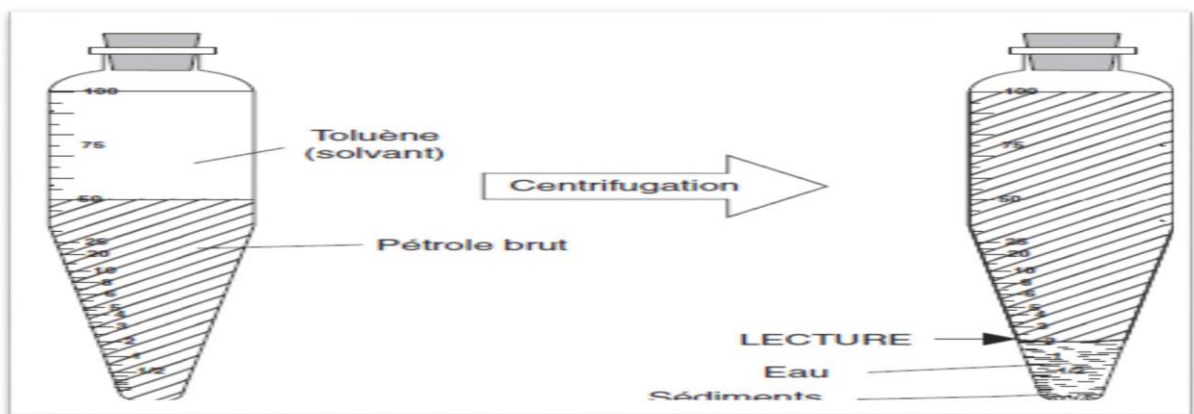


Figure IV. 11: Les tubes de centrifugation.

Le principe :

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

L'appareillage :

- . Une centrifugeuse.
- . Un bain chauffant constitué par un liquide ou un bloc métallique maintenu à une température de 70°C.
- . Des tubes de centrifugation.

Mode opératoire :

- . Remplir le tube avec l'échantillon jusqu'à la graduation 50 ml.
- . Compléter ensuite jusqu'à 100ml avec du toluène.
- . Boucher les tubes d'une manière étanche.
- . Agiter vigoureusement jusqu'à ce que leur contenu soit complètement mélangé puis allumer la centrifugeuse et placer le tube dedans.
- . Fermer le couvercle.
- . Programmer un temps de centrifugation égale à 10 min avec une vitesse de rotation de 2000 tours/min.
- . Une fois la durée est terminée, retirer le tube et lire la graduation correspondante au dépôt eau sédiments.
- . Refaire la centrifugation jusqu'à ce que le niveau lu reste constant.
- . Placer ensuite le tube dans le bain d'eau de température 70°C pendant 30 min pour s'assurer qu'il s'agit bien de sédiment et non pas des paraffines.

IV.2.10 Indice d'acidité

La norme **NF 60-112** équivalent **ASTM 974 /ISO 6618** a pour objectif de décrire une méthode de détermination des indices d'acidité des produits pétroliers. L'unité de cet essai est (mg KOH/g), l'appareil est ci-dessus :



Figure IV. 12: Appareil pour détermination de l'indice d'acidité.

Le principe :

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

L'appareillage :

- . Un ballon d'un litre.
- . Un entonnoir en verre.
- . Une fiole de 250 ml.

Produits utilisés :

- . Un solvant de titrage qui est un mélange de 495 ml d'alcool isopropylique et 5ml d'eau distillée.
- . Préparation de la solution de potasse KOH dans l'alcool isopropylique 0.1N.
- . Un indicateur coloré (phénol phtaléine).

Mode opératoire :

- . Préparation de la solution de titrage : Mélange 500 ml toluène, 495 ml d'alcool isopropylique et 5 ml d'eau distillée.

Préparation de la solution de potasse KOH :

- . Dans un ballon d'un litre on ajoute 3g de potasse en pastille à 495 ml d'alcool isopropylique.
- . Faire bouillir à reflux 10 à 15 minutes en agitant fréquemment pour éviter le formation d'une croute solide au fond du ballon.
- . Ajouter 1g d'hydroxyde de baryum et faire de nouveau bouillir pendant 10 min.
- . Laisser refroidir à la température ambiante et laisser reposer pendant quelques heures.
- . Filtrer la solution à travers un entonnoir en verre. Cette opération a pour but d'éliminer les carbonates insolubles dans l'alcool.

- . Peser une quantité de 0.2 ml de la prise d'essai.
 - . Introduit dans une fiole conique 100 ml de solvant et 0.5 ml de solution colorante (phénol phtaléine), on bouche, on agite et on verse la prise d'essai.
 - . Fait le titrage par KOH à la température ambiante.
 - . Arrêter le titrage quand la couleur de la solution vire vert le virage vert (la coloration orange passe à une coloration verte ou vert-brun), persiste durant 15 secondes, et on note le volume de KOH nécessaire pour ceci :
- *L'indice d'acidité totale se calcule par la formule suivante :

$$\text{Indice d'acidité (mg KOH/g)} = \frac{(V1-V0) \times N_{koh} \times 56.1}{M}$$

V0 : volume en ml de KOH nécessaire pour titrer la solution.

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

NKOH : Normalité de la solution KOH.

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

56.1 : équivalent gramme de KOH.

IV.2.11 : Pouvoir calorifique supérieur

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

Appareillage

Bombe calorimétrique à oxygène de 300 ml ;

- . Manomètre et détendeur avec un adaptateur pour la bombe.
- . Support pour la bombe.
- . Boîte de mise à feu.
- . Bain d'eau.
- . Gaz : oxygène.

- . Réservoir ovale d'une capacité de 2 litres.
- . Thermocouple ou thermomètre pouvant lire des variations de températures de 0,02 °C.

Méthode d'essai :

- . Installer la tête de la bombe comprenant l'électrode à anneau sur son support et placer un fil d'allumage d'environ 10 cm entre les deux électrodes de la bombe.
- . Verser 1,0 ml de la solution de NaOH 5 N (cf. 6.5) pour capter les vapeurs dans la base de la bombe.
- . Peser une quantité d'échantillon (environ 0.5 g) ;
- . Déposer l'échantillon sur l'électrode à anneau et placer le fil d'allumage de façon à ce qu'une longueur d'au moins 2 mm trempe dans l'échantillon. Le fil d'allumage ne doit pas toucher le liquide. Insérer immédiatement la tête de la bombe sur la base et fermer à l'aide de l'anneau en vissant à la main fermement, mais sans forcer. Manipuler la bombe avec soin pour éviter que l'échantillon ne s'échappe ;
- . Installer la bombe dans l'étau et admettre 30 atm d'oxygène ;
- . Verser 1,8 litre d'eau dans le réservoir du calorimètre en utilisant un cylindre gradué ;
- . À l'aide des pinces, introduire la bombe dans le réservoir du calorimètre. L'eau doit couvrir le dessus de la bombe en excès d'au moins 1 cm ;
- . Fixer les fils de la boîte de mise à feu sur la tête de la bombe. Après 10 secondes, vérifier l'étanchéité de la bombe en s'assurant qu'aucune bulle d'air ne s'échappe de la bombe ;
- . Installer le couvercle du calorimètre, le thermocouple et la courroie d'entraînement de l'agitateur ;
- . Attendre que la température de l'eau soit stable puis noter la température initiale (T_i) à $\pm 0,02$ °C ;
- . Après la mise à feu, la température augmente et atteint un maximum après environ 10 minutes ;
- . Noter la température finale (T_f) à $\pm 0,02$ °C ;
- . Retirer la courroie et le couvercle du calorimètre et détacher les fils de la boîte de mise à feu. Retirer la bombe du réservoir du calorimètre et la porter sous la hotte. Dévisser la valve de sortie d'air de façon que les gaz s'évacuent en plus d'une minute ;
- . Nettoyer la bombe avec du savon et rincer avec de l'eau entre deux échantillons ;
- . Changer l'eau du réservoir du calorimètre entre chaque échantillon ;

. La bombe doit être inspectée visuellement à chaque utilisation afin de vérifier l'usure des pièces. Si une pièce est usée, elle doit être remplacée avant de réutiliser la bombe.



Figure IV. 13: Calorimètre électronique.

IV.2.12 : Mesure de la corrosion à la lame de cuivre

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

Méthode d'essai :

- . Eliminer toute les taches sur les faces et les côtés des lames en utilisant un papier abrasif.
- . Emerger la lame dans un solvant de nettoyage (acétone) et ne retirer qu'au moment de polissage final.
- . Extraire la lame du solvant de nettoyage.
- . Polir les extrémités avec la poudre de carborundum et du coton hydrophile mouillé de quelques gouttes d'acétone.
- . Essuyer avec du coton propre.
- . Fixer la lame dans le support de polissage puis toutes les faces pour obtenir une lame d'aspect uniforme.

CHAPITRE IV : MATERIELS ET METHODOLOGIES

- . Eliminer les poussières en frottant vigoureusement avec du coton propre.
- . Emerger la lame dans un tube à essai contenant le produit à analyser.
- . Plonger le tube dans un bain à 50°C pendant 3 heures.
- . A la fin du temps d'essai, retirer le tube du bain et l'émerger dans de l'eau froide.
- . Retirer la lame et comparer à ma tablette des étalons de corrosion.

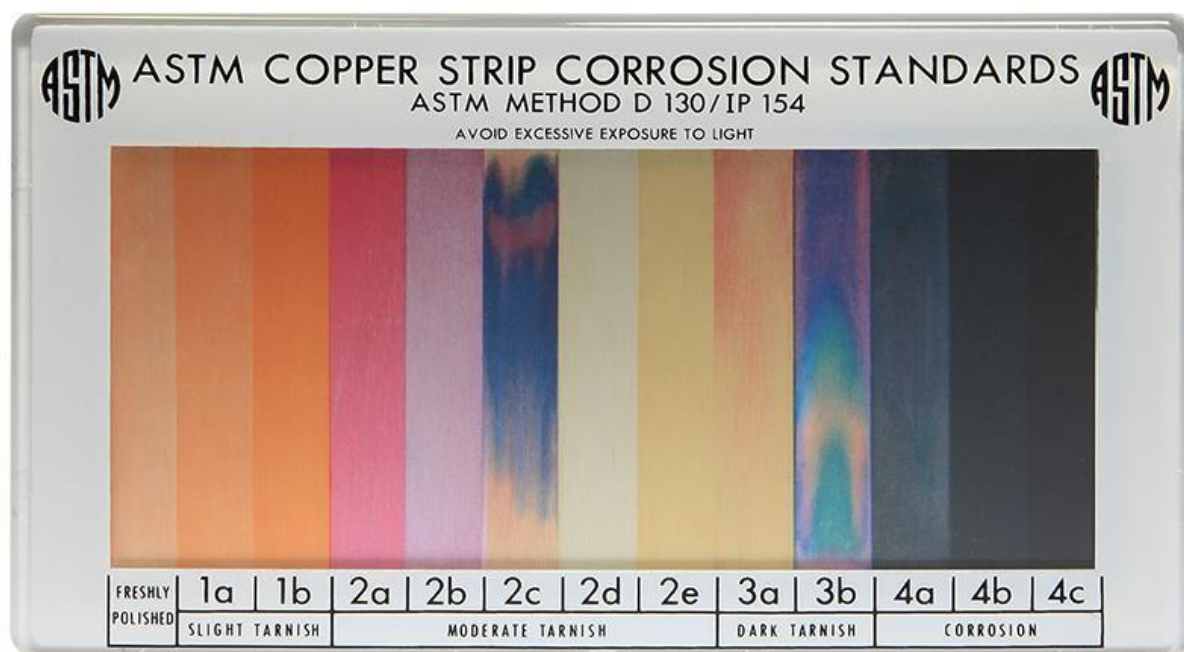


Figure IV. 14: Table de séries de couleurs de référence de la Corrosion à la lame de cuivre.

IV.3 : L'appareillage de distillation :

A. La distillation TBP :

Tableau IV. 1 : Conditions de la distillation des bruts et leurs fractions.

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

Méthode d'essai :

Déterminer la densité de l'échantillon.

- . Peser le ballon vide puis avec l'échantillon afin de déterminer la charge.
 - . Réaliser le montage et faire circuler le liquide de réfrigération (éthanol) à 20°C.
 - . Chauffer progressivement l'échantillon à l'aide du rhéostat pour permettre aux vapeurs de monter dans la colonne et atteindre le condenseur (tête de colonne) ou on remarque une chute de température jusqu'à 0°C.
 - . Une fois que la température a chuté, commencer la débutanisation en arrêtant la circulation de réfrigérant jusqu'à ce que la température atteigne 15°C puis reprendre la circulation du réfrigérant (cette débutanisation est réalisée jusqu'à ce que la température se stabilise entre 13°C et 15°C).
 - . Une fois que la température se stabilise noter comme point initial et on commence à distiller jusqu'à 65°C tout en refroidissant le recueil de cette fraction à une température inférieure à 0°C.
 - . Les fractions C5-65°C sont recueillis et pesés, l'indice de réfraction et la densité sont déterminés.
 - . Continuer la distillation atmosphérique avec un pas de 5°C en maintenant un taux de reflux de 5 :1, jusqu'à une température de 220°C.
 - . Peser et déterminer la densité et l'indice de réfraction de chaque pour chaque fraction.
- N.B :** Une fois qu'on constate qu'il n'y a plus de liquide qui descend du piège d'hydrocarbure on l'enlève et on le pèse après l'avoir soigneusement essuyé, puis on l'achemine vers le service chromatographie pour être analysé.

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

► **Distillation réduite (40mmHg) :** cette étape débute de 220°C jusqu'à 320°C.

- . Pour réduire la pression à 40mmHg relier le système de contrôle et de pompage à l'appareil, puis chauffer le ballon progressivement jusqu'à ce que la température en tête de colonne se stabilise au voisinage de 220°C puis commencer à distiller chaque 10°C jusqu'à 320°C en maintenant le même taux de reflux.
- . Pour chaque fraction on détermine sa densité, son poids et son indice de réfraction.

. Laisser l'installation refroidir pour passer à l'étape suivante.

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

► Distillation réduite (10mmHg) :

. Continuer la prise de coupe jusqu'à atteindre le point maximum souhaité ou jusqu'à ce que la charge indique des signes de craquement.

. Un craquement prononcé est prouvé par l'évolution des gaz comme est indiqué par la hausse de pression ainsi que l'apparition d'un brouillard dans le ballon.

Fermer la vanne de reflux ainsi que le système de chauffe. Laisser le contenu refroidir à une température permettant d'entamer la distillation à une pression inférieure sans ébullition.

. Peser toutes les fractions et déterminer leurs densités à 15°C et leurs indices de réfractions à 20°C.

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

Le volume en (ml) observé à une température ambiante.

.La température de vapeur en °C au plus proche de 0.5°C avec correction si nécessaire ;

.La température du liquide en ébullition en °C au plus proche de 1°C.

. La chute de pression dans la colonne en mmHg.

.La pression d'exploitation mesurée en tête de colonne en mmHg absolu avec correction si nécessaire.

► Distillation sous pression réduite 5 mmHg :

Cet essai se fait selon la norme **ASTM D1160**, C'est l'étape qui précède la distillation sous 10mm Hg, se fait pour le résidu atmosphérique selon les étapes suivantes :

CHAPITRE IV : MATERIELS ET METHODOLOGIES

.Vingt programmes de distillation peuvent être stockés en mémoire. Chaque programme est identifié par un numéro de programme et le nom de l'échantillon.

. Un programme réservé au nettoyage est également stocké, cela permet un nettoyage rapide de la colonne à l'aide du toluène.

- Une fois que le programme est créé on procède à l'essai :

- 1- Taper sur M.

- 2- Faire entrer la densité de l'échantillon à la température de l'éprouvette et valider.

- 3- L'essai se déclenche.

- 4- Les volumes distillés sont affichés dans l'écran.

- 5- Une fois que l'essai est terminé, attendre la dépressurisation indiquée par une alarme.

- 6- Lancer l'impression des résultats.



Figure IV. 15 : Appareil de distillation ASTM D2892.



Figure IV. 16: Appareil semi-automatique de la distillation des produits pétroliers à pression réduite ASTM D1160.

B. Distillation ASTM D86 :

Méthode d'essai :

- . L'appareil comporte un ballon de 100ml que l'on chauffe, lorsque le mélange commence à bouillir les vapeurs formées sont condensées dans un tube en cuivre baignant dans un mélange d'eau et de glace pilée, puis recueillis dans une éprouvette graduée.
- . L'apparition de la première goutte du produit pétrolier correspond à une température appelée point initial de la distillation.
- . Nous relevons ensuite régulièrement les températures qui correspondent respectivement à 5%, 10%, 20%...95% du produit distillé recueillis.
- . Lorsque 95% du produit est distillé, il suffit de suivre l'évolution de la température qui passe par un maximum puis décroît par suite de l'altération thermique des dernières traces de liquides dans le ballon.



Figure IV. 17: Appareil de distillation ASTM D86.

CHAPITRE V :
PARTIE EXPERIMENTALE
CARACTERISATION DU PETROLE
BRUT ALGERIEN

V.1.Introduction

Dans cette partie expérimentale, nous allons étudier un pétrole provenant de l'arrivée du terminal d'Arzew, Pour ce faire, nous commençons par réaliser des essais préliminaires au laboratoire : la masse volumique, tension de vapeur Reid, viscosité, point d'éclair, le point de trouble, le point de congélation et le point d'écoulement en vue de déterminer la qualité de ce pétrole.

Par la suite, la distillation TBP a été réalisée conformément à la norme ASTM D2892, en vue de récupérer les différents distillats, notamment les résidus atmosphériques et tracer les courbes de distillations.

Les résidus atmosphériques ont subi à leurs tours des distillations sous vides très poussées, en vue de déterminer la température finale de distillation de ceux-ci.

Les résultats fournis par la distillation sous vide ASTM D1160 subissent une conversion en résultats TBP.

V.2.Etude du pétrole brut

V.2.1. Caractéristiques physico-chimiques du brut

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

Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau V. 1: Caractérisation physico-chimiques du pétrole prélevé au niveau de l'Arrivée du Terminal d'ARZEW

Caractéristiques	Unité	Résultats
Masse volumique à 20C°	g/cm ³	0.7954
Masse volumique à 15C°	g/cm ³	0.7993
Specific gravity 60/60 °F		0.7998
°API		45.4
Tension de vapeur Reid, (TVR) à 37.8°C (100°F)	KPa	68.1
	Psi	9.88
	Kg/cm ²	0.695
	°C	< -4.125
Point d'éclair, Vase fermé	°C	-42
Point de congélation	°C	-39

Point d'écoulement		
Viscosité cinématique à 20 °C	cSt	2.409
Viscosité cinématique à 37.8 °C	cSt	1.548
Teneur en soufre par Ray X	% Pds	0.0499
Pouvoir Calorifique Supérieur	Kcal/ Kg	11060
Poids moléculaire	g/mole	165.8
KUOP	-	11.9
Teneur en eau et sédiments (BSW)	% Vol	0.1
Teneur en eau par extraction	% Vol	Nulle
Teneur en sels "NaCl"	Ppm	834.4
TA N	Mg KOH /g	0.02
Teneur en asphaltènes	% Pds	< 0.05
Teneur en Mercure	ug / l	4.915
Teneur en Paraffines	% Pds	1.089

D'après les résultats obtenus, nous constatons que ce pétrole brut est classé parmi les bruts légers ($d_4^{15} < 0,828$) présentant une densité de 0,7990.

Sur la base de la valeur de facteur de caractérisation pour ce brut, $K_{uop} = 11.9$

Nous pouvons dire que notre brut appartient à la famille des hydrocarbures mixtes à tendance Paraffinique, cette tendance est confirmée par son bas point de congélation (< - 45). Il s'agit aussi des bruts caractérisés par l'absence totale d'eau ainsi qu'une faible teneur en soufre (<0.5 %), ce qui évitera au raffineur les opérations ultérieures de séparation dont le but est de minimiser tous risques de corrosion des installations dans les raffineries et le bouchage des canalisations lors de transport.

Ce pétrole est léger d'après leur masse volumique qui est de 0.7954 (°API 45.4). La valeur de tension de vapeur REID (0.695 Kg/cm²) dénote la présence d'hydrocarbures légers et indique une bonne stabilisation du pétrole. Ce brut présente un pouvoir calorifique assez important (11060Kcal/Kg) permettant ainsi une meilleure combustion des produits pétroliers.

V.2.2. Distillation TBP du brut (True Boiling Point)

CHAPITRE V : PARTIE EXPERIMENTALE 'CARACTERISATION DU PETROLE BRUT ALGERIEN'

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

Cette opération commence par un dégazage pour récupérer les C5- à des températures inférieures à 12.5°C pour le brut. Nous récupérons par la suite le distillat à des intervalles de température de 5°C pour chaque fraction jusqu'à 220°C, puis un pas de 10°C jusqu'à 380°C. À la fin de cet essai, nous déterminerons le % volume, le % poids, la densité (d^{15}_4) et (d^{20}_4), l'indice de réfraction (n^{20}_d) et le facteur Kuop.

Les résultats obtenus sont rassemblés dans le tableau suivant :

Tableau V. 2: Résultats d'analyses de la distillation TBP du pétrole prélevé au niveau de l'arrivée du terminal d'Arzew

N° Fracti ons	Temp ératu re en °C à 760m mHg	% poid s	%poi ds cumu lés	*Masse volumi que à 20°C, g/cm ³	*Masse volumiqu e à 15°C, g/cm ³	% volu me	% volu me cumu lés	Indic e de réfrac tion à 20°C	KU OP
Léger s	<12.5	2.5	2.5	-	0.5821	3.4	3.4	-	-
1	12.5- 65	7.4	9.9	0.6482	0.6530	9.0	12.4	1.369 0	-
2	65-70	0.3	10.2	0.6881	0.6927	0.4	12.8	1.388 0	12.2 5
3	70-75	0.9	11.1	0.6954	0.7000	1.0	13.8	1.391 4	12.1 8
4	75-80	0.9	12.0	0.6983	0.7029	1.1	14.9	1.392 9	12.1 9
5	80-85	1.1	13.1	0.7027	0.7073	1.3	16.2	1.395 1	12.1 7
6	85-90	1.6	14.7	0.7090	0.7135	1.8	18.0	1.398 1	12.1 2
7	90-95	0.9	15.6	0.7143	0.7188	1.0	19.0	1.398 7	12.0 9
8	95- 100	0.9	16.5	0.7199	0.7244	1.0	20.0	1.403 8	12.0 5
9	100- 105	1.4	17.9	0.7243	0.7288	1.5	21.5	1.406 2	12.0 3
10	105- 110	1.3	19.2	0.7258	0.7303	1.4	22.9	1.407 0	12.0 6
11	110- 115	1.2	20.4	0.7277	0.7322	1.3	24.2	1.409 0	12.0 8
12	115- 120	1.7	22.1	0.7323	0.7368	1.9	26.1	1.410 8	12.0 6

CHAPITRE V : PARTIE EXPERIMENTALE ‘CARACTERISATION DU PETROLE BRUT ALGERIEN’

13	120-125	1.5	23.6	0.7393	0.7437	1.6	27.7	1.4147	12.00
14	125-130	1.2	24.8	0.7449	0.7493	1.2	28.9	1.4178	11.96
15	130-135	1.2	26.0	0.7479	0.7523	1.2	30.1	1.4195	11.96
16	135-140	1.3	27.3	0.7504	0.7548	1.4	31.5	1.4208	11.97
17	140-145	1.4	28.7	0.7542	0.7586	1.5	33.0	1.4228	11.96
18	145-150	1.2	29.9	0.7591	0.7635	1.3	34.3	1.4256	11.93
19	150-155	1.4	31.3	0.7637	0.7681	1.5	35.8	1.4283	11.90
20	155-160	1.4	32.7	0.7682	0.7725	1.4	37.2	1.4309	11.88
21	160-165	1.6	34.3	0.7714	0.7756	1.6	38.8	1.4327	11.88
22	165-170	1.3	35.6	0.7746	0.7786	1.3	40.1	1.4344	11.88
23	170-175	1.4	37.0	0.7779	0.7818	1.4	41.5	1.4361	11.87
24	175-180	1.6	38.6	0.7812	0.7850	1.7	43.2	1.4379	11.87
25	180-185	1.1	39.7	0.7863	0.7900	1.1	44.3	1.4403	11.84
26	185-190	0.6	40.3	0.7890	0.7927	0.6	44.9	1.4416	11.84
27	190-195	0.5	40.8	0.7903	0.7940	0.5	45.4	1.4424	11.86
28	195-200	2.1	42.9	0.7933	0.7969	2.1	47.5	1.4441	11.86
29	200-205	1.3	44.2	0.7952	0.7988	1.3	48.8	1.4450	11.88
30	205-210	0.6	44.8	0.7954	0.7990	0.6	49.4	1.4451	11.91
31	210-215	1.1	45.9	0.7974	0.8010	1.1	50.5	1.4461	11.93
32	215-220	0.4	46.3	0.8007	0.8043	0.4	50.9	1.4479	11.92
33	220-230	4.1	50.4	0.8044	0.8080	4.1	55.0	1.4500	11.91
34	230-240	1.5	51.9	0.8124	0.8160	1.5	56.5	1.4547	11.87
35	240-250	1.6	53.5	0.8174	0.8209	1.6	58.1	1.4576	11.89
36	250-260	2.6	56.1	0.8245	0.8280	2.5	60.6	1.4622	11.86

CHAPITRE V : PARTIE EXPERIMENTALE 'CARACTERISATION DU PETROLE BRUT ALGERIEN'

37	260-270	1.2	57.3	0.8299	0.8334	1.1	61.7	1.4654	11.81
38	270-280	3.5	60.8	0.8346	0.8381	3.3	65.0	1.4682	11.83
39	280-290	1.7	62.5	0.8384	0.8418	1.6	66.6	1.4698	11.82
40	290-300	1.8	64.3	0.8405	0.8439	1.7	68.3	1.4707	11.90
41	300-310	1.7	66.0	0.8434	0.8468	1.6	69.9	1.4719	11.91
42	310-320	1.9	67.9	0.8482	0.8516	1.8	71.7	1.4744	11.87
43	320-330	1.5	69.4	0.8631	0.8665	1.4	73.1	1.4828	11.86
44	330-340	1.7	71.1	0.8639	0.8673	1.6	74.7	1.4838	11.88
45	340-350	2.0	73.1	0.8686	0.8720	1.8	76.5	1.4869	11.85
46	350-360	1.5	74.6	0.8730	0.8764	1.4	77.9	1.4897	11.89
47	360-370	1.3	75.9	0.8743	0.8777	1.2	79.1	1.4904	11.81
48	370-380	1.5	77.4	0.8758	0.8792	1.4	80.5	1.4909	11.85
R	380+	22.3	100.0	-	0.9251	19.5	100.0	-	-

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

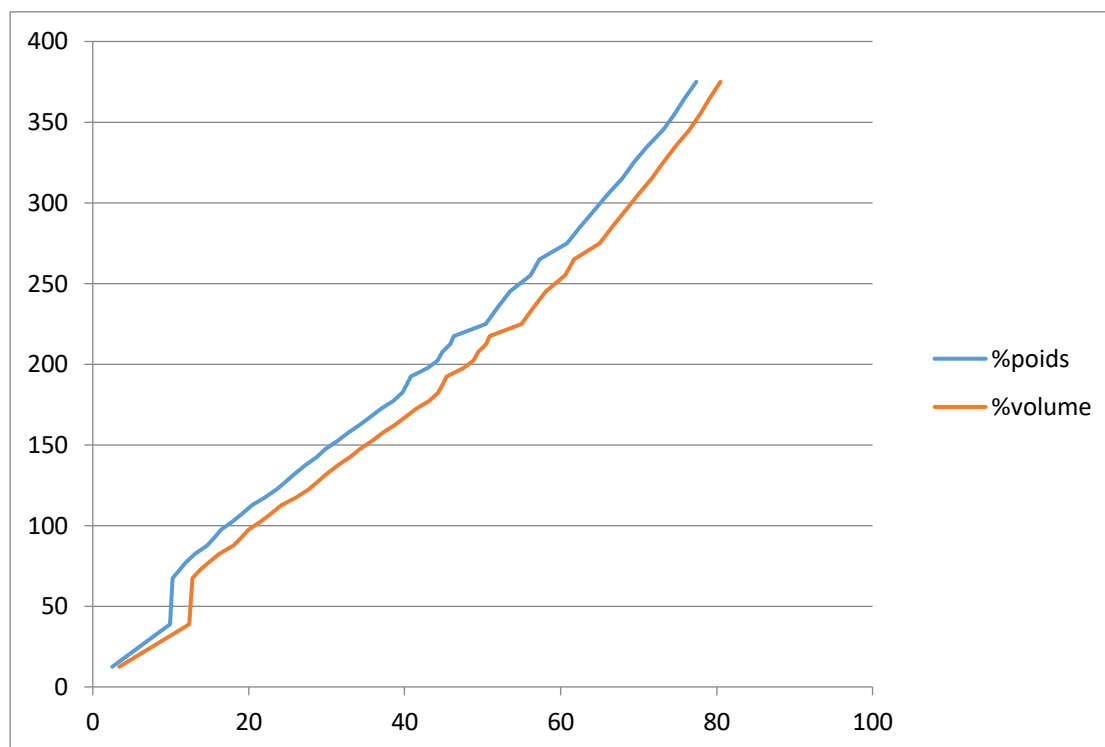


Figure V. 1: Courbe de la Distillation TBP du pétrole prélevé au niveau de l'Arrivée du Terminal de d'ARZEW

Au début de la distillation TBP, les gaz non condensables obtenus à une température inférieure à 12,5 °C, qui représentent 3,4 % en volume pour les analyser par chromatographie en phase gazeuse, cette valeur nous indique que ce pétrole contient une quantité considérable de gaz dissous dans le pétrole.

Nous avons récupéré 48 fractions au total plus le résidu, le point initial de la distillation qui est de 12.5 °C correspond à la température d'ébullition du constituant le plus volatil.

À la pression atmosphérique, le taux de distillat récupéré est de 50.9 % réparti en 32 fractions, c'est ce qui montre encore une fois que le brut est riche en produits légers.

Le premier vide créé (40 mmHg) a mené à l'obtention de 10 fractions dont le pourcentage volumique est de 18.5 % qui représente les fractions moyennes.

Quant au deuxième vide (10 mmHg), on a récupéré 7 fractions dont le pourcentage volumique 10.6 % correspond aux fractions lourdes.

V.3. Distillation sous pression réduite du résidu atmosphérique ‘R380⁺°C’

La distillation sous vide du résidu issu de la distillation TBP est effectuée dans un appareil automatique de distillation, sous une pression réduite de 2 mm Hg jusqu’à une température maximale de 532°C selon la norme **ASTM D1160**.

Une coupe fuel-oil (380-532°C) et un résidu sous vide ‘R532⁺°C’, ont été récupérés. Les données de cette distillation sous vide ASTM D1160 du résidu atmosphérique sont consignées dans le tableau ci-dessous :

Tableau V.3: Données de la distillation sous pression réduite du résidu atmosphérique ‘R380⁺°C’

% Volume	Résultats en °C
Point initial	387.5
5 % Vol	402.2
10 % Vol	408.5
20 "	417.8
30 "	431.2
40 "	450.8
50 "	473.1
60 "	499.5
70 "	530.3
Point final	532.1
Distillat,% vol	72.9
Résidu, % vol	27.1

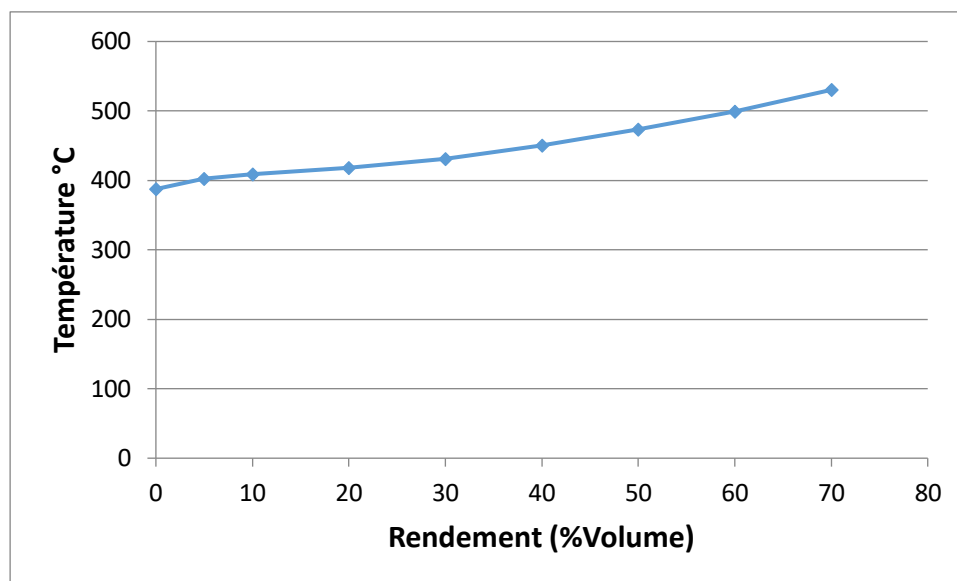


Figure V. 2: Courbe de la distillation Sous pression Réduite du Résidu Atmosphérique « R380+ »

V.4. Rendement en produits énergétiques et produits non énergétiques

Les rendements en différents produits énergétiques et non énergétiques ont été calculés à partir des données de la distillation TBP en coupes étroites de ce pétrole.

Les rendements en fuel et en résidu sous vide fournis par la distillation sous une pression réduite, plus poussée du résidu atmosphérique, ont été rapportés à la charge du pétrole brut.

Les différents rendements obtenus, sont donnés dans le tableau présenté ci-après :

Bilan de valorisation des coupes larges

Le schéma de valorisation utilisé dans le cadre de la présente étude est comme suit :

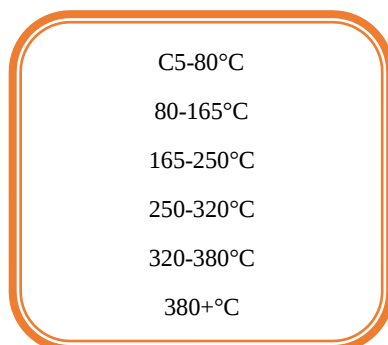


Tableau V. 3 : Bilan de valorisation en coupes larges du pétrole prélevé au niveau de l'arrivée du terminal d'Arzew

Coupes	% Poids	Position sur le brut	% volume	Position sur le brut
<u>Légers C₅</u> : <C ₅	2.5	0.0 – 2.5	3.4	0.0 – 3.4
<u>Naphta légère :</u> Pi – 80°C	9.5	2.5 – 12.0	11.5	3.4 – 14.9
<u>Naphta lourde :</u> 80 – 165°C	22.3	12.0 – 34.3	23.9	14.9 – 38.8
<u>Naphta totale :</u> Pi – 165°C	31.8	2.5 – 34.3	35.4	3.4 – 38.8
<u>Kérosène :</u> 165- 250°C	19.2	34.3 – 53.5	19.3	38.8 – 58.1
<u>Gasoil léger :</u> 250- 320°C	14.4	53.5 – 67.9	13.6	58.1 – 71.7
<u>Gasoil lourd :</u> 320- 380°C	9.5	67.9 – 77.4	8.8	71.7 – 80.5
<u>Gasoil total :</u> 250- 380°C	23.9	53.5 – 77.4	22.4	58.1 – 80.5
<u>Résidu atmosphérique :</u> 380+°C	22.6	77.4 – 100.0	19.5	80.5 – 100.0
<u>Fuel :</u> 380 – 532°C	16.1	77.4 – 93.5	14.2	80.5 – 94.7
<u>Résidu sous vide :</u> 532+°C	6.5	93.5 – 100.0	5.3	94.7 – 100.0

Ces rendements en %poids et en %volume sont illustrés sur l'histogramme présenté sur la figure 3

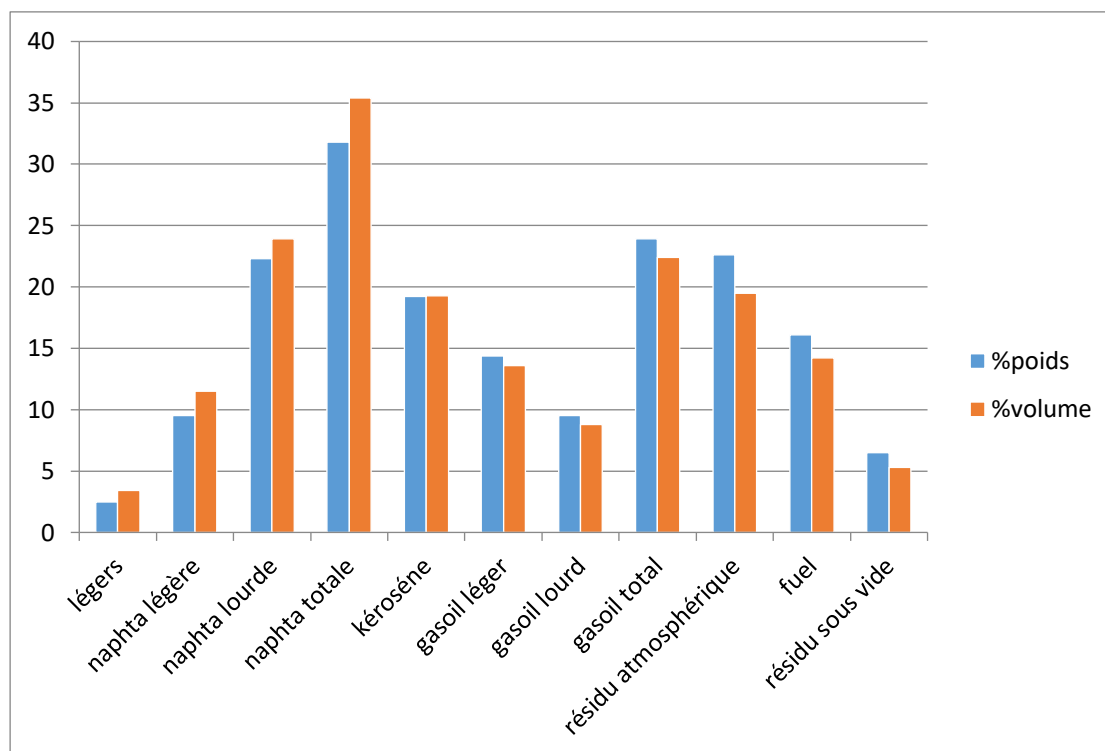


Figure V. 3 : Rendements en produits énergétique et non énergétique du pétrole prélevé au niveau de l'Arrivée du Terminal d'ARZEW

Pour les fractions légères (avec un intervalle de température inférieur à 165 °C) on récupère une essence totale qui englobe l'essence légère et lourde pour le pétrole et avec un pourcentage en volume de 35.4 %, du kérosène avec 19.3 % volumique pour un intervalle de température allant de 165 °C à 250 °C.

On récupère aussi du gasoil total comportant du gasoil léger et lourd pour le brut, pour un rendement de 22.4 % en volume avec une température d'ébullition de 250°C à 380 °C.

Le découpage du brut nous a permis de récupérer des fractions lourdes, dont le fuel oil, pour un pourcentage volumique de 14.2 %, avec un intervalle de température d'ébullition compris entre 380 °C et 532 °C.

V.5. Découpage du pétrole et caractérisation des différentes coupes pétrolières

Deux distillations TBP ont été réalisées sur cet échantillon de pétrole dans les mêmes conditions, afin de récupérer les différentes coupes larges en vue de fournir leur caractérisation complète.

Les deux schémas de découpage utilisés dans le cadre de la présente étude sont présentés ci-après :

Schéma I :

Naphta Légère	: PI-80°C
Naphta Lourde	: 80-165°C
Kérosène	: 165-250°C
Gasoil Légère	: 250-320°C
Gasoil Lourd	: 320-380° C
Résidu Atmosphérique	: R 380⁺°C

Schéma II :

Naphta Totale	: PI-165°C
Kérosène	: 165-250°C
Gasoil Totale	: 250-380°C
Résidu Atmosphérique	: R380⁺°C

Les principales caractéristiques physico-chimiques des différentes coupes larges issues de la distillation TBP de ce pétrole, ont été déterminées.

Des distillations analytiques selon la norme ASTM D86 ont été également réalisées sur les différentes coupes type naphta, kérosène et gasoil.

V.6. Etude du naphta issu de la distillation TBP en coupes larges.

Les résultats des analyses des différentes coupes pétrolières récupérées sont consignés dans les tableaux présentés ci-après :

V.6.1. Caractéristiques des coupes Naphtas

Tableau V. 4 : Caractéristique physico chimique des Naphtas

Caractéristiques	Unité	Résultats Naphta Légère Pi-80°C	Résultats Naphta Lourde 80-165°C	Résultats Naphta Totale Pi-165°C
Rendement sur pétrole	%pds	9.5	22.3	31.8
	%vol	11.5	23.9	35.4
Position sur pétrole	%pds	2.5-12.0	12.0-34.3	2.5-34.3
	%vol	3.4-14.9	14.9-38.8	3.4-38.8
*Masse volumique à 20°C	g/cm ³	0.6505	0.7365	0.7145
*Masse volumique à 15°C	g/cm ³	0.6554	0.7411	0.7191
SpGr		0.6560	0.7418	0.7198
°API		84.2	59.3	65.1
Indice de réfraction à 20°C	-	1.3709	1.4133	1.4019
Tension de vapeur REID à 37,8°C (100°F)	KPa	117.9	14.5	50.4
	Psi	17.09	2.10	7.30
	Kg/cm ³	1.18	0.15	0.50
Point d'Aniline	°C	68.33	57.93	58.87
Poids moléculaire	g/mole	78	107	103
KUOP	-	12.7	11.9	12.2

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

- Les Naphta légères ayant une faible densité 0.6554 g/cm³ n'obéissent pas à la norme qui exige une valeur allant de 0.720 à 0.775g/cm³, ceci peut entrainer une évaporation de notre essence à la température ambiante, en vue aussi de la valeur de la TVR élevée (supérieure à la norme 1.019 Kg/cm²) pour les essences légères.
- Les essences lourdes et totales ayant une densité 0.7411 et 0.7191 respectivement obéissent à la norme ce qui évitera la vaporisation de notre essence ;
- En outre, les valeurs du point d'aniline et du kuop démontrent que nos essences de nature paraffinique ;

V.6.2. Distillation ASTM D86.

Tableau V. 5: Données de la distillation atmosphérique des coupes Naphtas

Coupes	Unité	Naphta Légère C5-80°C	Naphta Lourde 80-165°C	Naphta Totale Pi-165°C
Point initial	°C	25.2	86.6	43.4
5 %vol	°C	34.1	100.3	65.5
10 "	°C	36.8	103.1	72.1
15 "	°C	39.2	105.4	76.8
20 "	°C	41.3	107.4	81.7
25 "	°C	43.2	109.5	86.7
30 "	°C	45.0	111.7	91.6
35 "	°C	46.6	113.7	96.6
40 "	°C	48.4	116.2	101.4
45 "	°C	50.0	118.5	106.0
50 "	°C	51.8	120.8	110.3
55 "	°C	53.6	123.5	114.6
60 "	°C	55.6	126.4	119.0
65 "	°C	57.8	129.2	123.1
70 "	°C	59.9	132.2	127.7
75 "	°C	62.4	134.8	132.4
80 "	°C	65.4	139.2	137.2
85 "	°C	68.3	142.5	142.5
90 "	°C	71.9	146.7	148.0
95 "	°C	81.8	152.4	155.7
Point final	°C	82.6	158.6	161.0
Distillat,	%vol	95.1	98.7	97.7
Résidu,	%vol	1.0	1.2	1.1
Pertes,	%vol	3.9	0.1	1.2

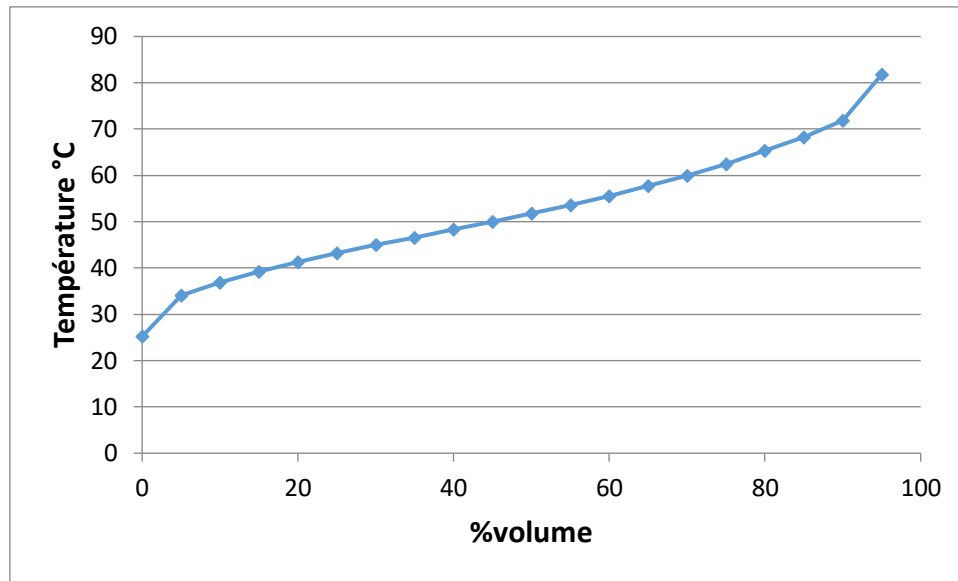


Figure V. 4: courbe de la Distillation ASTM D86 de la coupe Naphta <pi-80°C>

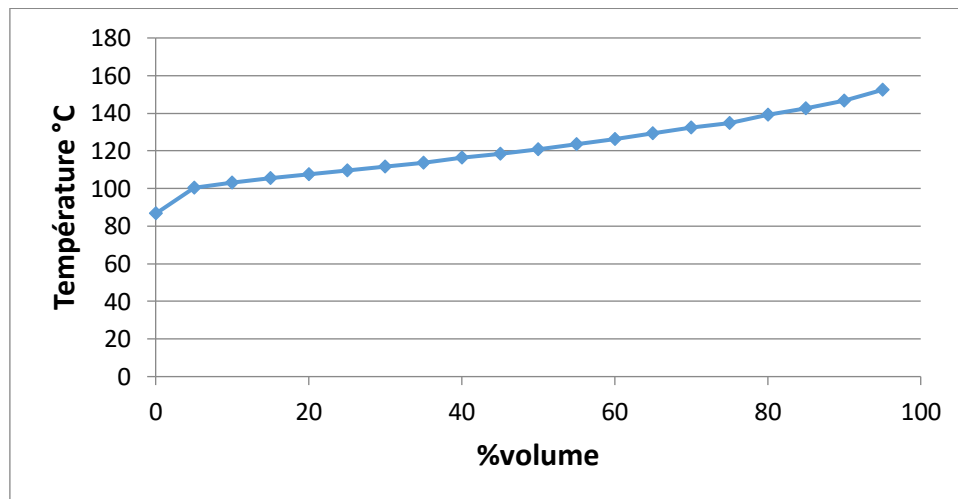


Figure V. 5: Courbe de la Distillation ASTM D86 de la coupe Naphta Lourde <80-165°C>

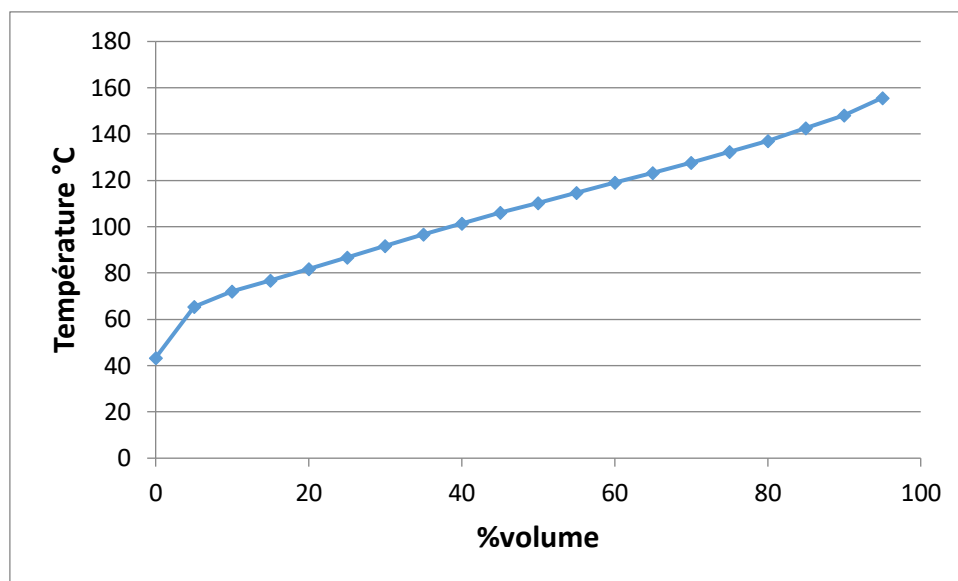


Figure V. 6: Courbe de la Distillation ASTM D86 de la coupe Naphta Totale <Pi-165°C>

La courbe de distillation ASTM est le reflet de la composition du produit, pour les essences elle nous fournit les indications sur la facilité de démarrage à froid. D'après les résultats obtenus, nous constatons que le point 10 % de l'essence légère ainsi que l'essence totale correspondent à des températures d'ébullition inférieures à la norme imposée 70°C, cette dernière est représentative de la valeur minimale en fraction légère telle qu'en période de froid il y a une vaporisation suffisante pour assurer le démarrage du moteur.

Le point 50 % correspond à des températures inférieures à la norme qui est de 140 °C qui assurent une volatilité correcte de la fraction du cœur de l'essence pour qu'au moment de la reprise du moteur qu'il y ait une bonne vaporisation du carburant permettant de tirer le maximum de puissance.

V.7. Etude des kérosènes issus de la distillation TBP en coupes larges.

V.7.1. Caractéristique physico-chimique du Kérosène

Tableau V. 6: Caractéristique physico-chimique du Kérosène

Caractéristiques	Unité	Résultats Kérosène 165-250°C
Rendement sur pétrole	%pds	19.2
	%vol	19.3
Position sur pétrole	%pds	34.3-53.5
	%vol	38.8-58.1

*Masse volumique à 20°C	g/cm ³	0.7957
*Masse volumique à 15°C	g/cm ³	0.7994
Specific gravity 60/60°F		0.8002
°API		45.3
Indice de réfraction à 20°C	-	1.4456
Point de congélation	°C	<-54
Point d'écoulement	°C	<-51
Point d'éclair, vase fermé	°C	60.87
Viscosité cinématique à 20°C	cSt	1.780
Viscosité cinématique à 37.8°C	cSt	1.350
*Teneur en soufre par Ray X	ppm	<17
Pouvoir Calorifique Supérieur	Kcal/kg	11 011.0
Poids moléculaire	g/mole	150
KUOP	-	11.7
TAN	Mg KOH/g	0.03

D'après les résultats obtenus et rassemblés dans le tableau précédent, nous constatons que le kérosène appartient à la famille des hydrocarbures paraffiniques. La densité répond à la norme commerciale ($0.741 \leq d \leq 0.802$). Son pouvoir calorifique assure un bon rendement de combustion.

V.7.2. Distillation ASTM D86.

Tableau V. 7: Données de la distillation atmosphérique de la coupe Kérosène

Coupes	Unité	Résultats Kérosène 165-250°C
Point initial	°C	174.0
5%vol	°C	183.0
10%vol	°C	185.2
15%vol	°C	187.1
20%vol	°C	188.6
25%vol	°C	190.5
30%vol	°C	192.7
35%vol	°C	194.6
40%vol	°C	196.4
45%vol	°C	198.5
50%vol	°C	200.6
55%vol	°C	203.0
60%vol	°C	205.5

65%vol	°C	208.2
70%vol	°C	211.3
75%vol	°C	214.5
80%vol	°C	218.0
85%vol	°C	222.0
90%vol	°C	226.7
95%vol	°C	233.2
Point final	°C	236.5
Distillat,	%vol	97.4
Résidu,	%vol	1.5
Pertes,	%vol	1.1

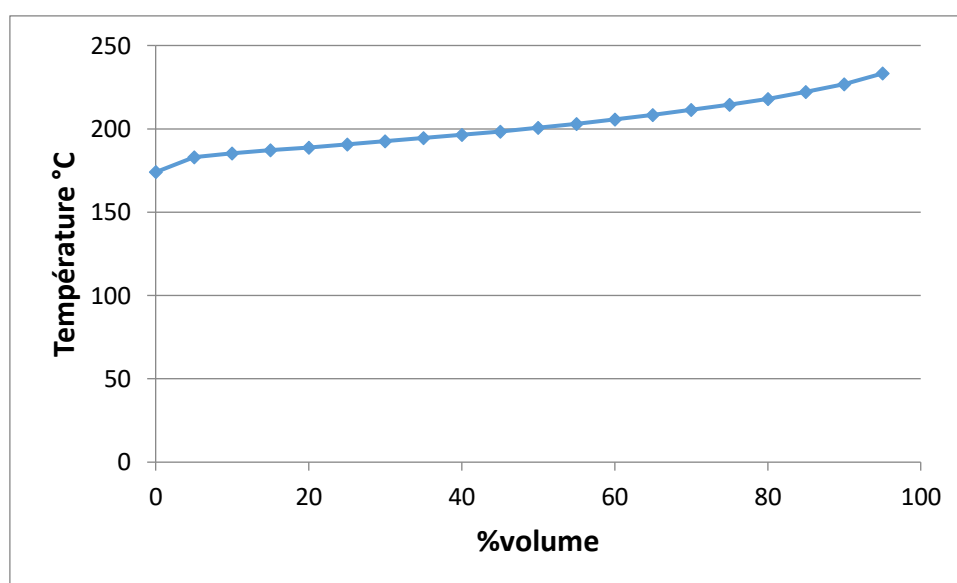


Figure V. 7 : Courbe de la Distillation Atmosphérique de la coupe Kérosène<165-250°C>

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

V.8. Étude des gasoils issus de la distillation TBP en coupes larges.

V.8.1. Caractéristique des coupes 'Gasoils'

Tableau V. 8 : Caractéristiques physico-chimique des Gasoils

Caractéristique	Unité	Résultats Gasoils Léger 250-320°C	Résultats Gasoils Lourd 320-380°C	Résultats Gasoils Total 250-380°C
Rendement sur pétrole	%pds %vol	14.4 13.6	9.5 8.8	23.9 22.4
Position sur pétrole	%pds %vol	53.5-67.9 58.1-71.7	67.9-77.4 71.7-80.5	53.5-77.4 58.1-80.5
*Masse volumique à 20°C	g/cm ³	0.8366	0.8633	0.8500
*Masse volumique à 15°C	g/cm ³	0.8402 0.8410	0.8668 0.8676	0.8535 0.8543
Specific gravity 60/60°F	-	36.8 1.4688	31.6 1.4936	34.1 1.4744
°API	-			
Indice de réfraction à 20°C	-			
Point de congélation	°C	-24	-3	-12
Point d'écoulement	°C	-21	0	-9
Point de trouble	°C	-20	+2	-7
Viscosité cinématique à 37.8°C	cSt	3.259	8.342	5.005
*Teneur en soufre par Ray X	%pds	0.0455	0.244	0.142
Pouvoir Calorifique Supérieur	Kcal/kg	10 898.5	10 800.4	10 864.8
DCN (Derived Cetane Number)	-	52.18	56.02	53.53
Pouvoir lubrifiant	µm	123	254	268
Température limite de filtrabilité	°C	-23	+4	-7

CHAPITRE V : PARTIE EXPERIMENTALE 'CARACTERISATION DU PETROLE BRUT ALGERIEN'

Poids moléculaire KUOP	g/mole -	196 11.7	274 11.9	215 11.8
TAN	Mg KOH/g	0.04	0.06	0.05

Selon les résultats obtenus dans le tableau, on remarque que la densité du gasoil léger et totale est conforme à la norme qui est de 0.82 à 0.86.

En ce qui concerne la teneur en soufre, celle-ci ne doit pas dépasser les 1 % ce qui concorde parfaitement avec nos valeurs obtenues ne dépassant pas les 0.25 %. Ce qui permet aux raffineurs d'éviter les opérations de désulfurisation.

V.8.2. Distillation ASTM D86.

Tableau V. 9: Données de la Distillation ASTM D86 des coupes Gasoils

Coupes	Unité	Résultats 250-320°C	Résultats 320-380°C	Résultats 250-380°C
Point initial	°C	253.0	314.7	251.7
5%vol	°C	263.1	323.3	272.1
10 ''	°C	264.4	323.9	275.2
15 ''	°C	265.4	324.1	277.6
20 ''	°C	266.2	324.1	279.8
25 ''	°C	266.9	324.3	281.5
30 ''	°C	267.7	325.8	284.2
35 ''	°C	268.3	326.8	287.1
40 ''	°C	269.2	327.1	290.3
45 ''	°C	270.1	327.7	293.0
50 ''	°C	271.1	329.1	297.4
55 ''	°C	272.3	329.8	301.1
60 ''	°C	273.5	330.6	305.1
65 ''	°C	274.7	331.5	309.9
70 ''	°C	276.1	333.0	314.5
75 ''	°C	277.8	334.9	319.8
80 ''	°C	279.8	336.5	325.3
85 ''	°C	282.1	338.9	331.3
90 ''	°C	285.1	342.1	338.3
95 ''	°C	289.4	346.8	347.3
Point final	°C	293.6	347.2	350.2
Distillat,	%vol	97.8	97.3	97.6
Résidu,	%vol	1.4	1.8	1.8
Pertes,	%vol	0.8	0.9	0.6

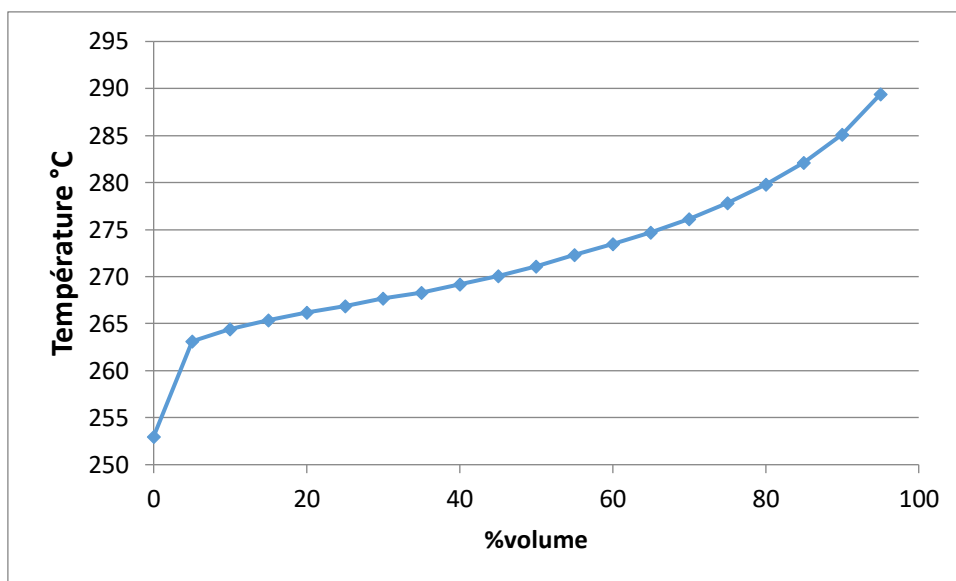


Figure V. 8 : Courbe de la Distillation ASTM D86 de la coupe Gasoil Léger « 250-320°C »

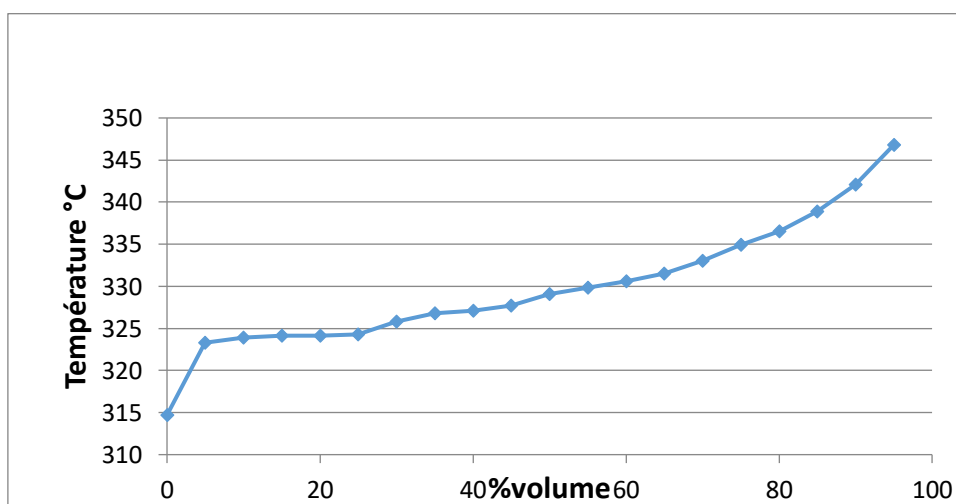


Figure V. 9: Courbe de la Distillation ASTM D86 de la coupe Gasoil Lourd « 320-380°C

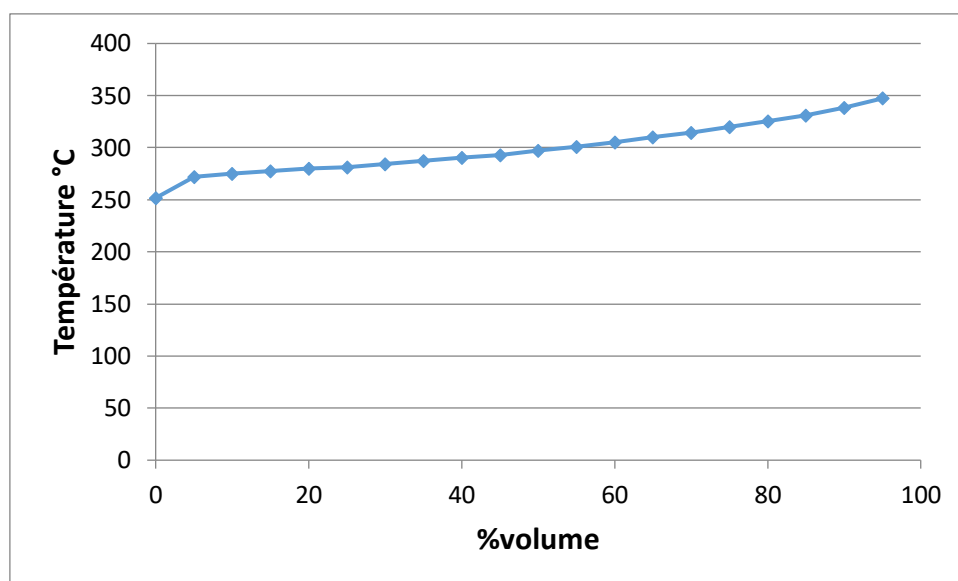


Figure V. 10: Courbe de la Distillation ASTM D86 de la coupe Gasoil Total « 250-380°C »

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

V.9.Caractéristiques du Résidu atmosphérique ‘R380+°C’

Tableau V. 10 : Caractéristiques physico-chimiques du Résidu atmosphérique ‘R380+°C’

Caractéristiques	Unité	Résultats Résidu R380+ °C
Rendement sur pétrole	% Pds %Vol	22.6 19.5
Position sur pétrole	%Pds %Vol	77.4 – 100.0 80.5 – 100.0
Masse volumique à 70°C Masse volumique à 15°C	g/cm ³ g/cm ³	0.8868 0.9251

Specific gravity 60/60°F °API		0.9260 21.3
Viscosité cinématique à 98.9°C	cSt	15.99
Point de congélation	°C	+ 12
Point d’écoulement	°C	+ 15
Teneur en soufre par Ray X	%Pds	0.293
Pouvoir calorifique supérieur	Kcal/Kg	10 648.6
Teneur en Paraffine	%Pds	4.67
Poids moléculaire	g/mole	420
Kuop	-	11.9
Teneur moléculaire	% Pds	0.03
Kuop	Mg Koh/g	0.03

D’après l’étude, on constate que ce résidu issus de ce brut appartient à des hydrocarbures mixtes à tendance paraffinique lourde, vu leur densité supérieure à 0.875 et leur poids moléculaire qui dépasse 400 g/mole. D’autre part, leur teneur en soufre et pouvoir calorifique supérieur sont acceptables.

Tableau V. 11: Teneur en éléments métallique du résidu atmosphérique ‘R380+°C’

Les éléments métalliques	Ppm
Fer (Fe)	1.0
Chrome (Cr)	0.0
Plomb (Pb)	2.7
Cuivre (Cu)	0.0
Etain (Sn)	0.0
Aluminium (Al)	0.0
Nickel (Ni)	0.3
Argent (Ag)	0.0
Molybdène (Mo)	0.0
Titane (Ti)	0.0
Vanadium (V)	0.3
Bore (B)	0.0
Magnesium (Mg)	0.2
Calcium (Ca)	0.6
Zinc (Zn)	0.2
Silicium (Si)	0.1
Sodium (Na)	0.2

Il se caractérise par la faible présence des métaux, il n’y aura donc pas de risque de corrosion et de contamination d’équipements.

V.10.Caractéristiques du fuel

**Tableau V. 12: Caractéristique physico-chimique du distillat sous vide « Fuel »
Coupe 380 – 532°C**

Caractéristiques	Unité	Résultats Fuel 380 – 532°C
Rendement sur pétrole	% Pds % Vol	16.1 14.2
Position sur le pétrole	% Pds % Vol	77.4 – 93.5 80.5 – 94.7
Masse volumique à 70°C Masse volumique à 15°C	g/cm ³ g/cm ³	0.8667 0.9052
Specific gravity 60/60°F °API		0.9061 24.7
Indice de réfraction	-	1.5028
Point de congélation	°C	+ 24
Point d'écoulement	°C	+ 27
Point de trouble	°C	+34
Viscosité cinématique à 98.9°C	cSt	7.651
Teneur en soufre par Ray X Pouvoir calorifique supérieur	% Pds Kcal/ Kg	0.257 10 719.7
Teneur en Paraffines	% Pds	4.15
Poids moléculaire	g/mole	304
Kuop	-	11.9
TAN	Mg KOH/g	0.06

On constate que ce résidu est un produit lourd. En ce qui concerne la teneur en soufre, celle-ci ne doit pas dépasser les 0.5 %, ce qui concorde parfaitement avec nos valeurs obtenues .Ce qui permet aux raffineurs d'éviter les opérations de désulfurisation.

Tableau V. 13: Teneur en éléments métalliques dans le Fuel (380 – 532°C)

Les éléments métalliques	Ppm
Fer (Fe)	0.4
Chrome (Cr)	0.0
Plomb (Pb)	2.8
Cuivre (Cu)	0.0
Etain (Sn)	0.2
Aluminium (Al)	0.1
Nickel (Ni)	0.6

Argent (Ag)	0.0
Molybdène (Mo)	0.4
Titane (Ti)	0.0
Vanadium (V)	0.5
Bore (B)	0.0
Magnésium (Mg)	0.0
Calcium (Ca)	0.1
Zinc (Zn)	0.2
Silicium (Si)	7.7
Sodium (Na)	0.0

Il se caractérise par la faible présence des métaux, il n’y aura donc pas de risque de corrosion et de contamination d’équipements.

V.11.caractéristiques du résidu sous vide ‘R 532⁺’

Tableau V. 14: Caractéristique physico-chimique du résidu sous vide ‘R532+ °C’

Caractéristiques	Unité	Résultats Coupe R532⁺°C
Rendement sur pétrole	% Pds % Vol	6.5 5.3
Position sur pétrole	% Pds % Vol	93.5 – 100.0 94.7 – 100.0
Masse volumique à 70°C, g/cm³ Masse volumique à 15°C, g/cm³	g/cm ³ g/cm ³	0.9362 0.9739
Specific gravity 60/60°F °API		0.9748 13.7
Point de congélation °C Point d’écoulement °C	°C °C	+21 +27
Viscosité cinématique à 98.9°C	cSt	260.5
Teneur en soufre par Ray X Pouvoir calorifique supérieur	% Pds Kcal/kg	0.367 10 443.7
Teneur en Paraffines	% Pds	10.24
Poids moléculaires g/mole Kuop	% Pds mg KOH/g	524 11.66
Teneur en asphaltènes TAN	% Pds Mg KOH/g	1.98 0.06

D’après l’étude, on constate que ce résidu issu de ce brut appartient à des hydrocarbures mixtes à tendance paraffinique lourde, vu leur densité supérieure à 0.875

et leur poids moléculaire qui dépasse 400 g/mole. La valeur élevée de la viscosité et le point d'écoulement de ce résidu nous indiquent la difficulté de pompage et de stockage de ce dernier à l'état liquide, surtout en hiver. D'autre part, leur teneur en soufre est acceptable.

Tableau V. 15: Teneur en éléments Métalliques du Résidu sous vide R 532+°C

Les éléments métalliques	Ppm
Fer (Fe)	4.6
Chrome (Cr)	0.0
Plomb (Pb)	7.0
Cuivre (Cu)	0.0
Etain (Sn)	0.0
Aluminium (Al)	0.4
Nickel (Ni)	0.7
Argent (Ag)	0.0
Molybdène (Mo)	0.4
Titane (Ti)	0.0
Vandium (V)	1.3
Bore (B)	0.0
Magnésium (Mg)	0.9
Calcium (Ca)	6.6
Zinc (Zn)	1.1
Silicium (Si)	49.7
Sodium (Na)	4.9

Il se caractérise par la faible présence des métaux, mais la présence du Fer, Silicium et Sodium en grande quantité, il y aura donc une corrosion et une contamination d'équipement.



CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Au cours de ce travail, nous constatons qu'il est important de connaître la composition et la classification chimique, technologique et industrielle pour juger la qualité de l'or noir.

En première étape, on détermine les caractéristiques physico-chimiques globale de pétrole brut et valorisation des dérivés d'hydrocarbures et ces propriétés et leurs essais préliminaires qui sont des tests permettent d'évaluer la nature du cette matière organique et qui permettre au raffineur de faire un choix pour sélectionner les charges des différentes unités de séparation, de transformation dans le but de satisfaire les exigences du marché dans les meilleures conditions.

En deuxième étape, en effectuant une distillation qui consiste à fractionner le pétrole brut en une série de fractions pétrolières ainsi les différents types de cette opération: distillation atmosphérique, distillation sous vide à trois paliers 40, 10et 5 mm Hg, l'ASTM qui est régi par des normes « ASTM D86 et ASTM D1160 ». Chaque une a son propre principe et ses propriétés. Ensuite nous avons déterminé les principales caractéristiques physico-chimiques de ces produits pétroliers et leurs utilisations dans la vie.

Enfin, nous avons appliqué certains techniques expérimentales pour l'analyse d'un pétrole brut Algérien et ces fractions pétroliers selon des essais normalisés qui décrivent un protocole opératoire pour la mesure d'une propriété physique sur un appareillage donné , de sorte que les résultats sont aisément reproductibles, les résultats obtenu sont très intéressants car il permettent de caractériser un produit avec une précision suffisante.

Résumé

Cette étude a pour objectif d'obtenir une connaissance approfondie des caractéristiques physico-chimiques des pétroles algériens et de leurs fractions pétrolières en utilisant des méthodes d'analyse expérimentale conformes aux normes mondiales de l'ASTM. Les résultats obtenus contribueront à établir la réputation des pétroles bruts algériens en termes de qualité et justifieront leurs prix élevés sur le marché mondial du pétrole.

Mots clés : Distillation, Hydrocarbures, Pétrole, Raffinage.

Abstract

The aim of this study is to obtain in-depth knowledge of the physico-chemical characteristics of Algerian oils and their petroleum fractions using experimental analysis methods in accordance with ASTM global standards. The results obtained will help establish the reputation of Algerian crude oils in terms of quality and justify their high prices on the world oil market.

Keywords: Distillation, Hydrocarbons, Petroleum, Refining.

ملخص

تهدف هذه الدراسة إلى الحصول على معرفة متعمقة بالخصائص الفيزيائية والكيميائية للزيوت الجزائرية وكسورها البترولية باستخدام طرق التحليل التجريبي وفقا للمعايير العالمية ASTM. وستساعد النتائج التي تم الحصول عليها على ترسيخ سمعة النفط الخام الجزائري من حيث الجودة وتبرير ارتفاع أسعاره في سوق النفط العالمي.

كلمات مفتاحية: البترول، التقطير، التكرير، الهيدروكربونات.