

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة عمارثليجي - الأغواط

Faculté : Technologie
Département : Génie des Procédés
Domaine : Sciences et technologies
Filière : Industries pétrochimiques
Spécialité : Raffinage et pétrochimie

Polycopié de (Cours, Travaux dirigé, Travaux pratiques)

Destiné aux étudiants de : License, Niveau 3

Raffinage du pétrole

Présenté par : BOUARAR Fahima

MCB, Université de Laghouat

Email : f.bouarar@lagh-univ.dz

Année universitaire : 2025/2026



**République Algérienne Démocratique et Populaire Ministère de l'Enseignement
Supérieur et de la Recherche Scientifique**

Université Amar TELIDJI de Laghouat

Faculté de Technologie

Département de Génie des Procédés

Polycopié de cours

Module : Raffinage du pétrole

Niveau : 3ème année Raffinage et Pétrochimie



Réalisé par :

Dr. Fahima BOUARAR

Année Universitaire 2025/2026

Présentation du polycopié

Ce polycopié constitue un support pédagogique destiné aux étudiants de troisième année Licence Raffinage et Pétrochimie. Il a pour objectif de présenter les notions fondamentales relatives au raffinage du pétrole ainsi qu'aux principales caractéristiques du pétrole brut et des produits pétroliers.

Le raffinage du pétrole représente une activité essentielle dans l'industrie des hydrocarbures, puisqu'il permet de fractionner le pétrole brut en produits commercialisables répondant aux besoins énergétiques et industriels. La compréhension de l'origine du pétrole, de sa composition chimique ainsi que des propriétés physiques et chimiques des produits pétroliers constitue une base indispensable pour l'étude des procédés de raffinage.

Ce document aborde les différents chapitres du module, notamment l'origine et la formation du pétrole, la composition du pétrole brut, les propriétés des produits pétroliers ainsi que la classification des produits commerciaux issus du raffinage. Il présente également les principes fondamentaux de la distillation atmosphérique et de la distillation sous vide, qui représentent les principales opérations de séparation dans une raffinerie.

L'objectif de ce polycopié est de fournir aux étudiants des connaissances théoriques de base leur permettant de mieux comprendre le fonctionnement des unités de raffinage et les différentes transformations appliquées au pétrole brut pour obtenir des produits finis conformes aux exigences industrielles et commerciales.

Public visé

Ce polycopié est destiné principalement aux étudiants de troisième année Licence Raffinage et Pétrochimie. Il constitue un support pédagogique pour l'enseignement du module « Raffinage du pétrole ».

Prérequis

Pour une bonne compréhension du contenu de ce polycopié, les étudiants doivent posséder des connaissances de base en :

- Chimie générale et chimie organique ;
- Thermodynamique ;
- Transferts thermiques ;

- Génie des procédés ;
- Notions fondamentales sur les hydrocarbures et l'industrie pétrolière.

Ces connaissances permettent aux étudiants de mieux comprendre les principes fondamentaux des procédés de raffinage du pétrole, le fonctionnement des principales unités de séparation et de transformation, ainsi que les méthodes utilisées pour la caractérisation et la classification des produits pétroliers dans l'industrie du raffinage et de la pétrochimie.

Objectifs pédagogiques

À l'issue de ce cours, l'étudiant devra être capable de :

- ✚ Comprendre l'origine, la composition et les caractéristiques du pétrole brut
- ✚ Identifier les principales propriétés physiques et chimiques des produits pétroliers
- ✚ Classifier les différents produits pétroliers commerciaux selon leurs utilisations
- ✚ Comprendre les principes fondamentaux des procédés de séparation utilisés dans le raffinage du pétrole
- ✚ Expliquer le fonctionnement des unités de distillation atmosphérique et de distillation sous vide
- ✚ Analyser les différentes coupes pétrolières obtenues lors des opérations de raffinage
- ✚ Comprendre l'importance du raffinage dans la valorisation du pétrole brut et la production des carburants et produits industriels.

Organisation du polycopié

Ce polycopié est structuré en plusieurs chapitres couvrant les notions fondamentales du raffinage du pétrole :

- Introduction générale au raffinage du pétrole
- Origine et formation du pétrole
- Composition chimique du pétrole brut
- Propriétés physiques et chimiques des produits pétroliers
- Classification des produits pétroliers commerciaux
- Distillation atmosphérique du pétrole brut
- Distillation sous vide du résidu atmosphérique.

Chaque chapitre est accompagné d'explications détaillées, de schémas illustratifs et d'exemples pratiques permettant aux étudiants de consolider leurs connaissances et de mieux comprendre les procédés utilisés dans les raffineries de pétrole.

Table des matières

INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	3
Chapitre I : Généralités sur le pétrole brut	5
I.1.Introduction	5
I.2. Origine et formation du pétrole	5
1.3. Caractéristiques du pétrole et des produits pétroliers.....	6
1.4. Composition chimique du pétrole brut	6
1.4.1Les hydrocarbures.....	7
I.4.2. Composés hétéroatomiques.....	10
I.4.3 Composés chimiquement mal définis.....	13
I.5. Classification des pétroles bruts	14
I.5.1. Méthode industrielle	14
I.5.2. Classification selon le facteur de correction K_{UOP}	14
I.5.3. Méthode chimique	14
I.5.4. Méthode technologique	15
I.6. Conclusion.....	15
Chapitre II : Propriétés des fractions pétrolières.....	16
II.1 Définition des fractions pétrolières	16
II.2. Propriétés des fractions pétrolières	16
II.2.1. Propriétés physiques des pétroles et des produits pétroliers.....	16
II.2.2. Propriétés physiques des pétroles et des produits pétroliers	33
II.3. Importance des propriétés dans le raffinage.....	33
II.4. Conclusion.....	34
Chapitre III : Classification des produits pétroliers commerciaux	37
III.1. Généralités.....	37
III.2. Le gaz du pétrole liquéfié (GPL)	38
III.3. Les essences.....	38
III.4. Essences spéciales et solvants	41
III.5. Pétrole lampant	42
III.6. Carburéacteurs (Kérosènes)	42
III.7. Gasoil ou carburant diesel	44
III.8. Fuels oils.....	47

SOMMAIRE

III.9. Huiles lubrifiantes.....	48
III.9.1. Définition d'une huile lubrifiante - Son importance.....	48
III.10. Les bitumes.....	51
III.11. Conclusion.....	53
Chapitre IV : Distillation.....	54
IV.1. Procédés de séparation.....	54
IV.1.1. Introduction.....	54
IV.1.2. Déshydratation et dessalement du pétrole brut.....	54
IV.1.3. Principe de dessalement du pétrole brut.....	55
IV.1.3.1. Lavage à l'eau.....	55
IV.1.3.2. Chauffage du brut.....	55
IV.1.3.3. Coalescence des gouttelettes.....	55
IV.1.3.4. Décantation et séparation.....	56
IV.1.4. Distillation atmosphérique du pétrole brut.....	56
IV.1.4.1. Principe de distillation.....	56
IV.1.4.2. Description du procédé.....	58
IV.1.4.3. Types des installations.....	60
IV.1.5. La Distillation sous vide.....	63
IV.1.5.1. Types de distillation sous vide.....	63
IV.1.5.2. Principe du procédé.....	64
IV.1.5.3. Importance industrielle de la distillation sous vide.....	67
IV.2. Conclusion.....	68
CONCLUSION GÉNÉRALE.....	69
Exercices résolus.....	70
Références bibliographiques.....	81

LISTE DES FIGURES

Chapitre I

Fig.I.1. Mécanisme de sédimentation.....	6
Fig I.2. Ensembles des composés chimiques présents dans le pétrole brut.....	7
Fig I.3. Hydrocarbures naphténiqes.....	8
Fig I.4. Hydrocarbures aromatiques.....	9
Fig I.5. Composés soufrés cycliques.....	11
Fig I.6. Composés oxygénés.....	12
Fig.I.7. Composés azotés.....	12
Fig I.8. Représentation hypothétique d'une molécule d'asphaltènes.....	13

Chapitre II

Fig II.1. Représentation des différents types du viscosimètre.....	20
Fig II.2. Appareil de mesure de temps d'écoulement.....	21
Fig II.3. Appareil PENSKEY-MARTENS.....	22
Fig II.4. Appareil de détermination du point d'éclair (Vase ouvert)	22
Fig II.5. Appareil de détermination du point de trouble.....	24
Fig II.6. Appareil de détermination du point de congélation.....	24
Fig II.7. Dispositif de mesure de la TVR.....	25
Fig II.8. Appareil de distillation A.S.T.M.....	30
Fig II.9. Courbe de distillation A.S.T.M.....	31
Fig II.10. Appareil de distillation T.B.P.....	32

Chapitre III

Fig III.1. Schéma de production des huiles de base.....	49
Fig III.2. Appareil de pénétrabilité de l'aiguille.....	52
Fig III.3. Dispositif de détermination de point de ramollissement.....	53

Chapitre IV

Fig IV.1. Principales parties d'une colonne de distillation atmosphérique du pétrole brut.	57
Fig IV.2. Schéma simplifié de distillation atmosphérique dans une seule colonne...	60
Fig IV.3. Schéma simplifié de distillation atmosphérique avec ballon de flash.....	61
Fig IV.4. Distillation atmosphérique du brut dans deux colonnes successive.....	62

LISTE DES FIGURES

Fig IV.5. Schéma simplifié d'une installation de distillation atmosphérique du pétrole Brut.....	62
Fig IV.6. Principe de la distillation sous vide humide.....	67

LISTE DES TABLEAUX

Chapitre I

Tableau I. 1. Composition des gaz issus de quelques procédés (% volumique)...	10
--	----

Chapitre II

Tableau II.1. Densités de quelques pétroles bruts.....	18
---	----

Tableau II.2. Viscosité de quelques pétroles bruts à 20 °C.....	19
--	----

Tableau II.2. Points d'écoulement de quelques bruts.....	23
---	----

Chapitre III

Tableau III. 1. Masse volumique des essences (normes françaises)	39
---	----

Tableau III. 2. Types des essences obtenues à partir du pétrole.....	42
---	----

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Le pétrole brut constitue l'une des principales ressources énergétiques exploitées dans le monde. Depuis le développement de l'industrie moderne, il joue un rôle essentiel dans les secteurs du transport, de la production énergétique, de la pétrochimie et de nombreuses activités industrielles. Son importance économique et stratégique a conduit au développement de technologies avancées destinées à son extraction, son traitement et sa valorisation.

Le pétrole brut est un mélange complexe d'hydrocarbures accompagné de faibles quantités de composés soufrés, azotés, oxygénés ainsi que de traces de métaux. Sa composition varie selon son origine géologique et les conditions de formation des gisements. Cette diversité influence directement les propriétés physico-chimiques du brut ainsi que les procédés de raffinage nécessaires à sa transformation.

Le raffinage du pétrole regroupe l'ensemble des opérations physiques et chimiques permettant de séparer, convertir et traiter les différentes fractions pétrolières afin d'obtenir des produits commercialisables répondant aux exigences techniques et environnementales. Les principaux produits issus du raffinage sont les gaz de pétrole liquéfiés, les essences, le kérosène, le gasoil, les lubrifiants, les fiouls et les bitumes. Ces produits occupent une place fondamentale dans la vie quotidienne et dans le développement économique mondial.

Parmi les opérations de raffinage, la distillation constitue l'étape principale de séparation des différentes fractions du pétrole brut. La distillation atmosphérique puis la distillation sous vide permettent d'obtenir les coupes pétrolières qui serviront ensuite de charges pour les différentes unités de transformation et de traitement.

Ce polycopié a été élaboré dans le cadre de l'habilitation universitaire afin de fournir aux étudiants les connaissances fondamentales relatives au raffinage du pétrole. Il présente les notions essentielles nécessaires à la compréhension de la composition du pétrole brut, des propriétés des fractions pétrolières, des principaux produits commerciaux ainsi que des procédés de distillation utilisés dans les raffineries.

Le contenu de ce document est organisé en quatre chapitres :

- Le premier chapitre présente des généralités sur le pétrole brut, son origine, sa composition chimique et ses principales caractéristiques.

INTRODUCTION GENERALE

- Le deuxième chapitre traite des propriétés physico-chimiques des fractions pétrolières et de leur importance dans les opérations de raffinage.
- Le troisième chapitre est consacré à la classification des principaux produits pétroliers commerciaux et à leurs domaines d'utilisation.
- Le quatrième chapitre décrit les procédés de distillation du pétrole brut, notamment la distillation atmosphérique et la distillation sous vide, ainsi que leurs principes de fonctionnement.

Ce support pédagogique vise à offrir une base scientifique et technique permettant aux étudiants de mieux comprendre les procédés de raffinage et les mécanismes de valorisation des ressources pétrolières.

Chapitre I : Généralités sur le pétrole brut

I.1.Introduction

Le pétrole brut constitue l'une des principales sources d'énergie utilisées dans le monde moderne. Il joue un rôle essentiel dans le développement industriel, économique et technologique grâce à ses nombreuses applications dans les domaines des carburants, de la pétrochimie, de la production d'énergie et des matériaux synthétiques. Le pétrole est un mélange complexe d'hydrocarbures naturels, accompagné de composés soufrés, azotés, oxygénés ainsi que de traces de métaux et d'eau.

La connaissance des généralités sur le pétrole brut est indispensable pour comprendre les différentes étapes de son exploitation, de son transport et surtout de son raffinage. Les propriétés physiques et chimiques du pétrole varient selon son origine géologique et influencent directement les procédés de traitement et la qualité des produits obtenus.

Dans ce chapitre, nous présenterons les principales notions relatives au pétrole brut, notamment son origine, sa composition, ses caractéristiques physico-chimiques ainsi que sa classification et son importance dans l'industrie pétrolière.

I.2. Origine et formation du pétrole

Le pétrole est un combustible fossile dont la formation date d'environ 20 à 350 millions d'années. Aussi appelé « huile » ou « pétrole brut », il provient de la décomposition d'organismes marins (principalement de plancton) accumulés dans des bassins sédimentaires.

La matière organique est accumulée au fond des mers, des océans, des lacs et des deltas, mélangée à des matières minérales (particules d'argiles ou sables fins) durant plusieurs dizaines de millions d'année et résulte en la génération du kérogène qui est un composé formé de carbone et d'hydrogène. Le kérogène se trouve disséminé dans une couche géologique appelée roche-mère. L'enfouissement de la roche-mère à des profondeurs supérieures à 1000m provoque une deuxième transformation par craquage des molécules sous l'effet de la forte pression et de la forte température. Des hydrocarbures liquides (et/ou gazeux) sont formés qui, grâce à leur faible densité, migrent vers la surface. Si leur remontée est bloquée par des couches suffisamment imperméables (eg. argile), ils peuvent s'accumuler (se piéger) dans des roches perméables sous-jacentes (roches réservoirs) en formant un gisement de pétrole ou de gaz naturel (Fig.I.1).

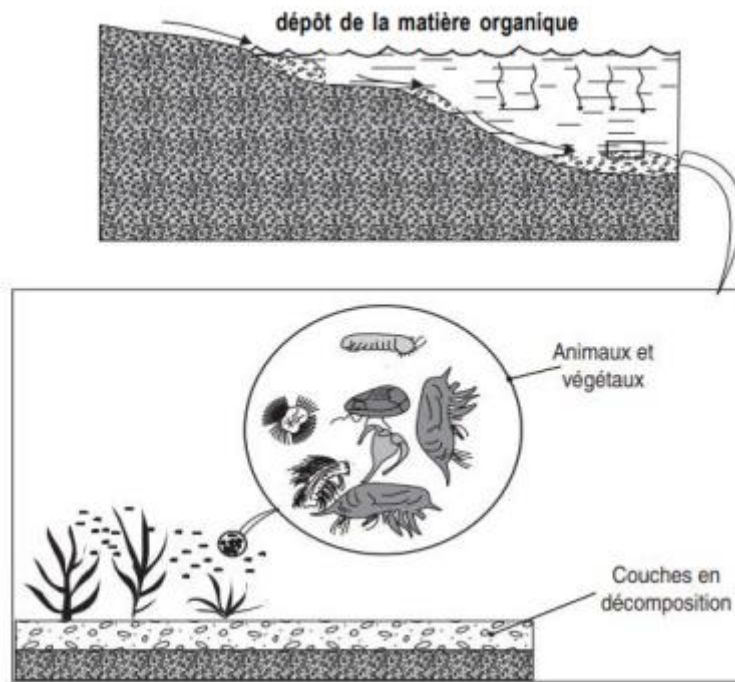


Fig.I.1. Mécanisme de sédimentation

1.3. Caractéristiques du pétrole et des produits pétroliers

Le pétrole brut, que l'on appelle fréquemment or noir, fournit deux grandes catégories de produits : les premiers sont des liquides presque incolores que les raffineurs désignent fréquemment par le terme blanc ; ce sont les essences classiques ou spéciales, le carburéacteur et le gazole ; leur particularité commune est d'être tous distillables à pression atmosphérique. Les autres produits pétroliers, liquides ou solides, sont de couleur brune ou noire ; il s'agit essentiellement des fuels lourds, des lubrifiants, des bitumes et, dans certains cas, du coke. Le pétrole est un mélange de millier d'hydrocarbures différents, il est caractérisé par plusieurs propriétés physiques, citons : - La masse molaire (150-300) g/mol. - La densité (0,8-0,9). - Le pouvoir calorifique et la température de congélation qui sont fonction de la teneur et de la nature des hydrocarbures qu'il contient.

1.4. Composition chimique du pétrole brut

Les pétroles bruts se présentent sous forme de liquides plus au moins visqueux qui sont essentiellement constitués d'hydrocarbures de volatilités et de natures chimiques variées. Cette composition est très variable et dépend de plusieurs facteurs y compris le type de la matière organiques et les conditions de maturation. La Figure 1.1 illustre les principaux composés présents dans les bruts.

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE PETROLE BRUT

1.4.1 Les hydrocarbures

Les hydrocarbures contenus dans le brut renferment de 1 à plus de 50 atomes de carbone et appartient essentiellement à trois familles à savoir les paraffines (alcanes), les naphtènes et les aromatiques.

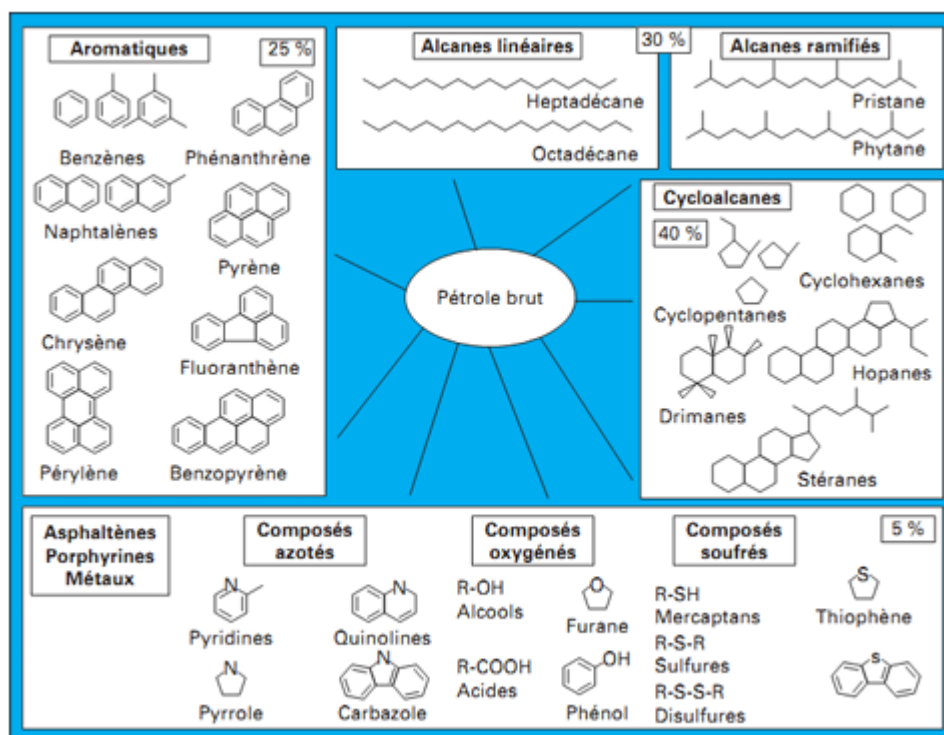


Fig I.2. Ensembles des composés chimiques présents dans le pétrole brut.

La figure ci-dessus illustre les différentes familles chimiques constituant le pétrole brut. Ces composés sont répartis en quatre grandes catégories selon leur proportion massique approximative :

- Les cycloalcanes (naphtènes) 40 % : famille majoritaire, comprenant les cyclopentanes, cyclohexanes, ainsi que des structures polycycliques complexes.
- Les alcanes linéaires (n-paraffines) 30 % : représentés notamment par l'heptadécane (C_{17}) et l'octadécane (C_{18}), ils forment des chaînes carbonées droites.
- Les composés aromatiques 25 % : incluant les benzènes, naphthalènes, pyrène, chrysène, fluoranthène, pérylène, phénanthrène et benzopyrène. Ces molécules sont caractérisées par la présence d'un ou plusieurs cycles aromatiques.
- Les composés hétéroatomiques 5 % : regroupant les composés soufrés (mercaptans, sulfures, disulfures, thiophène), les composés azotés (pyridines, quinolines, pyrrole, carbazole), les composés oxygénés (alcools, acides, furane, phénol), ainsi que les asphaltènes, porphyrines et métaux traces.

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE PETROLE BRUT

*Les hydrocarbures paraffiniques (alcanes)

Les alcanes, également appelés hydrocarbures méthaniques, constituent l'une des familles les plus représentées dans le pétrole brut. Leur formule générale est C_nH_{2n+2} , et ils se présentent sous trois états physiques distincts ; gazeux, liquide ou solide, selon le nombre d'atomes de carbone que contient leur chaîne.

Les composés les plus légers, renfermant entre 1 et 4 atomes de carbone (C_1 – C_4), sont à l'état gazeux dans les conditions ambiantes. Ils entrent notamment dans la composition des gaz associés et des gaz naturels. Lorsque le nombre d'atomes de carbone s'étend de 5 à 15 (C_5 – C_{15}), les alcanes se trouvent à l'état liquide et constituent une fraction importante des carburants. Au-delà de 16 atomes de carbone (C_{16} et plus), à partir de l'hexadécane, ils adoptent une forme solide, communément désignée sous le terme de paraffines solides ou cires.

Du point de vue structural, on distingue deux grandes catégories d'alcanes. Les paraffines normales (n-paraffines) sont caractérisées par une chaîne carbonée linéaire, sans ramification. Les isoparaffines, quant à elles, possèdent des chaînes ramifiées, où des groupements latéraux peuvent se greffer en différents points de la chaîne principale. Cette variation de structure engendre, à nombre d'atomes de carbone égal, des molécules de formule brute identique mais de configurations différentes, que l'on appelle isomères.

Cette différence structurale n'est pas sans conséquence sur les propriétés physiques et le comportement des composés.

* Les hydrocarbures cycliques saturés (cyclanes ou naphthènes)

Dans ces hydrocarbures, il y a cyclisation de tout ou partie du squelette carboné. Le nombre d'atomes de carbone du cycle ainsi formé peut varier. Ces hydrocarbures ont des températures d'ébullition et des masses volumiques supérieures à celles des alcanes à même nombre d'atomes de carbones. Les cycles les plus fréquemment rencontrés dans les bruts sont ceux à cinq ou six atomes de carbone. Dans ces cycles chaque, atome d'hydrogène peut être substitué par une chaîne paraffinique droite ou bien ramifiée.

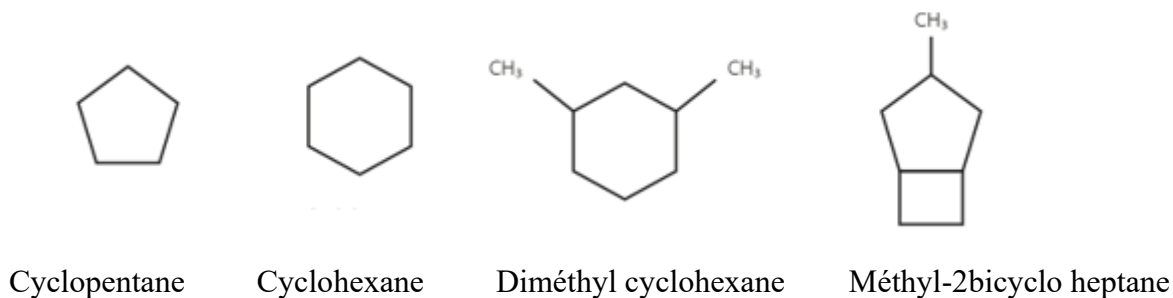


Fig I.3. Hydrocarbures naphthéniques.

* Les hydrocarbures aromatiques

En règle générale, les aromatiques sont des composés moins abondants dans les pétroles que les alcanes et les cyclo-alcanes. La teneur globale en ces hydrocarbures varie considérablement suivant l'origine du pétrole, mais la moyenne étant de 10-20% (massique). La présence dans leur formule d'au moins un cycle à trois doubles liaisons conjuguées leur confère des propriétés très remarquables.

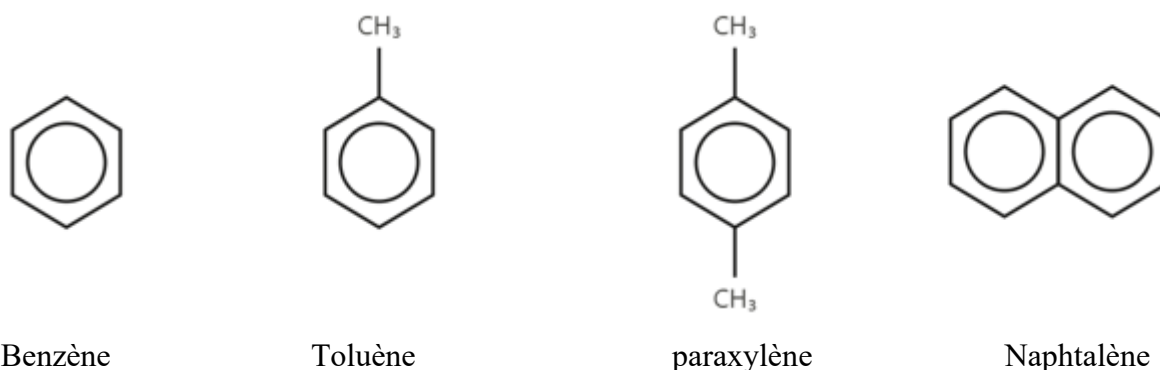


Fig I.4. Hydrocarbures aromatiques

Cette classe d'hydrocarbure est représentée dans les pétroles par le benzène et ces homologues, ainsi que par les dérivés de composés di et polycycliques. En effet, les premiers termes (benzène, toluène, xylènes) sont des matières premières fondamentales de la pétrochimie, par contre les homologues supérieurs sont en général néfastes pour l'environnement. Le motif élémentaire commun à tous ces hydrocarbures aromatiques est le cycle benzénique. Les divers atomes d'hydrogène peuvent être substitués soit par des chaînes alkyles, soit par d'autres aromatiques ou bien par un cycle naphténique.

*Les hydrocarbures non saturés

Les composés non saturés (alcènes, di, tri et polyènes, alcynes) sont absents dans le pétrole brut et le gaz naturel. Ils se forment dans les procédés de traitement du pétrole. Ces substances sont de très importants produits de départ de la synthèse pétrochimique et organique de base.

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE PETROLE BRUT

Tableau I. 1. Composition des gaz issus de quelques procédés (% volumique).

Composants	Craquage thermique	Cokéfaction	Pyrolyse	Craquage catalytique
H ₂	0.4	1.2	10	1-1.5
Alcanes				
CH ₄	16-20	20-30	40-45	8-12
C ₂ H ₆	19-20	15-20	6-10	8-10
C ₃ H ₈	25-28	5-10	1-2	10-15
Iso-C ₄ H ₁₀	5-7	3-5	1-2	20-25
C ₄ H ₁₀	9-10	10-15	1-2	8-12
Alcène				
C ₂ H ₄	2-3	10-15	20-30	2-3
C ₃ H ₆	9-10	20-25	12-15	10-15
C ₄ H ₈	9-10	10-15	1-2	15-20
C ₄ H ₆	1-5	-	3-10	-

Ces composés se trouvent avec des quantités plus ou moins importantes dans les produits de certains procédés de raffinage à savoir le craquage thermique et catalytique, la pyrolyse et la cokéfaction comme le montre le tableau ci dessus.

1.4.2. Composés hétéroatomiques

Tous les pétroles renferment, en plus des hydrocarbures, une quantité considérable de composés à hétéroatomes (soufre, oxygène et azote). La teneur en ces éléments est fonction de l'âge et de l'origine du pétrole.

***Composés soufrés**

Le soufre est l'hétéro-élément le plus répandu dans les pétroles bruts. Sa concentration peut aller de 0.01 jusqu'à 8 % en poids. Cette teneur est corrélée avec la densité du brut et par conséquent elle caractérise sa qualité (léger ou lourd). Certains bruts, en particulier ceux du Proche-Orient, contiennent des proportions appréciables de soufre : Arabian Light (1.8 %), Arabian Heavy (2.85 %), Kuwait (2.5 %). Le soufre n'est jamais réparti également à travers toutes les fractions du pétrole brut, puisque ce sont les fractions lourdes qui contiennent le plus grand pourcentage et cela d'autant plus qu'elles sont plus lourdes. Cet élément peut être présent sous forme inorganique (S élémentaire,

oxysulfure de carbone COS, hydrogène sulfuré H₂S) ou bien incorporé dans les molécules organiques telles que :

- Les mercaptans, de formule générale R-SH
- Les sulfures de formule R-S-R
- Les disulfures de formules R-S-S-R
- Les thiophènes et leurs dérivées, surtout présents au-delà d'un point d'ébullition de 250 °C, constituent un groupe important de composés soufrés. Le soufre est alors inséré dans les cycles aromatiques.

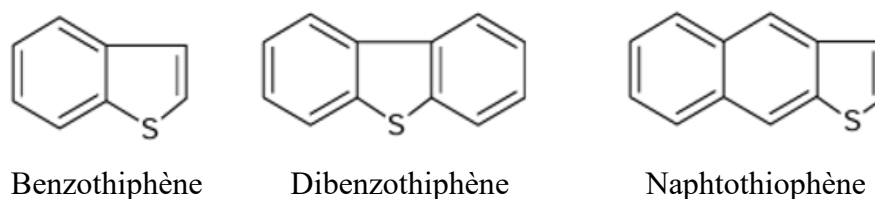


Fig I.5. Composés soufrés cycliques.

La connaissance de ces produits est importante pour mettre en œuvre les procédés de raffinage visant à les éliminer, puisqu'ils constituent des poisons des catalyseurs.

* Composés oxygénés

Les pétroles bruts contiennent généralement moins d'oxygène que de soufre. Cependant, l'oxygène joue un rôle chimique important car il est directement responsable de l'acidité des pétroles bruts.

On distingue trois formes principales sous lesquelles l'oxygène se manifeste dans le pétrole :

La première forme concerne ;

- **Les phénols**, qui résultent de la substitution d'un groupement hydroxyle (–OH) à un atome d'hydrogène porté par un cycle aromatique.

La deuxième forme regroupe ;

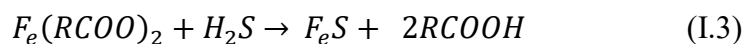
* **Les furanes et benzofuranes**, des composés dans lesquels un cycle hétérocyclique oxygéné est condensé à un ou plusieurs cycles aromatiques.

La troisième forme, et sans doute la plus préoccupante sur le plan industriel, est celle des acides carboxyliques, de formule générale R–COOH, où R désigne soit un radical alkyle, soit un cycle aromatique. Dans ce dernier cas, on parle d'acides naphténiques.

Les acides naphténiques sont particulièrement redoutés en raffinerie en raison du phénomène de corrosion qu'ils engendrent. Ce type de corrosion se manifeste principalement dans les unités de distillation sous vide, et affecte en priorité les

équipements soumis à des conditions sévères, notamment les hautes températures, les vitesses de fluide élevées ou encore les zones de turbulence.

Ce phénomène de corrosion peut être représenté par les équations suivantes :



On observe une compétition entre deux réactions : l'attaque du métal ferreux par les acides naphthéniques, d'une part (1), et par le sulfure d'hydrogène, d'autre part (2). Les naphthénates de fer sont très solubles dans l'huile et ne forment donc aucun film protecteur. De plus, ils réagissent avec le sulfure d'hydrogène pour former du sulfure de fer tout en régénérant les acides naphthéniques (3).

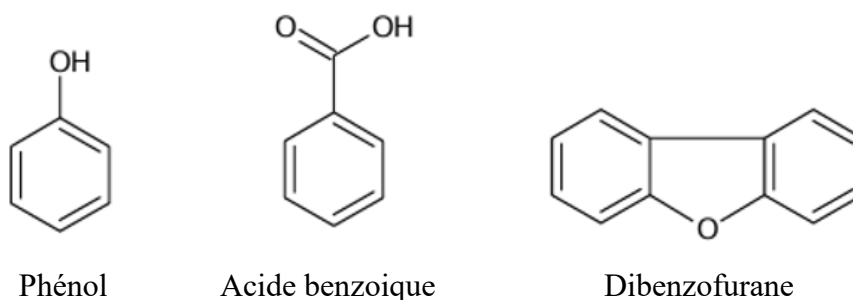


Fig I.6. Composés oxygénés.

*Composés azotés

Les composés azotés sont contenus dans les pétroles en quantités bien faibles, si on les compare avec les composés soufrés et oxygénés. Ils sont répartis entre les différentes fractions d'une façon inégale, car la moitié de ces substances est concentrée dans les résines et les asphaltènes. Les bases azotées les mieux étudiées sont représentées dans la figure ci dessous.

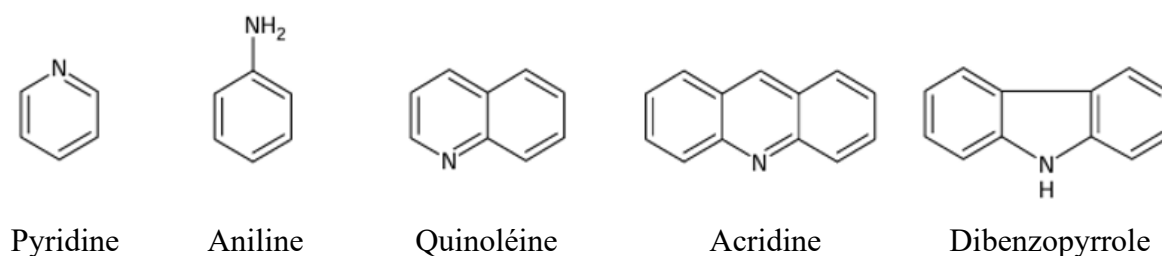


Fig.I.7. Composés azotés.

I.4.3 Composés chimiquement mal définis

Ces substances n'appartiennent à aucune classe déterminée de composés organiques. C'est un mélange complexe de composés macromoléculaires de structure hybride, dont les molécules contiennent de l'azote, du soufre, de l'oxygène ainsi que certains métaux.

*Les asphaltènes

Les asphaltènes représentent la fraction la plus lourde du pétrole. Bien que ces composés soient souvent en faible quantité, ils ont une influence considérable sur les propriétés physico-chimique des pétroles.

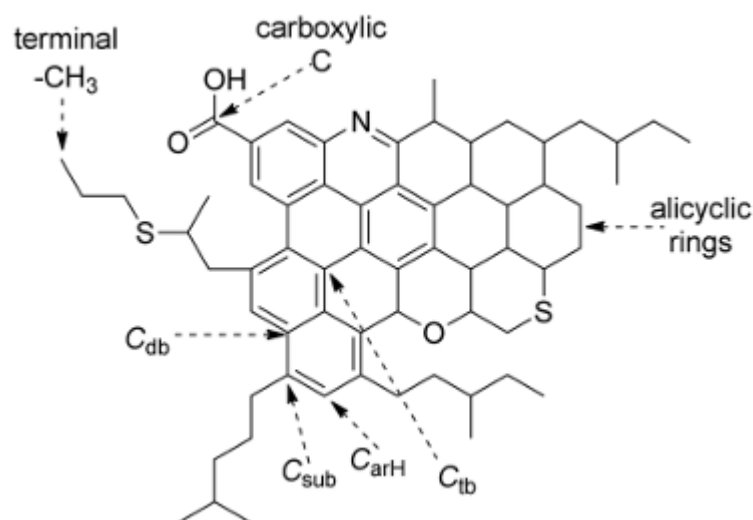


Fig I.8. Représentation hypothétique d'une molécule d'asphaltènes.

Ils sont à l'origine de plusieurs problèmes liés à l'exploitation des gisements, du raffinage, de pétrochimie mais également du transport. Leur structure peut être envisagée en deux échelles ; la microstructure et la macrostructure. La microstructure est constituée de feuillets qui sont à leur tour formés de cycles aromatiques condensés reliés entre eux par des liaisons aliphatiques. L'empilement de quelques feuillets dont la cohésion est assurée par des liaisons π - π donne naissance à des particules. Cependant la macrostructure est le résultat de l'association des particules. Selon la nature du solvant utilisé, les rendements et les constitutions en asphaltènes sont différents. La partie soluble dans le n-heptane est appelée maltènes.

*Les résines

Les composés isolés à partir des maltènes en utilisant une chromatographie sont appelé résines. Ce sont des solides amorphes ou moins souvent des liquides peu mobiles très visqueux, d'une couleur plus ou moins brune. La densité de ces composés est un peu supérieure à l'unité et leur masse moléculaire varie entre 500 et 1000.

I.5. Classification des pétroles bruts

Après la découverte d'un gisement de pétrole, un échantillon est remis au laboratoire pour sa classification qui a une grande importance dans la détermination de son schéma de traitement (de la raffinerie). Pour cela, il existe trois méthodes de classification :

I.5.1. Méthode industrielle

Cette classification concerne la densité des pétroles bruts. Selon cette méthode, les pétroles sont divisés en :

- Pétroles légers avec une densité < 0.828
- Pétroles moyens avec une densité de $0,828 \div 0,884$
- Pétroles lourds avec une densité $> 0,884$.

Les pétroles légers contiennent une quantité importante en fractions légères : essences, kérosènes...ect. Ils sont paraffiniques, peu sulfurés et peu gommeux. L'indice d'octane de l'essence est faible. L'indice de cétane du gas-oil est élevé. Les huiles sont de bonne qualité car l'indice de viscosité est élevé.

Les pétroles lourds sont aromatiques (asphaltiques) donnant peu de fractions légères. L'indice d'octane de l'essence est élevé. Ils donnent beaucoup de gommes, un rendement élevé en coke et en bitumes de bonne qualité.

I.5.2. Classification selon le facteur de correction K_{UOP}

Ce facteur peut mesurer la nature des paraffines et prendre les valeurs suivantes selon la nature de pétrole :

- $K_{UOP}=10$ pour les aromatiques pures ;
- $K_{UOP}=11$ pour les naphthènes purs ;
- $K_{UOP}=12$ pour les hydrocarbures où les poids des chaînes et cycles sont équivalents ;
- $K_{UOP}=13$ pour les paraffines.

I.5.3. Méthode chimique

Cette méthode divise les pétroles selon la prédominance de l'une des familles principales des hydrocarbures. On peut avoir donc des :

- Pétroles paraffiniques
- Pétroles naphthéniques.

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE PETROLE BRUT

- Pétroles aromatiques.

Paraffino-naphténo-aromatiques. Et encore, des pétroles mixtes : Pétroles paraffino-aromatiques, paraffino-naphténiques, naphténo-aromatiques.

Les pétroles présentent des caractéristiques différentes selon leur origine et leur composition chimique

I.5.4. Méthode technologique

Cette méthode est basée sur la détermination de la :

- 1-Teneur potentielle en soufre dans les pétroles et les produits pétroliers.
- 2-Teneur potentielle en fractions avec un PF=350°C (produits clairs).
- 3-Teneur potentielle en fractions d'huiles de base et leurs qualités.
- 4-Teneur potentielle en paraffine dans les pétroles.

La méthode technologique de classification des pétroles est la plus complète et permet de choisir le schéma de traitement le plus adéquat des bruts.

I.6. Conclusion

En conclusion, le pétrole brut représente une ressource énergétique stratégique et une matière première essentielle pour de nombreuses industries. Sa composition complexe et la diversité de ses propriétés physico-chimiques influencent directement les procédés de raffinage et la qualité des produits pétroliers obtenus. L'étude des généralités sur le pétrole permet ainsi de mieux comprendre son origine, ses caractéristiques et son importance économique et industrielle. Ces connaissances constituent une base fondamentale pour l'étude des différentes opérations de traitement et de valorisation du pétrole dans les raffineries.

Chapitre II : Propriétés des fractions pétrolières

Ce chapitre est consacré à l'étude des propriétés des fractions pétrolières obtenues à partir de la distillation du pétrole brut. Chaque fraction possède des caractéristiques physiques et chimiques particulières qui déterminent ses conditions d'utilisation ainsi que les traitements nécessaires à sa valorisation. La connaissance de ces propriétés est indispensable dans le domaine du raffinage, car elle permet de comprendre le comportement des produits pétroliers lors des procédés de transformation, de stockage et d'exploitation. Dans ce chapitre, les principales propriétés des fractions pétrolières ainsi que leur influence sur la qualité des produits finis seront présentées.

II.1 Définition des fractions pétrolières

Les fractions pétrolières correspondent aux différentes coupes obtenues lors de la séparation du pétrole brut dans les unités de raffinage, principalement par distillation atmosphérique et distillation sous vide. Cette séparation repose sur la différence des températures d'ébullition des hydrocarbures présents dans le pétrole brut.

Chaque fraction est caractérisée par une plage de températures d'ébullition déterminée, une composition chimique spécifique ainsi que des propriétés physiques particulières telles que la densité, la viscosité ou la volatilité. Les fractions légères sont récupérées aux températures les plus basses, tandis que les fractions lourdes sont obtenues à des températures plus élevées.

Les principales fractions pétrolières comprennent les gaz de raffinerie, les essences, le kérosène, le gazole, les huiles lubrifiantes, les fiouls et les résidus lourds. Ces différentes coupes constituent des matières premières essentielles pour la production de carburants, de lubrifiants et de nombreux produits pétrochimiques utilisés dans l'industrie et les transports.

II.2. Propriétés des fractions pétrolières

Il est crucial d'évaluer et de caractériser les propriétés physicochimiques du pétrole et des produits pétroliers pour comprendre le comportement de ces derniers dans l'environnement en cas de déversement. Cette information peut éclairer la prédiction et la modélisation du devenir et du comportement des pétroles dans différentes conditions environnementales.

II.2.1. Propriétés physiques des pétroles et des produits pétroliers

Plusieurs propriétés physiques permettent de caractériser et de distinguer les hydrocarbures pétroliers en plus de prédire leur comportement dans l'environnement.

CHAPITRE II : PROPRIETES DES FRACTIONS PETROLIERES

II.2.1.1. La Densité

La densité est l'une des grandeurs facilement mesurables et accessibles. Elle constitue une caractéristique importante pour les carburants, car elle conditionne le dimensionnement et les particularités technologiques des organes d'alimentation (pompes, injecteurs). Une utilisation de carburants de densités largement différentes, entraînerait des modifications de réglages de combustion avec des répercussions sur la puissance maximale, le rendement et les émissions de polluants. C'est pourquoi, les spécifications des carburants fixent un intervalle de variation admissible de la densité.

La densité est déterminée par des essais classiques au laboratoire (méthode NF T 60-101).

La densité est un paramètre physique, sans dimension, spécifique à chaque produit. Sa connaissance à une importante valeur commerciale, car la cotation des pétroles bruts dépend en partie de cette propriété. Dans la pratique, on se sert de la densité relative pour les produits pétroliers qui correspond au rapport de la masse volumique du pétrole (15°C) sur la masse volumique de l'eau distillée mesurées à des températures bien définies (4°) :

$$d_4^{15} = \frac{\rho_{Brut}(15^\circ C)}{\rho_{eau}(4^\circ C)} \quad (II.1)$$

Les Anglo-Saxons expriment la densité par la Sp.Gr (Specific gravity 60/60) mesurée par le rapport des masses volumiques du brut et de l'eau à la même température (60°F).

$$Sp.Gr(60^\circ F/60^\circ F) = \frac{\rho(brut \text{ à } 60^\circ F)}{\rho(eau \text{ à } 60^\circ F)} \quad (II.2)$$

$$60^\circ F = 15,55 = 15^\circ C \quad (II.3)$$

$$^\circ F = 1,8 (^\circ C) + 32 \quad (II.4)$$

D'après les mesures de la densité de l'eau à différentes températures on a constaté que :

$$\rho \text{ (eau à } 20^\circ C) = 0,9982 \rho \text{ (eau à } 4^\circ C) \quad (II.5)$$

Donc on peut déduire des équations ci-dessus, que :

$$d_4^{15} = 0,99904 Sp.Gr(60^\circ F/60^\circ F) \quad (II.6)$$

La densité est exprimée aux Etats-Unis en Degré °API, défini par l'American Petroleum Institute.

Le degré °API d'une coupe pétrolière s'exprime par la relation. Il est donc d'autant plus élevé que la densité est faible.

CHAPITRE II : PROPRIETES DES FRACTIONS PETROLIERES

$$(^{\circ}API) = \frac{141.5}{Sp.Gr(60^{\circ}F/60^{\circ}F)} - 131.5 \quad (II.7)$$

Généralement les bruts sont classés en fonction de la densité en 4 grandes catégories :

- Les bruts légers $d_4^{15} < 0.825$ ($^{\circ}API > 38$)
- Les bruts moyens $0.825 < d_4^{15} < 0.875$ ($29 < ^{\circ}API < 38$)
- Les bruts lourds $0.825 < d_4^{15} < 1$ ($8.5 < ^{\circ}API < 29$)
- Les bruts extra lourds $d_4^{15} > 1$ ($^{\circ}API < 8.5$)

Le tableau ci dessous illustre les densités de quelques bruts :

Tableau II.1. Densités de quelques pétroles bruts.

Nom du brut	Pays d'origine	Densité (d_4^{15})
Hassi Messaoud	Algerie	0.804
Bu-Attifel	Libye	0.822
Arjuna	Indonésie	0.836
Kirkuk	Irak	0.837
Arabian light	Arabie Saoudite	0.858
Kuwait	Kuwait	0.870
Cyrus	Iran	0.940
Boscan	Venezuela	1.000

Il est à noter que le prix des bruts est établi par différentiel à partir des bruts de référence dont la qualité standard est connue. Ces bruts de référence sont :

Le WTI (West Texas Intermediate) pour les Etats-Unis (38° à 40° API et 0.3 % S)

Le Brent qui est un brut de mer du Nord (38° API et 0.3 % S) pour l'Europe.

Le Oman/Dubai (32° API et 2 % S) pour le Moyen-Orient et l'Asie.

Généralement les densités des bruts se situent entre 0.8000 et 1.000, mais ils existent quelques exceptions on parle des bruts de Barrow (Alaska) avec une $d_4^{15}=0.787$ et celui de Bradley, Canyon, Californie, Etats-Unis ($d_4^{15}=1.028$).

CHAPITRE II : PROPRIETES DES FRACTIONS PETROLIERES

II.2.1.2. La viscosité

La viscosité est une propriété rhéologique fondamentale des lubrifiants. Elle conditionne leur aptitude à réduire les frottements, l'usure et la corrosion, à assurer l'évacuation de la chaleur et des impuretés, ainsi qu'à améliorer l'étanchéité entre les pièces en mouvement.

Cette propriété est fortement influencée par la température : plus la température augmente, plus la viscosité diminue, ce qui facilite le pompage et la pulvérisation des produits pétroliers. L'unité de mesure de la viscosité cinématique dans le Système International (SI) est le millimètre carré par seconde (mm^2/s), couramment exprimée en centistokes (cSt).

On distingue généralement trois types de viscosité.

La **viscosité dynamique** représente la résistance qu'un fluide oppose au déplacement relatif de deux couches parallèles. Elle correspond à la force nécessaire pour déplacer une couche par rapport à une autre à une vitesse de 1 m/s, lorsque la surface de chaque couche est de 1 m^2 et que la distance les séparant est de 1 m. Son unité dans le SI est le Pascal-seconde ($\text{Pa}\cdot\text{s}$).

La **viscosité cinématique** est définie comme le rapport de la viscosité dynamique à la masse volumique du fluide, dans les conditions de température de l'essai. Elle s'exprime en m^2/s dans le SI.

La **viscosité conventionnelle**, quant à elle, est utilisée spécifiquement dans l'industrie pétrolière. Elle est déterminée soit par le rapport entre les temps d'écoulement d'un volume donné d'eau et du produit pétrolier considéré, soit directement par le temps d'écoulement du produit à travers un appareil normalisé.

Le Tableau I.3 montre la viscosité de quelques bruts à 20 °C.

Tableau II.2. Viscosité de quelques pétroles bruts à 20 °C.

Nom du brut	Pays d'origine	Viscosité (mm^2/s)
Zarzaitine	Algérie	5
Nigerian	Nigéria	9
Dahra	Libye	6
Safniyah	Arabie Saoudite	48
Tia Juana	Venezuela	70

CHAPITRE II : PROPRIETES DES FRACTIONS PETROLIERES

•Viscosimètres

- UBBELHODE pour liquides clairs.
- CANNON-FENSKE pour liquides opaques (Norme ASTM D445). (Schéma des viscosimètres).

$$v_t = K \cdot \tau_m \text{ (en centistokes)} \quad (\text{II.8})$$

τ_m - est le temps d'écoulement moyen de trois mesures expérimentales à la température t.

K- est la constante du viscosimètre qui dépend du capillaire. Elle peut être déterminée si les viscosités de certaines huiles sont connues.

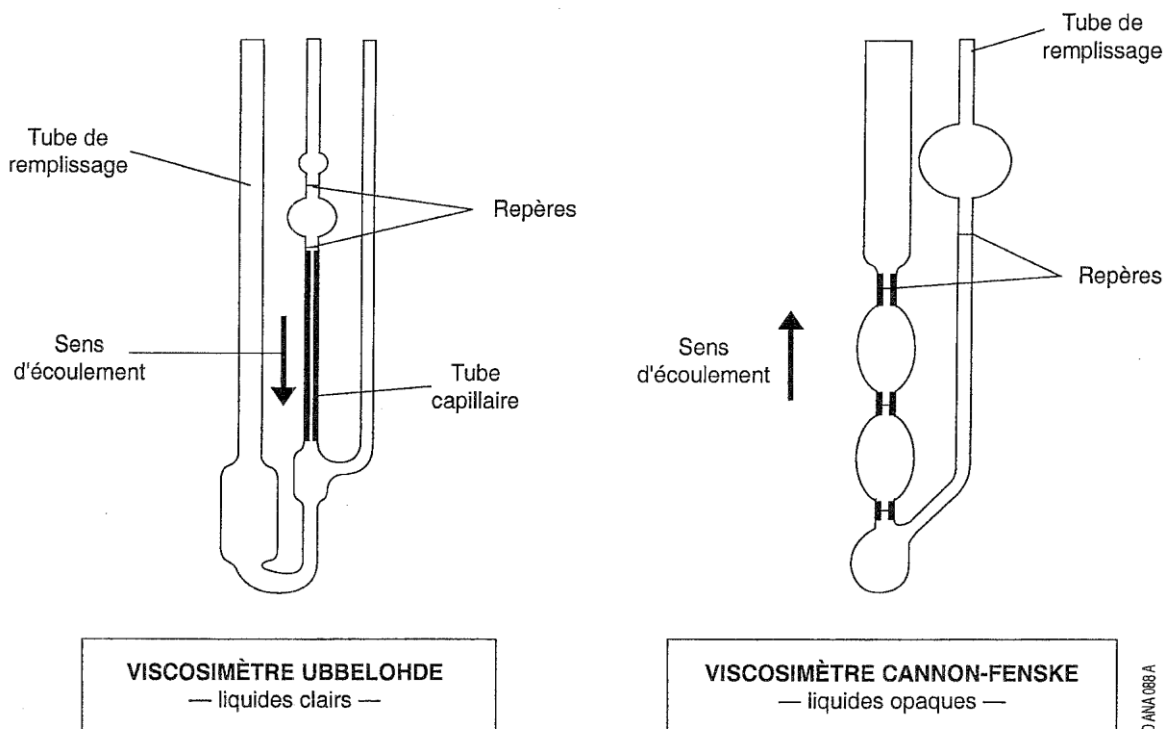


Fig II.1. Représentation des différents types du viscosimètre.

-La Viscosité relative

Cette viscosité relative est déterminée pour les produits pétroliers noirs à cause de leur opacité (pétrole brut, mazout, fuel, goudron...): C'est le rapport du temps d'écoulement de 200ml de produit pétrolier à une température donnée sur le temps d'écoulement de 200 ml d'eau distillée à 20°C.

L'unité de cette viscosité est le degré Engler.

$$E = \frac{\tau_{pp(t^{\circ}C)}^{200ml}}{\tau_{eau(20^{\circ}C)}^{200ml}} \quad (\text{II.9})$$

$\tau_{eau(20^{\circ}C)}^{200ml} = 51 \text{ à } 52 \text{ secondes.}$

CHAPITRE II : PROPRIETES DES FRACTIONS PETROLIERES

Remarque: La viscosité des produits pétroliers varie en fonction de la température :
Si $t^{\circ}(c)$ augmente, v_t diminue car $\tau_{\text{écoul.}}$ diminue.

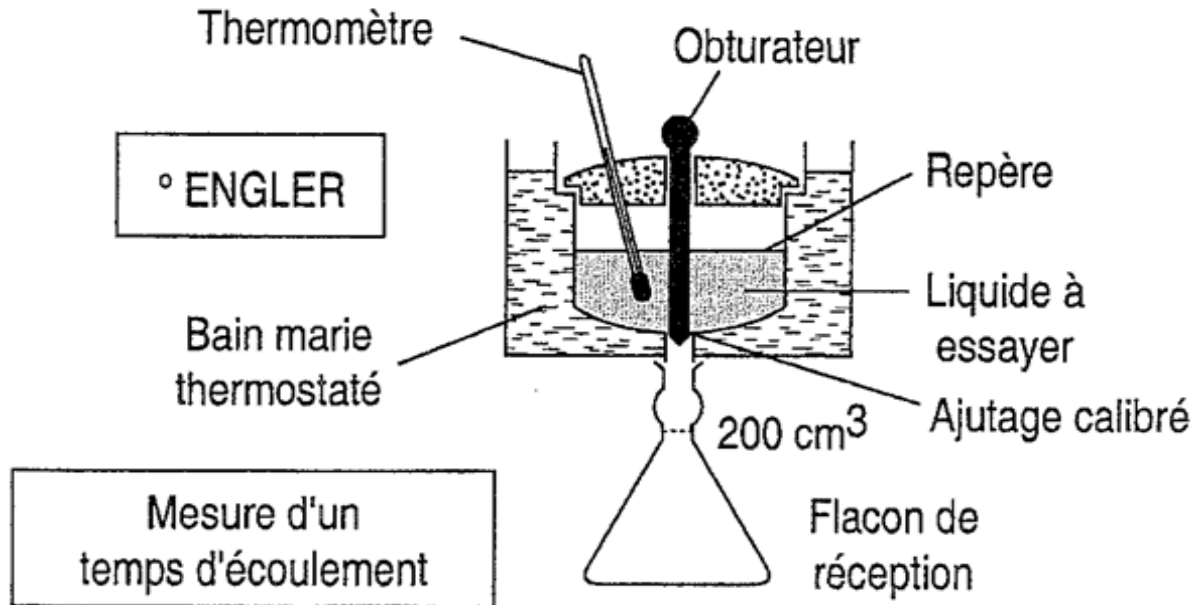


Fig II.2. Appareil de mesure de temps d'écoulement.

II.2.1.3. Point d'éclair-point de flash

Le point d'éclair est la température à laquelle les vapeurs forment avec l'air sur la surface du liquide, un mélange qui s'enflamme (une légère explosion) en présence d'une flamme étrangère. La flamme obtenue s'éteint instantanément et le liquide ne brûle pas. Le point d'éclair caractérise d'un côté la teneur en constituants légers de l'autre côté le taux de danger du feu du produit. Plus le produit contient des légers, plus son point d'éclair est petit. Approximativement, W.L. NELSON a déduit le point d'éclair comme suit :

$$\text{P.E.} \sim 0.64 T - 62 \quad (\text{II.10})$$

T -- : température moyenne de l'ASTM ($0 \div 10\%$)

$$T = (t_0\% + t_{10}\%) / 10 \quad (\text{II.11})$$

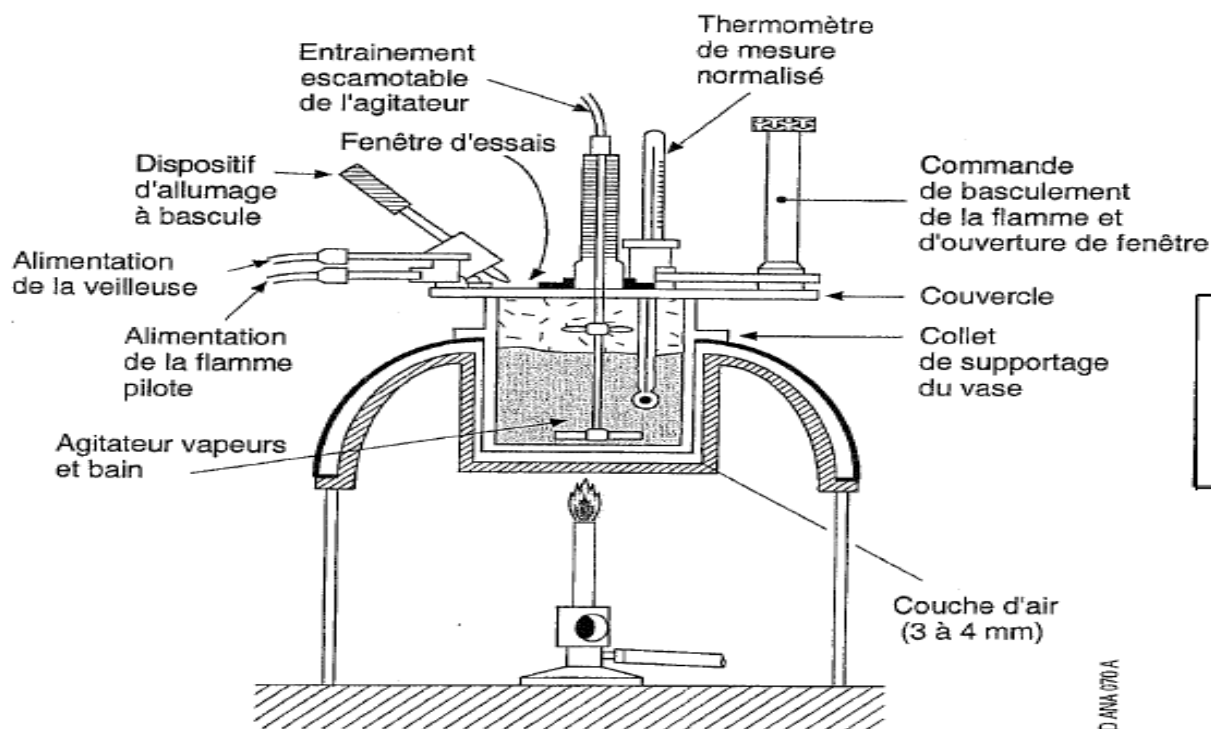


Fig II.3. Appareil PENSKY-MARTENS.

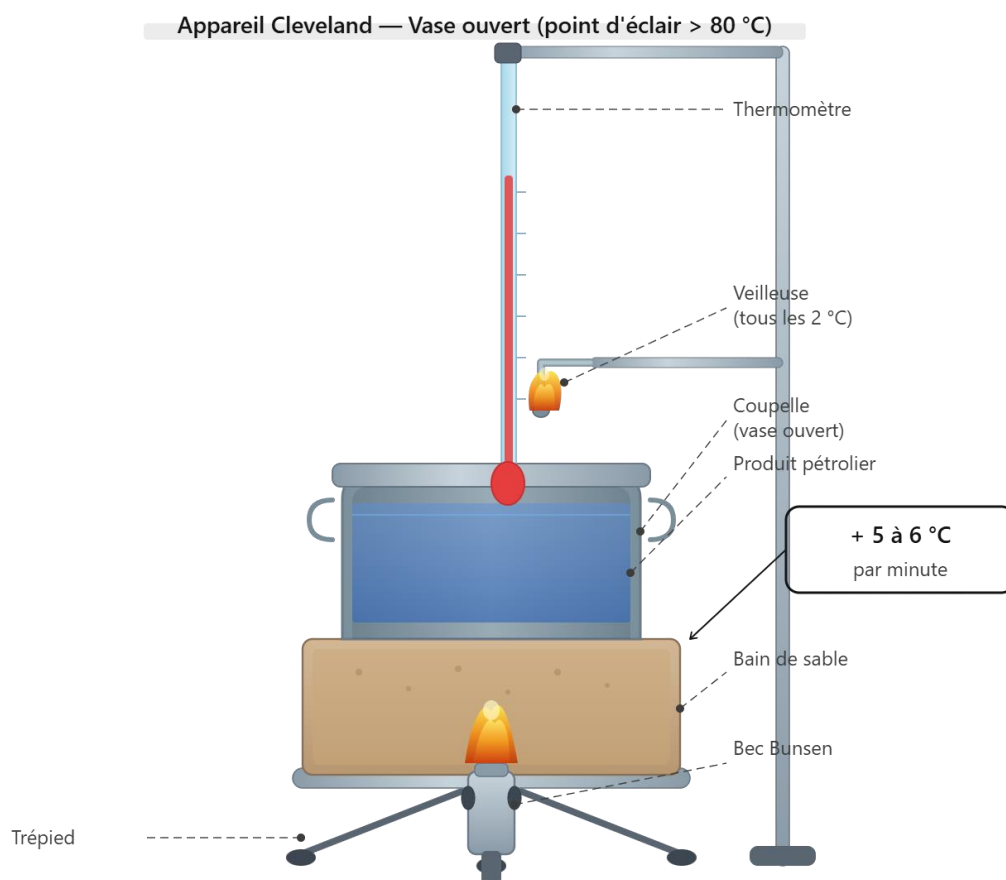


Fig II.4. Appareil de détermination du point d'éclair (Vase ouvert).

CHAPITRE II : PROPRIETES DES FRACTIONS PETROLIERES

II.2.1.4. Point de trouble

Le point de trouble d'une huile ou d'un carburant est la température à laquelle apparaissent les premiers cristaux, quand le produit est refroidi. Le point de trouble est une caractéristique très importante pour le carburéacteur, car les cristaux peuvent boucher les filtres à basse température.

II.2.1.5. Point d'écoulement ou de congélation

Le point de congélation d'un produit pétrolier est la température la plus basse à laquelle le produit contenu dans un tube à essai ne coule plus lorsque celui-ci est incliné. Les points de trouble et de congélation sont des caractéristiques importantes pour les produits pétroliers, quand ils sont utilisés à basse température. Exemple : le carburéacteur, les huilesetc.

Pour les carburéacteurs :point de congélation (-60 °c)point de trouble (- 50°C)

Les points d'écoulements des bruts se situent généralement entre -60 °C et +30 °C. Le Tableau ci dessous montre quelques valeurs de cette grandeur pour quelques bruts. La mesure de cette température est réalisée selon la norme NF T 60-105 et par la norme ASTM D 97.

Tableau II.2. Points d'écoulement de quelques bruts.

Nom du brut	Pays d'origine	Point d'écoulement(°C)
Hassi Messaoud	Algérie	-60
Zarzaitine	Algérie	-24
Ozouri	Gabon	-16
Gash Saran	Iran	-12
Boscan	Venezuela	+15

• POINT DE TROUBLE (CLOUD POINT)

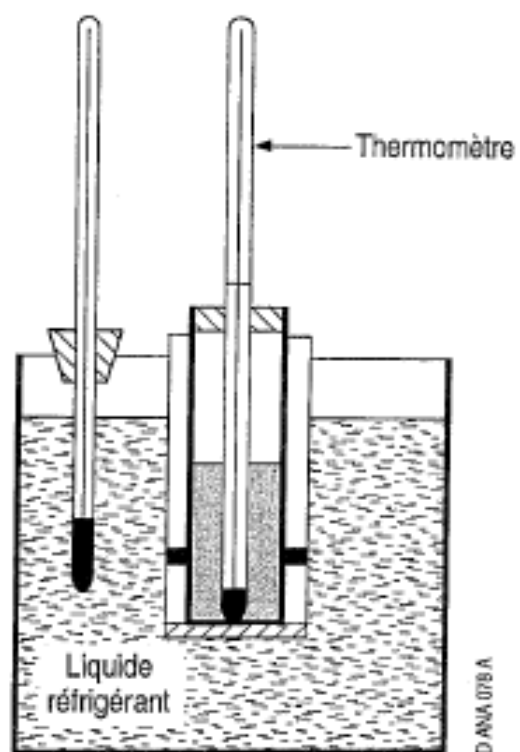


Fig II.5. Appareil de détermination du point de trouble.

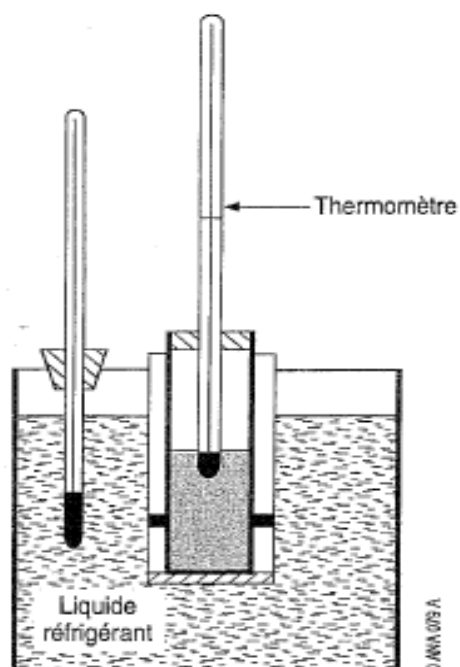


Fig II.6. Appareil de détermination du point de congélation.

II.2.1.6. Tension de vapeur

La mesure de la tension de vapeur des pétroles permet d'estimer la teneur en hydrocarbures légers, il indique, d'une manière indirecte, la teneur en produits très légers qui conditionnent la sécurité au cours du transport, les pertes au stockage et la volatilité.

Quand un produit est déplacé dans un espace exempt de gaz, il commence à se vaporiser en formant un gaz, ce dernier à son tour peut aussi avoir tendance à se dissoudre dans le liquide, l'équilibre étant finalement atteint lorsqu'une certaine quantité de gaz est uniformément répartie dans l'espace. La pression exercée par ce gaz est connue sous la désignation pression de vapeur. La pression de vapeur réelle (True Vapour Pressure TVP), ou la pression de vapeur au point de bulle, est la pression exercée par le gaz produit à partir d'un mélange lorsque le gaz et le liquide sont en équilibre à température ambiante. C'est la pression de vapeur la plus élevée qui est possible à n'importe quelle température spécifiée. Lorsque la température d'un produit augmente, sa TVP augmente également. Si la TVP est supérieure à la pression atmosphérique, le liquide commence à bouillir. Des corrélations fiables existent pour le calcul de la TVP à partir de la Pression de Vapeur Reid et de la température, qui sont plus faciles à mesurer. La Pression de Vapeur Reid (PVR) est un test simple qui, pour les produits pétroliers, est généralement la méthode utilisée pour mesurer la volatilité de liquides en vrac.

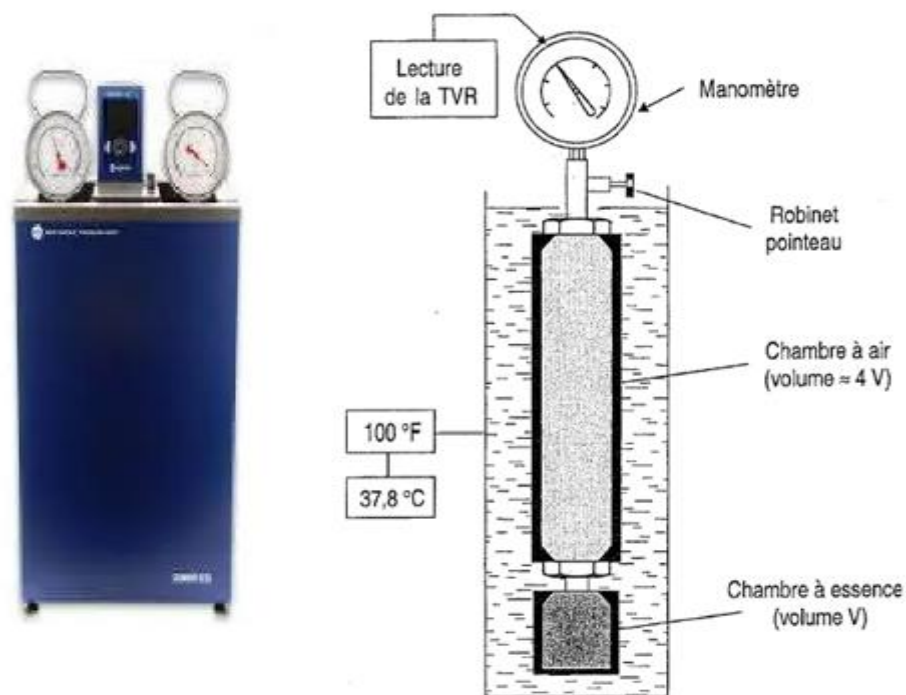


Fig II.7. Dispositif de mesure de la TVR.

CHAPITRE II : PROPRIETES DES FRACTIONS PETROLIERES

Le test est réalisé de la manière suivante : un échantillon du liquide est introduit dans la bombe Reid à la pression atmosphérique, de sorte que le volume du liquide représente un cinquième du volume total interne du récipient. Le récipient est scellé et immergé dans un bain d'eau, où il est chauffé à 37,8 °C. Après que le conteneur ait été agité afin de créer rapidement des conditions d'équilibre, l'augmentation de la pression due à la vaporisation est lue sur un manomètre relié au dispositif. Cette lecture du manomètre fournit une bonne indication, en bar, de la pression de vapeur du liquide à 37,8 °C.

II.2.1.6. Facteur de caractérisation Le facteur de caractérisation (facteur de Watson KW)

Le facteur de caractérisation K_{uop} a été introduit par les chercheurs de la société « Universal Oil Products Co ». Il repose sur les constatations que la densité des hydrocarbures est liée à leur rapport H/C et que leur point d'ébullition est lié à leur nombre d'atomes de carbone. Sa valeur s'étage de 10.5 pour les bruts naphthéniques lourds jusqu'à 12.9 pour les paraffiniques très légers.

$$K(u.o.p) = (\sqrt[3]{T^{\circ}(R)}) / SpGr(60^{\circ}F/60^{\circ}F) \quad (II.12)$$

$T^{\circ}(R)$: La température d'ébullition du brut en degré Rankine.

Sp.Gr (60°F/60°F) : Specific Gravity..

Pour élargir l'application de ce facteur pour les mélanges complexes, on introduit le concept de la température d'ébullition pondérée en utilisant les courbes TBP et ASTM. Pour cela on définit :

-pour un pétrole brut à partir de sa courbe de distillation TBP ; la température moyenne pondérée :

$$T = \frac{T_{20} + T_{50} + T_{80}}{3} \quad (II.13)$$

-pour une coupe pétrolière en se basant sur sa courbe ASTM, on utilise la relation suivante

$$T = \frac{T_{10} + 2.T_{50} + T_{90}}{4} \quad (II.14)$$

•Température et échelles de température (Rappel)

Certaines grandeurs caractérisant le pétrole et/ou les fractions pétrolières sont données ou exprimées en fonction de la température telles que : la densité, la T.V.R, le $K_{u.o.p}$, etc.

CHAPITRE II : PROPRIETES DES FRACTIONS PETROLIERES

Généralement ces températures sont exprimées en échelles Anglo-Saxonnes qui ont des relations mathématiques avec les échelles Internationales. Echelle Centigrade (Celsius)

L'échelle de température centigrade est une échelle de température relative et la plus utilisée, inventée en 1742 par l'astronome et physicien suédois Anders Celsius. L'échelle centigrade fait correspondre son zéro avec la température de la glace fondante et 100 avec la température d'ébullition de l'eau sous une pression atmosphérique normale.

a) Echelle Absolue (Kelvin)

À la différence du degré Celsius, le kelvin est une mesure absolue de la température qui a été introduite grâce au troisième principe de la thermodynamique. La température de 0 K est égale à $-273,15\text{ }^{\circ}\text{C}$ et correspond au zéro absolu. Cette échelle est la plus utilisée en thermodynamique.

$$T\text{ (K)} = t\text{ (}^{\circ}\text{C)} + 273,15 \quad (\text{II.15})$$

b) Echelle Fahrenheit

C'est une échelle utilisée par les Anglo-Saxons au lieu de l'échelle centigrade. Cette échelle est couramment utilisée dans l'industrie pétrolière.

$$T\text{ (}^{\circ}\text{F)} = 1,8 \cdot t\text{ (}^{\circ}\text{C)} + 32 \quad (\text{II.16})$$

c) Echelle Rankine

C'est une échelle absolue utilisée par les Anglo-Saxons au lieu de l'échelle Kelvin. Elle est utilisée dans certaines équations ou relations qui nécessitent le signe positif telles que l'équation donnant le facteur caractéristique (Ku.o.p) du pétrole.

$$T\text{ (}^{\circ}\text{R)} = T\text{ (}^{\circ}\text{F)} + 460. \quad (\text{II.17})$$

II.2.1.6. La teneur en eau

Dans le brut, l'eau se trouve en partie dissoute et en partie sous forme d'une émulsion plus ou moins stable, cette stabilité est due à la présence d'asphaltènes, ou de certains agents tensio-actifs comme les mercaptans et les acides naphthéniques. A la sortie du puits la teneur en eau est généralement faible. La présence de l'eau dans le brut au cours de son traitement constitue d'énormes nuisances qui peuvent être citées par les points suivants :

CHAPITRE II : PROPRIETES DES FRACTIONS PETROLIERES

- A haute température l'eau se transforme en vapeur avec un volume de 1250 fois plus grand que celui occupé à l'état liquide et avec l'augmentation du volume de ces vapeurs la pression en tête de colonne augmente. Cette augmentation de pression présente un grand risque donc il faut l'abaisser en consommant plus d'eau de refroidissement et d'énergie électrique pour la condensation des vapeurs.

-La qualité des produits va s'altérer puisque la capacité, la pression, la température, la vitesse des vapeurs dans la colonne vont changer. La grande vitesse des vapeurs ne permet pas la stabilité du niveau liquide sur le plateau et c'est pourquoi les produits lourds et noirs seront entraînés par les vapeurs et ils vont rendre mauvaise la couleur, la composition fractionnaire des fractions légères (essence, kérosène et gasoil). Ce phénomène est appelé soufflage des plateaux.

-La pression élevée dans la colonne et l'une des raisons des ruptures, des fuites et éventuellement des incendies dans la colonne de distillation.

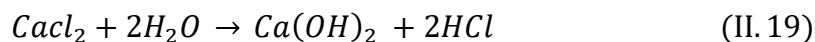
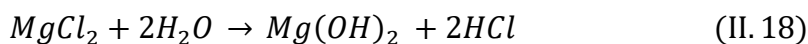
-L'eau constitue un poison de la plupart des catalyseurs utilisés pour les procédés qui viennent en aval de la distillation atmosphérique soit ceux de raffinage ou bien de pétrochimie (reforming, isomérisation, craquage catalytique).

II.2.1.7. La teneur en sels

Bien que la plupart des puits fournissent lors de leur mise en production une huile en faible teneur en eau, mais elle est variablement chargée en sels (quelques dizaines de ppm), au cours de l'exploitation du puits cette teneur tend à augmenter régulièrement. La présence des sels dans les bruts présente plusieurs nuisances soit au niveau de la production, soit au niveau du raffinage.

-au niveau de la production les chlorures de sodium peuvent se déposer par plaques sur les parois du tubage à la suite de la vaporisation partielle de l'eau due à une perte de charge. Le diamètre du puits diminue au fur et à mesure que ces dépôts deviennent importants, ceci entraîne une diminution de la production.

-au niveau du raffinage, les sels se déposent dans les conduites dans les échangeurs ce qui diminue le transfert de chaleur. Les chlorures de calcium et de magnésium commencent à s'hydrolyser à partir de 120 °C. Cette hydrolyse progresse rapidement lorsque la température est élevée.



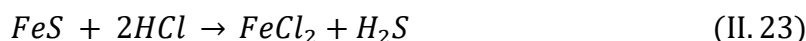
L'acide chlorhydrique attaque le fer suivant la réaction :



La corrosion devient encore plus importante en présence du sulfure d'hydrogène (H₂S)



L'acide chlorhydrique formé précédemment rentre en réaction avec le FeS qui n'est pas soluble dans l'eau selon la réaction suivante :



Donc l'action combinée de l'HCl et de l'H₂S mène vers une grande corrosion.

II.2.1.8. Distillation progressive et simple ou distillation A.S.T.M.

C'est la distillation d'un mélange dans les conditions auxquelles les vapeurs obtenues au fur et à mesure de leur formation sont évacuées continuellement à partir de l'appareil.

Actuellement, cette distillation A.S.T.M. (American Society for Testing Materials) est utilisée seulement au laboratoire pour établir la composition fractionnaire des produits pétroliers (essences, kérosènes, gas-oils, fuels.....).

Cette distillation progressive et simple s'effectue sans la rectification c'est-à-dire, au cours du chauffage du produit d'essai, les HC volatiles ou légers se vaporisent en entraînant une certaine quantité d'HC lourds. C'est la raison pour laquelle, cette distillation présente beaucoup d'imperfections (erreurs) par rapport aux distillations précises que l'on peut réaliser. En effet, les températures relevées ne correspondent pas au passage des vapeurs vers le condenseur.

On prend 100 ml ou 100 g du produit pétrolier à analyser dans le ballon. Pendant la distillation, on note la t°(C) de l'apparition de la 1^{ère} goutte du condensât à la sortie du condenseur : C'est le point initial d'ébullition (PI). Ensuite, les t°(C) sont relevées régulièrement lorsque 5, 10, 20, 30.....90,95% du produit sont distillés et recueillis dans

CHAPITRE II : PROPRIETES DES FRACTIONS PETROLIERES

l'éprouvette. La vitesse de la distillation doit être maintenue à 20÷25 gouttes/10 secondes. A la fin de la distillation, il suffit de suivre la $t^{\circ}(C)$ qui passe par le maximum, puis diminue par suite de l'altération thermique des dernières traces liquides dans le ballon. Ce maximum de la $t^{\circ}(C)$ sera le point final d'ébullition (PF) correspondant à une recette de la distillation représentant D%. Après le refroidissement du ballon, on mesure le volume du liquide résiduel R%. Le bilan volumétrique de l'opération fait apparaître les pertes P%.

Donc, nous aurons : $R\% + P\% + D\% = 100$ (II.24)

Ces pertes correspondent à la non condensation des hydrocarbures les plus légers.

Finalement, tous ces résultats sont reportés sur un diagramme $t^{\circ}(C) = f(\%)$ qui fera ressortir la courbe A.S.T.M. du produit d'essai.

On peut dire que la courbe A.S.T.M. reflète en un certain sens la composition du produit analysé et elle permet de tirer des conclusions sur la répartition des hydrocarbures de l'échantillon. Pour différents produits, on a différentes courbes A.S.T.M.

Enfin, la courbe A.S.T.M. est précieuse pour le réglage des colonnes de distillation en mettant en évidence la qualité de fractionnement entre deux soutirages successifs.

Remarque : pour les résidus, on utilise la distillation A.S.T.M. sous-vide.

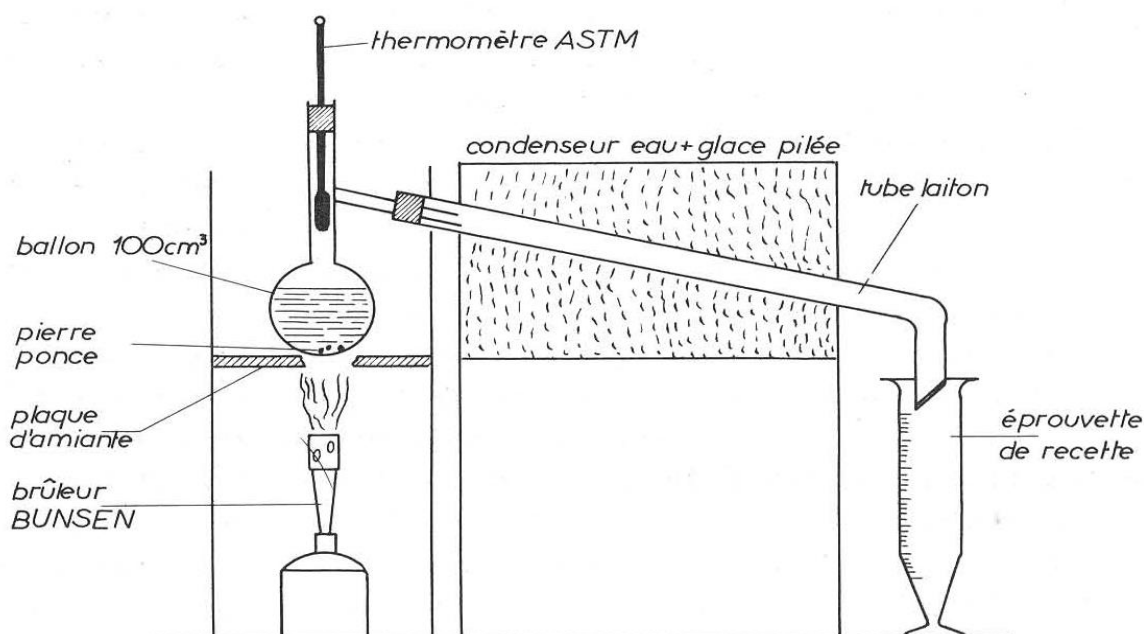


Fig II.8. Appareil de distillation A.S.T.M.

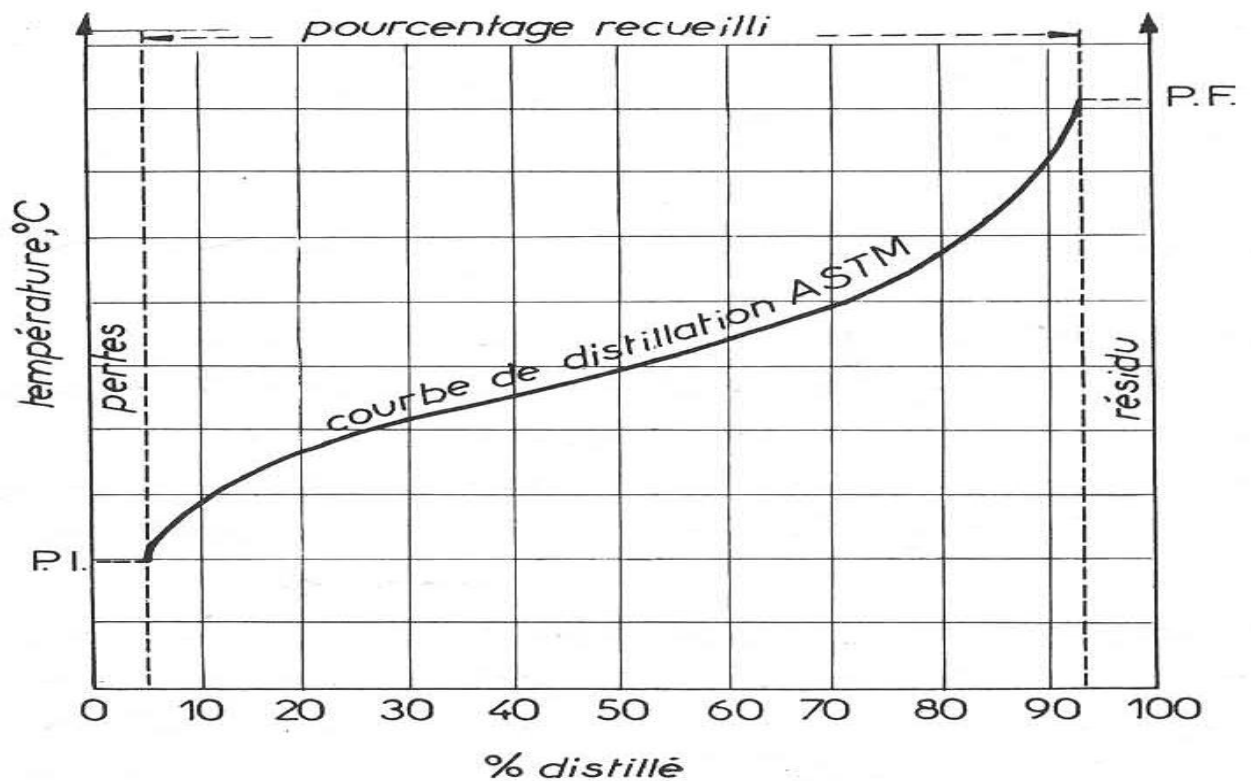


Fig II.9. Courbe de distillation A.S.T.M.

II.2.1.9. La distillation T.B.P des bruts

La distillation T.B.P (True Boiling Point) est une distillation fractionnée qui permet de donner une image exacte de la composition du brut en différentes coupes (Essence, kérosène, gasoil et en fractions lubrifiantes) par la mesure de la température d'ébullition de ses constituants. Le pétrole brut est décomposé en cinquantaine de coupes ayant un intervalle de distillation très étroit, ce qui permet de les considérer comme des hydrocarbures purs fictifs, dont le point d'ébullition est égal à la moyenne arithmétique des points d'ébullition initiale et finale. Cette distillation est réalisée dans un appareil qui comporte un ballon en verre chauffé par une résistance électrique. Au-dessous du ballon est fixée une colonne de fractionnement, cette dernière est équivalente à une colonne à garnissage contenant 10 plateaux théoriques avec un taux de reflux variable suivant le degré de séparation désiré. Le système de condensation est refroidi par de l'eau et nous récupérons les distillats dans des éprouvettes graduées. Un dispositif permettant de faire le vide dans l'ensemble de l'appareillage est installé d'avance et lorsque la distillation sous vide du résidu atmosphérique est effectuée. L'opération comprend deux étapes : une distillation atmosphérique jusqu'à 400 °C suivie d'une ou deux sous-vides. La courbe

CHAPITRE II : PROPRIETES DES FRACTIONS PETROLIERES

représentative $T = f$ (pourcentage du distillat) issue de cette distillation est dite courbe T.B.P. Les coupes obtenues sont :

- Gaz (C3-C4)
- Essence légère (C5-70 °C, C5-80 °C, C5-100 °C)
- Essence lourde (70-140 °C, 80-180 °C, 100-180 °C)
- Kérosènes (160-260 °C, 180-260 °C)
- Gasoils (260-325 °C, 260-360 °C)
- Résidus ($T > 325$ °C, $T > 360$)

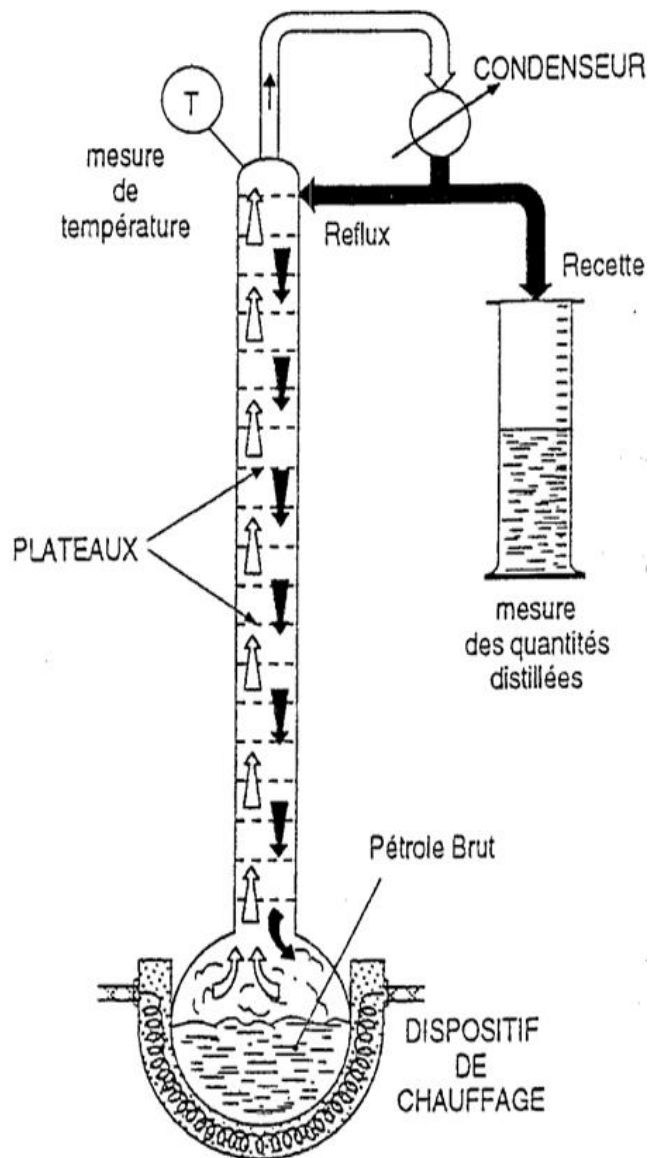


Fig II.10. Appareil de distillation T.B.P.

II.2.2. Propriétés physiques des pétroles et des produits pétroliers

II.2.2.1. Point d'inflammation

C'est la température à laquelle le liquide émet suffisamment de vapeurs pour former avec l'air un mélange inflammable, qui une fois allumé entretient sa combustion. Il est aussi appelé point de flamme. Il est supérieur au point d'éclair de quelques degrés (≈ 2 à 3°C).

II.2.2.3. Point d'auto-inflammation

C'est la température à laquelle le produit prend feu sans le concours d'une flamme étrangère, mais par simple élévation de la température. Ce point dépend de la composition chimique du produit et de sa résistance à l'oxydation.

Quelques points d'éclair : essence auto -43° , acétone -18° , alcool à $90^{\circ} + 15^{\circ}$, gasoil $+55^{\circ}$, huile de graissage lourde $+221^{\circ}$.

Remarque :

Les points d'éclair et d'inflammation sont déterminés à l'aide des deux méthodes suivantes :

- Vase fermé pour les produits légers (kérosène, carburateurs, gas-oils et l'huile légère).
- Vase ouvert pour les produits lourds (les huiles, fuels, résidus, mazout).

Le point d'auto-inflammation est très important pour les carburants diesels.

II.2.2.4. Le pouvoir calorifique

Le pouvoir calorifique massique ou volumique d'un carburant ou d'un combustible représente la quantité d'énergie dégagée par unité de masse ou de volume du produit, lors de la réaction chimique de combustion complète conduisant à la formation de CO_2 et H_2O . (Norme ASTM D 240)

On fait la distinction entre le pouvoir calorifique supérieur PCS et le pouvoir calorifique inférieur PCI :

Dans le PCS, la fumée du combustible contient l'eau (de combustion, et l'humidité) à l'état liquide.

Dans le PCI, la fumée du combustible contient toute cette eau à l'état vapeur. En effet, dans les produits de combustion rejetés par les moteurs et les brûleurs, l'eau se trouve sous forme de vapeur. Une quantité de chaleur a été donc dépensée pour vaporiser cette eau.

La différence (PCS-PCI) mesure la chaleur latente de vaporisation de l'eau.

II.3. Importance des propriétés dans le raffinage

Les propriétés du pétrole brut et des fractions pétrolières jouent un rôle fondamental dans les opérations de raffinage, le transport, le stockage ainsi que dans l'utilisation finale des produits pétroliers. La connaissance de ces propriétés permet de choisir les procédés de

CHAPITRE II : PROPRIETES DES FRACTIONS PETROLIERES

traitement appropriés, d'assurer la qualité des produits obtenus et de garantir la sécurité des installations industrielles.

Dans le domaine du raffinage, les propriétés physiques telles que la densité, la viscosité et les températures d'ébullition influencent directement les opérations de séparation et de transformation. Par exemple, les caractéristiques de distillation permettent de déterminer les différentes fractions récupérées lors de la distillation atmosphérique et sous vide. De même, la viscosité conditionne les opérations de pompage et de transport dans les conduites et les échangeurs thermiques.

Les propriétés thermiques, telles que le pouvoir calorifique, la chaleur spécifique et la conductivité thermique, sont essentielles pour les procédés nécessitant des transferts de chaleur, notamment dans les fours, les colonnes de distillation et les réacteurs de conversion. Elles permettent également d'évaluer les performances énergétiques des combustibles.

Par ailleurs, certaines propriétés physico-chimiques et de sécurité, comme le point d'inflammation, le point d'auto-inflammation et les limites d'explosivité, sont indispensables pour prévenir les risques d'incendie et d'explosion lors du stockage, du transport et de la manipulation des produits pétroliers.

Les propriétés des produits pétroliers influencent également leur domaine d'utilisation. Les essences doivent présenter une bonne volatilité et un indice d'octane élevé pour assurer le bon fonctionnement des moteurs à allumage commandé. Les gazoles nécessitent un indice de cétane adapté afin d'améliorer la combustion dans les moteurs diesel. Les huiles lubrifiantes doivent posséder une viscosité appropriée afin de réduire les frottements et l'usure des équipements mécaniques.

Ainsi, l'étude des propriétés du pétrole et des fractions pétrolières constitue une étape essentielle dans l'industrie du raffinage, car elle permet d'optimiser les procédés industriels, d'améliorer la qualité des produits finis et d'assurer une exploitation sûre et économique des ressources pétrolières.

II.4. Conclusion

En conclusion, les fractions pétrolières présentent des propriétés variées qui influencent directement leur utilisation et leur comportement au cours des procédés de raffinage et d'exploitation. L'étude de ces propriétés permet de mieux comprendre les

CHAPITRE II : PROPRIETES DES FRACTIONS PETROLIERES

caractéristiques des différents produits pétroliers ainsi que les traitements nécessaires pour améliorer leur qualité. Ainsi, la maîtrise des propriétés des fractions pétrolières constitue une étape essentielle pour optimiser la valorisation du pétrole brut et répondre aux exigences industrielles et environnementales.

CHAPITRE III : CLASSIFICATION DES PRODUITS PETROLIERS COMMERCIAUX

Chapitre III : Classification des produits pétroliers commerciaux

Ce chapitre porte sur la classification des produits pétroliers commerciaux issus du raffinage du pétrole brut. Les produits pétroliers sont répartis en différentes catégories selon leurs caractéristiques physico-chimiques, leurs domaines d'utilisation et leurs spécifications commerciales. Cette classification permet de mieux identifier les produits destinés aux secteurs du transport, de l'industrie, de la pétrochimie et de la production d'énergie. L'étude des produits pétroliers commerciaux est essentielle pour comprendre leur importance économique, leurs conditions d'utilisation ainsi que les normes de qualité exigées dans l'industrie pétrolière.

III.1. Généralités

Le pétrole brut ne pouvant pas être utilisé tel quel par l'industrie, il est transformé en différents produits finis, comme les carburants, les combustibles, les matières premières pour la pétrochimie et d'autres produits spécifiques (bitume, huiles lubrifiantes.....). C'est à cela que sert le raffinage du pétrole. Il permet de purifier les pétroles bruts et de les transformer en produits de composition bien déterminé.

Actuellement, les raffineries fabriquent trois sortes de produits pétroliers :

- a) - **Les produits finis** : directement livrables à la consommation à savoir les gaz, les essences,,les kérosènes (ou les carburéacteurs) les gas-oils.....etc....
- b) - **Les semi-produits ou semi-finis** : qu'il faudra mélanger avec les autres fractions et nécessiteront l'addition de nombreux additifs pour l'amélioration de la qualité : Mélange des différentes essences, compoundage des huiles, addition de PTE-PTM
- c)- **Les sous-produits ou produits intermédiaires** : qui sont la matière première pour la pétrochimie et les autres procédés en aval.

La classification de ces divers produits pétroliers en fonction de leurs caractéristiques et du domaine d'application ou d'utilisation se présente comme suit :

- Combustible : C'est le produit qui a la propriété de se consumer, d'alimenter le feu pour fournir le chauffage.
- Carburant : HC ou produit (combustible) servant à alimenter un moteur à explosion pour le faire fonctionner.
- Carburants de remplacement (*alternative fuel*) : C'est le produit utilisé à la place de l'essence classique ou du carburant diesel (le GPL/C, le GNV, l'hydrogène, l'électricité accumulée chimiquement, le méthanol ou l'éthanol, carburant synthétique ou biodiesel que l'on peut utiliser dans un moteur.

CHAPITRE III : CLASSIFICATION DES PRODUITS PETROLIERS COMMERCIAUX

- Huiles lubrifiantes.
- Produits spéciaux (solvants, paraffine, cires, coke....).
- Asphaltes, bitumes routiers et oxydés.....

La classification générale des produits pétroliers fabriqués dans une raffinerie se résume aussi comme suit :

- Produits énergétiques : GPL, essences, carburateurs, gas-oils, fuel-oils domestiques (produits blancs) et fuels lourds et carburants marins lourds (produits noirs).
- Produits non énergétiques : Essences spéciales, solvants, bases pétrochimiques (produits blancs) et lubrifiants, bitumes (produits noirs).

III.2. Le gaz du pétrole liquéfié (GPL)

propane et butane commerciaux pour usage domestiques et industriels. Le GPL est un mélange d'hydrocarbures légers stocké à l'état liquide et issu du raffinage du pétrole. C'est un gaz incolore et inodore, un composé lentement inflammable et volatil et plus lourd que l'air. Ils ont un point d'ébullition compris entre -74°C et $+38^{\circ}\text{C}$.

Le GPL est composé d'environ 80% de butane (C_4H_{10}) et 20% de propane (C_3H_8). C'est un carburant dit propre, Son utilisation présente des avantages par rapport au gazole en permettant de réduire de :

- 50% les émissions d'oxyde d'azote,
- 50% celles des monoxydes de carbone,
- 90% celles des hydrocarbures et particules.

III.3. Les essences

La masse volumique, la volatilité et l'indice d'octane d'une essence présentent des caractéristiques physiques importantes pour obtenir un fonctionnement satisfaisant du véhicule en toutes circonstances.

L'étude des spécifications des essences a donc pour but d'analyser l'incidence (influence) des diverses caractéristiques sur la puissance, la consommation, le démarrage et en général la bonne conduite de la voiture surtout après les progrès réalisés dans la construction des moteurs automobiles.

Le raffineur est dans l'obligation de livrer sur le marché une essence répondant avec précision aux normes exigées. Ainsi les spécifications concernant l'essence sont :

CHAPITRE III : CLASSIFICATION DES PRODUITS PETROLIERS COMMERCIAUX

Masse volumique

Elle est souvent mesurée à une température de 15°C. On peut utiliser la norme française NF T 60-101. Elle varie selon la température selon la relation suivante :

$$\rho_T = \rho_{15} - K(T - 15) \quad (III.1)$$

Avec T représente la température en °C, ρ_T et ρ_{15} sont les masses volumiques respectivement à T °C et à 15 °C et k est un coefficient numérique égale à 0.00085 pour les essences. La masse volumique conditionne la richesse du mélange air-carburant dans la chambre de combustion d'un moteur. On peut dire que lorsque le carburant est trop dense, le mélange devient pauvre en carburant qui présent des risques d'instabilité de fonctionnement du moteur. Par contre lorsque le carburant est trop léger il provoque un mélange très riche générateur d'une pollution plus importante par des produits imbrulés. Le tableau suivant donne les limites supérieures et inférieures à respecter pour chaque type d'essence.

Tableau III. 1. Masse volumique des essences (normes françaises)

Type d'essence	Masse volumique (Kg/L)
Essence ordinaire	0.700-0.750
Supercarburant	0.720-0.770
Supercarburant sans plomb	0.725-0.780

Tension de vapeur des essences

Elle est couramment réalisée selon la méthode de REID à la température de 37.8°C (100°F).

Elle caractérise la teneur en fractions légères ou la volatilité de l'essence qui favorise le démarrage à froid en hiver et peuvent provoquer aussi le givrage du carburateur pour une TVR élevée (à 4°C, la saturation en eau de l'air étant maximum).

C'est pourquoi, on limite la TVR (en été) et on ajoute aussi des additifs antigel à l'essence (en hiver). Une forte proportion d'hydrocarbures légers provoque la formation d'un bouchon de vapeur ou « vapor lock » dû à l'évaporation de l'essence dans les conduites d'amenée au carburateur sous l'effet de la chaleur ambiante d'où, l'arrêt du moteur car la pompe est désamorcée.

Si la TVR est trop petite, le démarrage à froid sera très difficile.

CHAPITRE III : CLASSIFICATION DES PRODUITS PETROLIERS COMMERCIAUX

Indice d'octane

L'indice d'octane désigné par l'abréviation (RON) est une propriété majeure des carburants automobile. Il caractérise l'aptitude du carburant à brûler correctement sans détonation dans un moteur à allumage commandé. A l'issue de la distillation et de la séparation de la coupe essence totale, on dispose de deux coupes d'essence :

- une coupe d'essence légère qui renferme essentiellement des paraffines normales et dont l'indice d'octane est de l'ordre de 60 jusqu'à 70.
- une coupe d'essence lourde riche en paraffines normales et en naphtènes avec un indice d'octane compris entre 20 et 50.

En fonctionnement normal, la combustion du mélange air-essence, initié par l'étincelle de la bougie, se propage en ondes concentriques avec une vitesse d'avance du front de flamme de l'ordre de quelques mètres par seconde. Le front de flamme en se développant comprime la partie encore non brûlée des gaz, en élevant sa température. Ces conditions de pression et température sont favorables à la formation des composés suroxygénés instables appelés peroxydes. Lorsque leur concentration dans le mélange résiduelle imbrulé atteint une certaine valeur, il se décompose brutalement provoquant une explosion et une détonation caractérisée par une très grande vitesse de propagation du front de flamme qui heurte la culasse et la tête du piston.

L'indice d'octane est déterminé dans un moteur CFR monocylindrique avec un taux de compression variable en utilisant deux étalons le n-heptane avec un indice d'octane égale à 0 et l'isooctane qui possède un indice d'octane égale à 100.

 Pour augmenter l'indice d'octane, on utilise les méthodes suivantes :

- On augmente la teneur en hydrocarbures ramifiés (paraffines et oléfines fortement ramifiées)
- On augmente la teneur en hydrocarbures aromatiques dans le carburant
- On diminue la teneur en hydrocarbures à chaînes droites (n-paraffines)
- On ajoute des agents chimiques spéciaux dits antidétonants qui diminuent les propriétés d'oxydation des hydrocarbures (augmentation de l'indice d'octane). Comme antidétonants, on utilise le Plomb-tétraéthyle (P.T.E.) qui a la formule suivante : $Pb(C_2H_5)_4$ et le Plomb-Tétra-Méthyle (P.T.M.) qui est le $Pb(CH_3)_4$.

Composition fractionnaire (distillation ASTM)

La courbe ASTM caractérise la composition fractionnaire de l'essence qui détermine les facilités de démarrages à froid, les reprises du moteur et la dilution de l'huile de carter et

CHAPITRE III : CLASSIFICATION DES PRODUITS PETROLIERS COMMERCIAUX

l'usure des chemises. Le mélange carburé composé de 15 à 16 parties d'air et une partie de vapeur d'essence est injectée dans le cylindre du moteur (vaporisée). Mais ces conditions sont différentes au moment du démarrage ($t^{\circ}\text{C}$ basse) et au moment du plein régime du moteur. L'essence doit avoir une bonne vaporisation pour assurer la formation du mélange carburé. Ainsi :

-Le point 10% distillé d'après l'ASTM, varie entre 50 et 70°C , ce qui correspond à une teneur minimale en fraction légère ayant une bonne vaporisation qui doit assurer le démarrage à froid du moteur

Si le point 10% distillé est plus bas, la formation des bouchons tampons a lieu dans le circuit.

Si le point 10% est plus élevé, l'essence se vaporise insuffisamment, et le moteur ne démarre pas.

-Le point 50% distillé assure une volatilité correcte du cœur de l'essence et assure les reprises et les accélérations du moteur chaud avec une bonne combustion permettant de tirer le maximum de puissance. Ce point de 50% varie entre 100 à 140°C .

-Le point 95% distillé est avant 195°C , le PF < 205°C et le résidu doit être < 2.5%, assurant une combustion totale dans la chambre. Le point final des essences ne doit pas dépasser 215°C , une valeur limite fixée actuellement en Europe.

Teneur en gommes

Cette teneur exprime les problèmes liés au stockage et à la distribution des essences. En effet, en présence de l'oxygène (air), les hydrocarbures instables (surtout les molécules d'oléfines) risquent de subir, même à la température ambiante, un processus de détérioration par oxydation qui conduit à la formation des produits visqueux appelés gommes.

- La formation des gommes diminue le NO de 2 à 3 % par suite de la transformation des oléfines.

La teneur en gommes se détermine donc avant l'utilisation de l'essence surtout après un long stockage.

III.4. Essences spéciales et solvants

Dans la même gamme d'hydrocarbures, $\text{C}_4\text{-C}_{10}$, constitutifs des essences, le raffineur produit également toute une série d'essences spéciales, utilisées essentiellement comme solvants. Ces dernières sont classées selon leur intervalle de distillation A.S.T.M. Toutes

CHAPITRE III : CLASSIFICATION DES PRODUITS PETROLIERS COMMERCIAUX

ces fractions sont obtenues par distillation fractionnée de la coupe essence, ils ne subissent qu'un traitement de désulfuration très poussé. Le Tableau III.2 montre la liste de ces solvants ainsi que leur utilisation.

Tableau III. 2. Types des essences obtenues à partir du pétrole

Classification	Densité à 15°	Intervalle de distillation	Utilisations
A	0.675	40-100	Colles, teintures et dégraissage
B	0.675	60-80	Extraction corps gras
C	0.700	70-100	Extraction corps gras
D	0.710	95-103	Déshydratation de l'alcool
E	0.730	100-130	Industrie du caoutchouc, teinturerie
F	0.740	100-160	Industrie du caoutchouc, teinturerie
G(Ether de pétrole)	0.645	30-75	Extraction des parfums
H	≤0.765	Essence auto pure	Lampes à souder
White spirite	0.760-0.790	135-205	Peintures

III.5. Pétrole lampant

C'est une coupe d'hydrocarbures qui se situe immédiatement au-dessus des essences, de sorte que sa composition fait intervenir des carburants compris entre C_{10} et C_{14} . L'utilisation de ce produit pour l'éclairage a été abandonnée.

III.6. Carburéacteurs (Kérosènes)

L'apparition et le développement de l'aviation à réaction ont ouvert un nouveau débouché à cette coupe C_{10} - C_{14} , encore appelé Kérosène. La densité de cette fraction se situe aux environs de 0.800. Cette coupe est soumise à des spécifications très sévères afin d'assurer les consignes de sécurité des différents types d'avions. Les spécifications les plus importantes sont la température de congélation et le point de flash. Les kérosènes doivent avoir un intervalle de distillation compris entre 150 et 280 °C. Les carburéacteurs pour aviations civile sont : le Jet A avec un point de congélation de -40 °C et le Jet A-1, identique au Jet A mais avec un point de congélation plus bas (-47 °C). Le troisième type appelé Jet B est destiné à l'aviation militaire avec un point de congélation compris entre -50 °C et -58 °C.

Les propriétés déterminantes d'un carburéacteur sont plutôt liées à la préparation du mélange air-carburant, au rayonnement de la flamme et à la formation éventuelle de dépôts de carbone... qui est l'objet de l'étude des spécifications :

CHAPITRE III : CLASSIFICATION DES PRODUITS PETROLIERS COMMERCIAUX

Densité

La densité du carburéacteur doit être élevée entre 0.775 et 0.840 (surtout 0.800) pour avoir le maximum d'énergie dans un volume donné (celui du réservoir) et réduire le poids et le volume des réacteurs.

La densité conditionne le rayon d'action de l'avion. Les aromatiques qui ont une densité élevée, donnent au cours de la combustion des dépôts charbonneux. Donc, la teneur en aromatiques dans le carburéacteur doit être inférieure à 25% massique, car si le rapport C/H (cyclique) est élevé, les hydrocarbures brûlent mal avec un dépôt charbonneux élevé.

Point de congélation

Le carburéacteur doit avoir une bonne « pompabilité » garantie aux basses températures, surtout pendant le vol en altitude. En effet, après quelques heures à haute altitude, un réservoir d'avion se trouve à la température extérieure ambiante proche de -40 à -50°C . Dans ces conditions, le carburant doit rester suffisamment fluide pour assurer l'alimentation du réacteur.

La température de pompabilité doit être plus basse de 10°C à son point de trouble, ce qui donne une marge de sécurité. Ce point de congélation est une relation directe avec le PF de distillation du produit : Si le PF augmente, le point de congélation augmente aussi.

Point de fumée

Le point de fumée est la hauteur maximale de la flamme sans fumée (NF M 07-028) des carburéacteurs. Afin de maintenir un rendement énergétique élevé et d'assurer la longévité des matériaux constituant la chambre de combustion, il est nécessaire d'obtenir une flamme claire, minimisant les échanges de chaleur par rayonnement et limitant la formation de dépôts de carbone. Le point de fumée pour une lampe à mèche normalisée, est la hauteur maximale possible de la flamme, sans formation de fumée.

Le point de fumée est lié à la structure chimique du carburant : Les n-paraffines ont un point de fumée élevé. Celui des iso-paraffines est plus bas et diminue avec la ramification. Les naphthènes et les aromatiques (avec un rapport C/H élevé) ont un point de fumée très bas.

Teneur en eau

Le carburéacteur doit être débarrassé de l'eau et d'autres matières en suspension, car l'abaissement de la température en altitude provoque la précipitation de l'eau dissoute qui se cristallise instantanément et bouche les filtres. On peut ajouter des additives anti-glaces qui absorbent l'eau et abaissent le point de congélation. Ce sont des éther-alcools comme le 2-méthoxyéthanol ou le β (2-méthoxyéthoxy) éthanol.

CHAPITRE III : CLASSIFICATION DES PRODUITS PETROLIERS COMMERCIAUX

Viscosité

La viscosité agit sur la qualité de pulvérisation et la pénétration du jet de ce carburant et même son pompage surtout à basse température.

Le carburéacteur doit être peu visqueux pour être facilement pulvérisé et assuré une bonne combustion.

III.7. Gasoil ou carburant diesel

Le gas-oil a pour intervalle de distillation ($240 \div 370^{\circ}\text{C}$). Les principales utilisations du gas-oil sont les suivantes :

- Carburant pour moteurs Diesel, équipant des voitures utilitaires (voiture, camionnette légère jusqu'au poids lourds de 38 tonnes en charge)
- Combustible domestique
- Diluant pour fuel-oils à basse viscosité.

On distingue deux types de gas-oil :

- Le gas-oil léger utilisé pour le moteur Diesel rapide (>500 tr/min. et jusqu'à 2500 tr/min) des voitures, camions et cars.
- Le gas-oil lourd utilisé pour le moteur lent (< 500 tr/min) des navires.

Les spécifications de ce gazole sont :

Densité

Elle varie entre 0.810 et 0.890, cette propriété conditionne le pouvoir calorifique au litre ce qui peut faire varier la consommation pour deux densités nettement différentes. Pour les gasoils commerciaux elle se situe entre 0.825 et 0.850.

Composition fractionnaire (ASTM)

Le gas-oil doit avoir des volatilités bien précises. Généralement, la fraction distillée (%vol.) doit être :

- Le PI se situe entre $160 \div 180^{\circ}\text{C}$. Le PF se situe entre $350 \div 380^{\circ}\text{C}$.
- 65 % à distillé au maximum à 250°C .
- 85% à distillé au moins à 350°C .
- 95% à distillé au moins à 370°C .

Le gasoil contient une gamme d'hydrocarbures comprise entre C_{14} et C_{20} . Pour les gasoils marins, ils sont un peu plus lourds puisque le point final se situe aux alentours de 400°C .

Dans les pays froids, il s'avère nécessaire d'incorporer des fractions plus légères pour augmenter la volatilité.

CHAPITRE III : CLASSIFICATION DES PRODUITS PETROLIERS COMMERCIAUX

Viscosité.

Elle doit être comprise entre des limites précises pour les diesels rapides entre 2 et 7.5 cst à 100°F (37.8°C),

Le gas-oil est injecté dans le cylindre pulvérisé avec des gouttelettes dont les dimensions dépendent de la viscosité du carburant :

Si la viscosité est basse → fines gouttelettes → bonne pulvérisation et vaporisation facile → bonne combustion → puissance du moteur élevée.

Si la viscosité est trop basse, il y a risque de grippage de la pompe.

Si la viscosité est élevée → grosses gouttes → mauvaise pulvérisation et vaporisation insuffisante → mauvaise combustion → PCI diminue → formation de dépôt carbonneux → augmentation des pertes de charge de la pompe (usure élevée) → puissance du moteur diminue.

Les spécifications actuelles sont :

-Viscosité maximale : 9,5 cSt à 20°C

-Viscosité minimale : 2 cSt à 20°C.

Indice de cétane (NF M 07035)

L'indice de cétane est au gas-oil ce que le nombre d'octane est à l'essence. C'est un critère de qualité de combustion du gas-oil dans les moteurs diesels. L'indice de Cétane est défini par le délai d'allumage :

« A partir du moment de l'injection du carburant dans le cylindre jusqu'au moment de l'auto-inflammation, un laps de temps a lieu qui est mesuré par 1/1000 de seconde » et c'est le délai d'allumage.

-Si le délai d'allumage est petit, le carburant s'enflamme aussitôt après l'injection dans le cylindre et brûlera avec une vitesse constante. La pression augmente harmonieusement et le moteur fonctionne normalement sans cliquetis.

-Si le délai d'allumage est grand, le carburant s'accumule dans le cylindre et s'auto-inflamme brusquement. La pression augmente brusquement. Le moteur fonctionne anormalement avec un bruit et son rendement diminue. Sa température et son usure augmentent.

La facilité avec laquelle un gas-oil s'autoinflamme dans un cylindre est fonction de sa composition chimique (surtout paraffinique).

CHAPITRE III : CLASSIFICATION DES PRODUITS PETROLIERS COMMERCIAUX

Un gasoil possède un indice de cétane égal à x si dans un moteur monocylindrique il a les mêmes propriétés du « délai d'allumage » qu'un mélange étalon composé de x % volumique de n-cétane et de (100-x) % volumique de α -méthyl-naphtalène. Il existe une relation entre l'indice de cétane et de diesel. Ce dernier est exprimé par la relation suivante :

$$\text{Indice diesel} = \frac{\text{Point d'aniline } (^{\circ}\text{F}).API^{\circ}}{100} \quad (III. 2)$$

On peut également connaître approximativement l'indice de cétane d'un gasoil en connaissant sa composition chimique en utilisant la formule suivante :

$$IC = 0.85P + 0.1N - 0.2A \quad (III. 3)$$

P, N et A représentent la teneur en paraffines, naphènes et aromatiques respectivement.

Caractéristiques à froid

Toutes ces caractéristiques importantes sont surveillées en hiver ou dans les pays froids. En effet, le gas-oil est essentiellement paraffinique. Ces paraffines linéaires peuvent se cristalliser partiellement à basse température et colmater le filtre. Les caractéristiques à prendre en considération sont le point de trouble, le point de congélation (d'écoulement) et la température limite de filtrabilité (TLF).

TLF :

C'est la température la plus élevée à laquelle un volume de produit cesse de traverser un appareil de filtration normalisé quand il est soumis à un refroidissement. C'est l'évaluation de la température la plus basse jusqu'à laquelle le produit peut s'écouler librement.

Pour les gazoles classiques, il est compris entre -15 et -25 °C, mais pour les climats très froids, il doit être compris entre -20 et -45°C.

Teneur en soufre

Il est exigé que les gas-oils contiennent moins de 0,5 % en poids de soufre. Autrefois, la teneur admise était de 0,2 %, mais actuellement, elle est limitée à 0,05 %. Cette réduction permet de diminuer les émissions de SO₂ et de SO₃, qui peuvent se transformer en acide

CHAPITRE III : CLASSIFICATION DES PRODUITS PETROLIERS COMMERCIAUX

sulfurique dilué (H_2SO_4). Cet acide possède des propriétés corrosives, particulièrement à froid, et peut endommager le moteur, notamment les chemises des cylindres.

Une teneur élevée en soufre augmente également la dureté des dépôts formés dans le moteur et contribue, par les gaz d'échappement, à la pollution atmosphérique.

Point d'aniline

Le point d'aniline représente la température minimale à laquelle la dissolution est totale d'un mélange équivalent volumétrique d'aniline pur et du gasoil. C'est une indication de l'aromaticité de cette fraction. Cette propriété est mesurée selon la norme ASTM D611.

III.8. Fuels oils

A- fuel-oil domestique

Le Fuel-Oil Domestique ou FOD présente une grande parenté avec le gas-oil (GOM) car ils sont issus de la même coupe de distillation.

Le Fuel-oil Domestique a un PF plus élevé le GOM. La formulation de ce Fuel est le mélange du pétrole lampant et du gas-oil, utilisé pour le chauffage domestique. Il a donc des spécifications moins sévères que le gas-oil moteur.

Caractéristiques chimiques du FOD

Pour obtenir un fonctionnement satisfaisant des brûleurs, le FOD doit brûler sans résidus. On impose un carbone Conradson de 0.35%, valeur aisément respectée. La valeur de l'indice de cétane minimale est de 40 (≥ 45). Cette réglementation vise à assurer un fonctionnement satisfaisant des moteurs diesel.

Certains pays en Europe ont adopté une valeur limite de 0.2% massique. Il peut être même désulfuré jusqu'à 0.05%.

Propriétés physiques du FOD

C'est dans les caractéristiques à froid que les spécifications du FOD diffèrent de celles du gas-oil moteur. En effet, en hiver, les valeurs requises sont $+2^\circ\text{C}$ pour le point de trouble, -4°C pour le TLF et -9°C pour le point d'écoulement et ce en toutes saisons.

B- fuel lourds (FO)

Les fuels lourds sont des mélanges de résidus lourds et de distillats non valorisables. Ils sont utilisés pour la combustion industrielle (centrales électriques, fours.....) et pour l'alimentation des gros navires propulsés par des gros moteurs diesels lents et de très grandes puissances.

La consommation du fuel lourd industriel a subi une chute importante à cause du développement de l'énergie nucléaire.

CHAPITRE III : CLASSIFICATION DES PRODUITS PETROLIERS COMMERCIAUX

Parmi les caractéristiques des fuel on a le point d'éclair est compris entre 60 et 120 °C et la viscosité est comprise entre 5 et 12 cSt à 50 °C.

III.9. Huiles lubrifiantes

III.9.1. Définition d'une huile lubrifiante - Son importance

Le nom de lubrifiant vient du latin « lubricus » qui signifie un produit qui, interposé entre des surfaces en contact d'un mécanisme, réduit les frottements et par conséquent, l'échauffement tout en combattant l'usure des organes en mouvement et facilite le fonctionnement.

On distingue les lubrifiants selon leur origine, animale, végétale, minérale et synthétique ou selon leur état physique, liquide, pâte ou solide.

Les huiles lubrifiantes sont des fractions pétrolières lourdes sans impuretés indésirables et prêtes à être utilisées pour une bonne lubrification. Tous les fluides placés entre deux surfaces, ont tendance à les séparer l'une de l'autre et réduire leurs frottements. Les deux surfaces ainsi séparées par un film fluide sont dites LUBRIFIEES. Ce film doit avoir une certaine épaisseur. Il se compose d'un certain nombre de couches accrochées les unes aux autres par les forces de cohésion.

Les huiles lubrifiantes sont composées d'un composant principal appelé « base » ou « huile de base » qui peut être minéral ou synthétique. On lui ajoute des additifs qui lui confère de meilleures propriétés ou spécifications en fonction de l'usage prévu.

Pour cela, ces huiles lubrifiantes doivent satisfaire à trois exigences principales à savoir :

- Avoir un indice de viscosité élevé
- Avoir un point d'écoulement bas
- Avoir une bonne résistance à l'oxydation etc.....

Les huiles lubrifiantes sont surtout classifiées d'après la destination, le domaine d'application en 06 groupes :

- 1)- Huiles moteurs (auto, avions, moteurs diesels...)
- 2)- Huiles industrielles (moteurs industriels avec frottements élevés des pièces, métallurgie...)
- 3)- Huiles de transmission (engrenages, boîte à vitesse, essieux de wagon....)
- 4)- Huiles de turbine (pour turbines à vapeur..)
- 5)- Huiles isolantes (noyaux de transformateurs, disjoncteurs électriques...)
- 6)- Huiles spéciales (pour médecine, parfumerie....)

CHAPITRE III : CLASSIFICATION DES PRODUITS PETROLIERS COMMERCIAUX

Les fonctions des huiles lubrifiantes se distinguent par le type de mécanisme. Dans tous les cas, ces fonctions sont :

- 1)- Limiter les frottements. 2)- Limiter l'usure. 3)- Limiter l'échauffement.
- 4)- Limiter la corrosion. 5)- Isoler électriquement. 6)- Amortir les chocs (engrenage).
- 7)- Transmettre de l'énergie (hydraulique). 8)- Eliminer les impuretés (action de rinçage ou de nettoyage). 9)-Etanchéité (huile et graisse).

La figure suivante englobe les procédés de production des huiles de base.

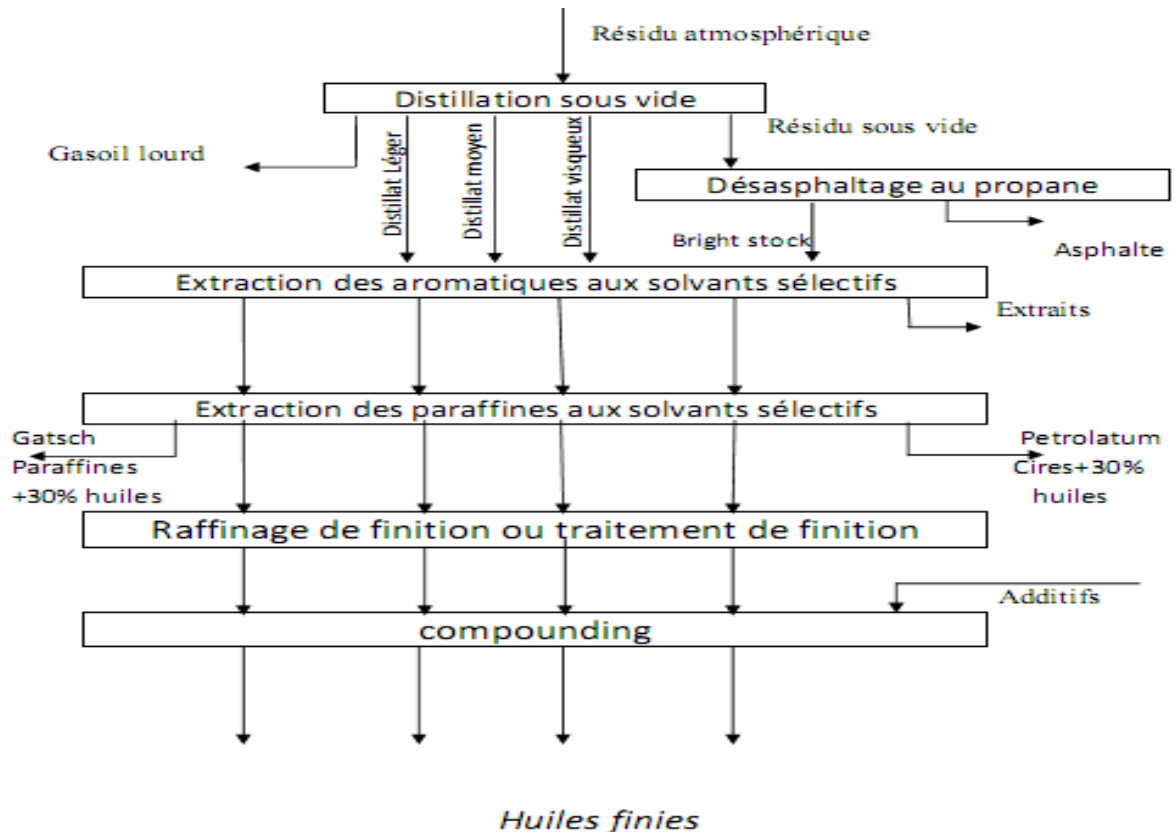


Fig III.1. Schéma de production des huiles de base.

✚ Compoundage des huiles

C'est un atelier au sein de la raffinerie. Après avoir obtenu des fractions raffinées ayant des viscosités bien définies, il est nécessaire de procéder à des mélanges pour obtenir des huiles normalement prêtes à l'utilisation. Les exigences viscosimétriques du mécanisme à lubrifier imposent au raffineur une valeur de viscosité à respecter. Il est aussi important de connaître les viscosités aux températures extrêmes pour avoir toujours une lubrification adéquate des pièces tournantes du moteur.

Une huile de base obtenue avec les meilleures techniques de raffinage, ne peut se comporter à elle seule d'une manière satisfaisante dans un moteur, ce qui impose aux formules d'huiles d'aujourd'hui de nouvelles spécifications ou bien renforcer celles déjà existantes

CHAPITRE III : CLASSIFICATION DES PRODUITS PETROLIERS COMMERCIAUX

Pour cela, des additifs sont ajoutés en très faibles quantités dans l'huile (12% volumiques max.). On peut citer :

- Abaisseurs du point de congélation.
- Additifs pour l'amélioration de l'indice de viscosité.
- Additifs de lutte contre l'oxydation et la corrosion.
- Additifs détergents et dispersants.

Finalement, après compoundage ou mélange et après avoir été reconnue conforme aux spécifications des normes, l'huile finie est destinée pour la commercialisation.

Spécifications des huiles lubrifiantes

➤ Viscosité

C'est la plus importante caractéristique de service de l'huile. Elle est directement liée aux points d'ébullition, à la masse moléculaire moyenne, à la composition chimique et à la structure chimique des hydrocarbures. Avec l'augmentation des PI et PF d'une huile, la viscosité et la masse moléculaire augmentent aussi. Le choix de l'huile dépend des conditions de fonctionnement des mécanismes à graisser ou à lubrifier à savoir la charge (pression entre les pièces et les engrenages), la température et la vitesse de l'arbre. On écrit : $v = f(P, t^{\circ}\text{C}, \text{tr/min})$.

Pour le mécanisme fonctionnant aux grandes vitesses et aux petites charges, on choisit une huile à petite viscosité (ex : la Spindle) et vice versa. Lorsqu'on utilise les huiles à basses températures, il est important que la viscosité n'augmente pas brusquement.

➤ Indice de viscosité

L'huile de bonne qualité ne doit pas être trop visqueuse à froid, mais doit être encore suffisamment visqueuse à la température élevée du moteur de façon à conserver ses propriétés lubrifiantes à chaud et permettre le démarrage à froid : « Cette propriété de l'huile est déterminée à l'aide de l'indice de viscosité qui est la mesure du changement de la viscosité d'un produit pétrolier avec la température ».

➤ Détergence

La propriété de détergence de l'huile est la fonction de nettoyage qui détermine l'évacuation des impuretés obtenues sur les pièces des machines (carbone+copeaux métalliques....) surtout pour les moteurs Diesels. L'huile filtrée est ensuite recyclée dans le moteur.

CHAPITRE III : CLASSIFICATION DES PRODUITS PETROLIERS COMMERCIAUX

➤ Indice de Conradson

Au cours du fonctionnement du moteur, une partie de l'huile remonte au-dessus du cylindre et brûle, provoquant un dépôt charbonneux qui est nuisible. Ce dépôt formé constitue l'indice de Conradson qui doit varier entre $0.15 \div 1 \%$.

Pour le diminuer, on épure les huiles par élimination des aromatiques à chaînes latérales courtes qui ont un indice de Conradson élevé par des solvants sélectifs.

➤ Stabilité à l'oxydation

L'huile circule en étant exposé au contact de l'air (O_2), à température relativement élevée, à la catalyse par les métaux..., une oxydation des molécules se produit et conduit à la formation des acides organiques corrosifs (acides naphthéniques, d'un dépôt asphaltique, des gommages etc.....Cela affecte considérablement la qualité de l'huile.

C'est pour cette raison que les huiles lubrifiantes doivent avoir une haute stabilité à l'oxydation.

➤ Point de congélation

La valeur du point de congélation doit assurer un bon démarrage à froid du moteur en maintenant l'huile dans son état liquide (fluide). Il varie entre $-5 \div -60^\circ C$. Il doit être bas afin d'assurer le démarrage à froid. Cette propriété est liée étroitement à la valeur de la viscosité et de l'indice de viscosité.

Pour les huiles avec un indice de viscosité élevé, il faut prévoir des additifs de diminution du point de congélation.

III.10. Les bitumes

Les bitumes sont de couleur noire, solides ou semi-solides à la température ambiante. Ce sont des solutions colloïdales des asphaltènes et des résines lourdes dans les huiles. Ce sont aussi de simples résidus de la distillation des pétroles (distillation sous-vide), du désasphaltage des résidus sous vide.

Mais, souvent, ces résidus sont oxydés pour obtenir une variété de bitumes de différentes applications. Les bitumes sont utilisés pour la construction et la réparation des routes (goudronnage).

Pénétrabilité de l'aiguille ASTM D 537

La dureté des bitumes est obtenue en mesurant la profondeur (en dixième de millimètres) à laquelle pénètre une aiguille standard chargée (100grammes) durant 5sec et à $25^\circ C$. Plus la pénétration est faible, plus le produit est dur.

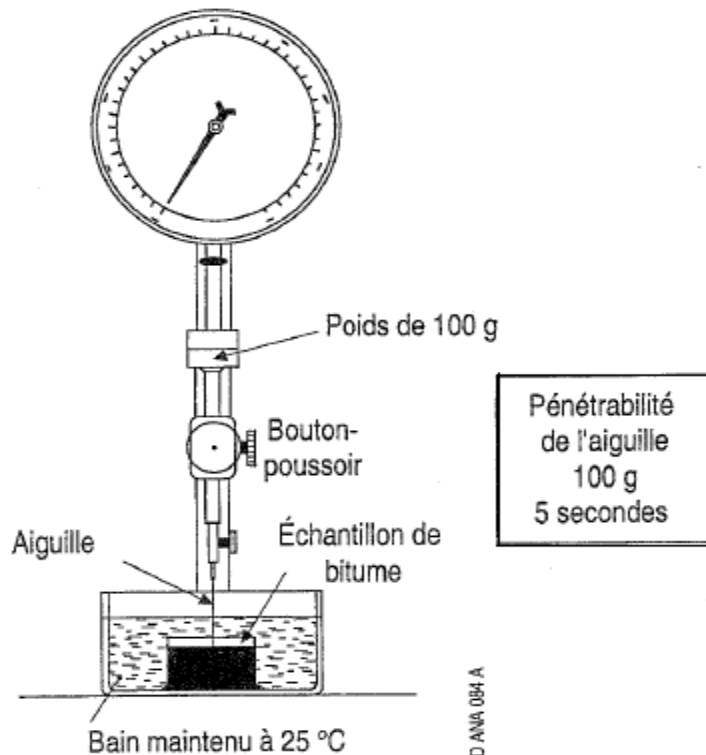


Fig III.2. Appareil de pénétrabilité de l'aiguille.

Point de ramollissement ASTM D36-76

Une bille d'acier est placée sur un anneau rempli de bitume. La bille et l'anneau sont chauffés progressivement dans un b cher d'eau jusqu'à ce que le bitume se ramollisse suffisamment pour permettre à la bille de pousser le bitume à travers l'anneau jusqu'à un certain niveau (support inférieur). La température à laquelle cette position apparait est appelée point de ramollissement.

Un haut point de ramollissement indique que le bitume est très résistant à la chaleur.

CHAPITRE III : CLASSIFICATION DES PRODUITS PETROLIERS COMMERCIAUX

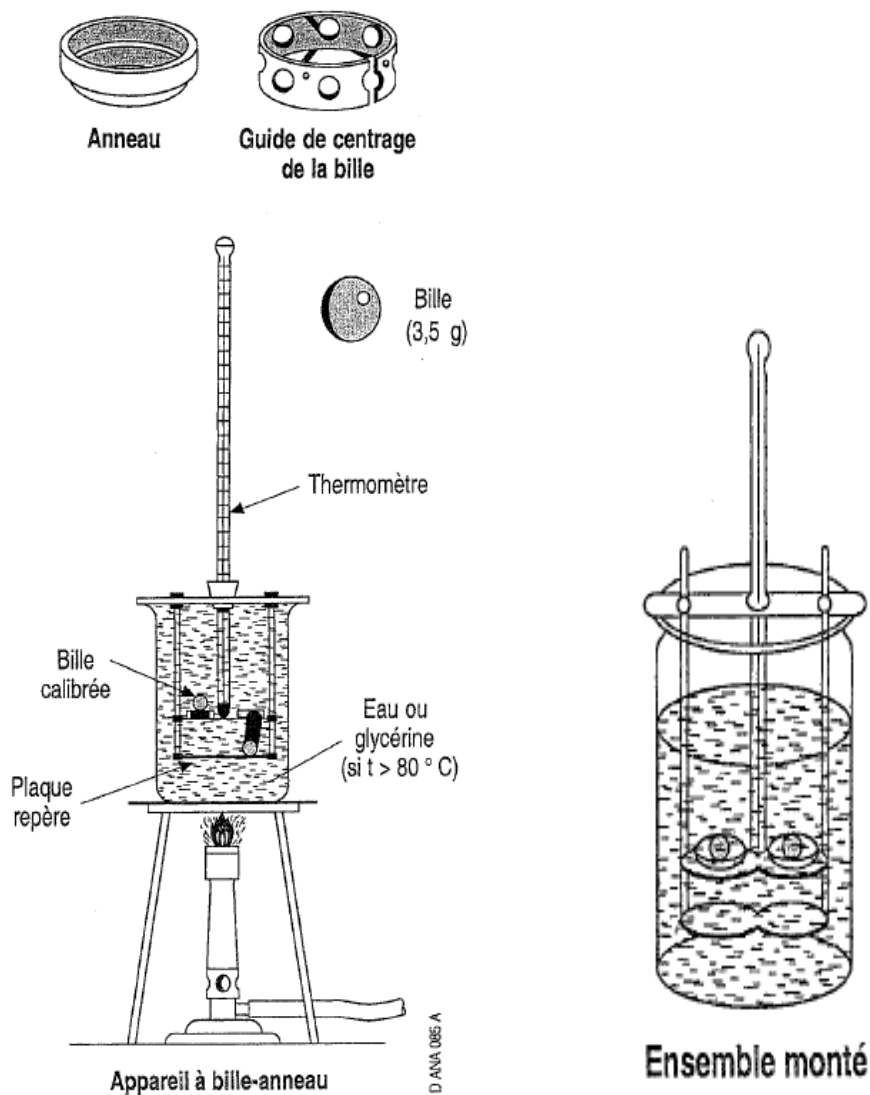


Fig III.3. Dispositif de détermination de point de ramollissement.

III.11. Conclusion

Ce chapitre a permis de présenter la classification des produits pétroliers commerciaux ainsi que leurs principales caractéristiques et domaines d'utilisation. Cette classification est indispensable pour une meilleure gestion des produits pétroliers, depuis leur production jusqu'à leur commercialisation, tout en garantissant le respect des exigences techniques, industrielles et environnementales.

Chapitre IV : Distillation

IV.1. Procédés de séparation

IV.1.1. Introduction

La distillation est un processus de séparation des mélanges liquides ou gazeux, binaires ou complexes ou des solutions en leurs composants différents les uns des autres par leurs températures d'ébullition.

En pratique, la séparation du pétrole brut est réalisée dans une colonne unique (atmosphérique ou sous vide) possédant des soutirages latéraux. La colonne de fractionnement est un appareillage cylindrique vertical muni des dispositifs qui assurent le contact intime entre une phase liquide et une phase vapeur. La chaleur nécessaire pour la distillation est assurée par un four ou un échangeur de chaleur.

IV.1.2. Déshydratation et dessalement du pétrole brut

Lorsque le pétrole brut rentre dans l'unité de distillation atmosphérique il contient encore de l'eau qui renferme des sels dissout. Cette eau se trouve sous forme de fine gouttelettes émulsifiées. La teneur en sel doit être inférieure à 14.3 Kg/1000 m³.

La présence de l'eau et des sels provoque plusieurs problèmes :

- L'eau à haute température se transforme en vapeur avec un volume plus grand que celui occupé à l'état liquide, ce qui implique une augmentation de la pression dans la colonne et donc la consommation en eau et en énergie électrique pour la condensation de ces vapeurs va augmenter.
- La qualité des produits va s'altérer puisque la pression, la température, la vitesse des vapeurs ne permet pas la stabilité du niveau liquide sur les plateaux et c'est pourquoi les produits lourds et noirs seront entraînés par les vapeurs et vont rendre mauvaise la couleur et la qualité des fractions légères (essence, kérosène et gasoil). Ce phénomène est appelé soufflage des plateaux.
- Les sels se précipitent sur les parois des échangeurs de chaleur donc le procédé de transfert de chaleur va diminuer et le coût de sa réparation va augmenter.

IV.1.3. Principe de dessalement du pétrole brut

Le pétrole brut contient généralement des sels minéraux dissous dans l'eau de formation, principalement des chlorures de sodium, de calcium et de magnésium (NaCl , CaCl_2 , MgCl_2). La présence de ces sels peut provoquer des phénomènes de corrosion, d'encrassement et de dépôt dans les équipements de raffinage, en particulier au niveau des échangeurs thermiques, des fours et des colonnes de distillation.

Le dessalement du pétrole brut est donc une opération essentielle réalisée avant la distillation atmosphérique afin de réduire la teneur en sels, en eau et en matières solides en suspension.

Le principe du dessalement consiste à briser l'émulsion eau-huile afin de séparer l'eau contenant les sels dissous du pétrole brut. Cette opération s'effectue généralement selon les étapes suivantes :

IV.1.3.1. Lavage à l'eau

Le pétrole brut est mélangé avec une certaine quantité d'eau douce (généralement 3 à 10 % en volume) au moyen d'une vanne de mélange assurant une forte agitation. Cette eau permet de dissoudre les cristaux de sels présents dans le brut et de les transférer vers la phase aqueuse. Le mélange produit alors une émulsion constituée de très fines gouttelettes d'eau dispersées dans le pétrole.

À ce stade, des agents désémulsifiants sont injectés afin de faciliter la rupture de l'émulsion. Ces produits chimiques agissent en détruisant le film d'asphaltènes et de résines qui entoure les gouttelettes d'eau et empêche leur regroupement.

IV.1.3.2. Chauffage du brut

Le mélange pétrole-eau est ensuite chauffé à une température généralement comprise entre 49 et 54 °C, pouvant atteindre 120 à 150 °C selon la nature du brut traité.

Le chauffage réduit la viscosité du pétrole brut et favorise ainsi la séparation des phases eau-huile. Il améliore également la mobilité des gouttelettes d'eau et accélère leur décantation.

IV.1.3.3. Coalescence des gouttelettes

Les gouttelettes d'eau formées après le mélange possèdent un diamètre très faible, généralement compris entre 1 et 10 μm , ce qui empêche leur séparation par simple gravité.

Pour favoriser leur regroupement, un champ électrique haute tension est appliqué entre deux électrodes à l'intérieur du dessaleur électrostatique. Sous l'effet de ce champ électrique, les

CHAPITRE IV : DISTILLATION

gouttelettes d'eau se polarisent, s'attirent mutuellement puis fusionnent pour former des gouttes plus grosses.

Ce phénomène appelé coalescence augmente la taille des gouttes d'eau, ce qui facilite leur décantation au fond du dessaleur sous l'effet de la gravité.

IV.1.3.4. Décantation et séparation

Les grosses gouttelettes d'eau chargées en sels et en impuretés se déposent au fond du dessaleur, tandis que le pétrole dessalé est récupéré dans la partie supérieure de l'équipement.

L'eau salée séparée est ensuite évacuée vers les unités de traitement des eaux industrielles.

- Rendement du dessalement

Une unité de dessalement à un seul étage permet généralement d'éliminer environ 90 % des sels présents dans le pétrole brut. Cependant, l'utilisation d'un système à deux étages peut porter l'efficacité d'élimination à plus de 99 %.

Le fonctionnement à deux étages présente également un avantage opérationnel important : lors des opérations de maintenance ou de nettoyage d'un dessaleur, notamment pour éliminer les boues et sédiments déposés au fond de l'appareil, l'unité peut continuer à fonctionner avec le second dessaleur, assurant ainsi la continuité de la production.

IV.1.4. Distillation atmosphérique du pétrole brut

La première opération subie par le pétrole brut est la distillation primaire dans une colonne de distillation atmosphérique. Elle joue un rôle important puisqu'elle fournit d'une part des fractions pétrolières constituant des matières premières pour les installations ultérieures qui les transforment en produits commerciaux et d'autre part des matières premières pour d'autres procédés pour améliorer leurs spécifications commerciales.

IV.1.4.1. Principe de distillation

En pratique la séparation est réalisée dans une colonne sous pression atmosphérique et possédant des soutirages latéraux. La colonne de fractionnement est un appareillage cylindrique et verticale muni de cloisons transversales appelées plateaux, le rôle de ces derniers est d'assurer un contact intime entre les deux phases liquide et vapeur de manière à faciliter l'établissement d'un état d'équilibre dans la colonne. On distingue trois zones, à savoir la zone de rectification, la zone de flash et la zone d'épuisement. Pour assurer la rectification il est nécessaire :

CHAPITRE IV : DISTILLATION

- D'introduire de la chaleur avec la matière première ou avec un courant chaud, d'éliminer la chaleur le long de la colonne en utilisant un reflux froid et des soutirages latéraux.
- D'avoir en présence les deux phases liquide et vapeur sur le plateau et d'assurer les gradients de température et de pression entre les différents plateaux le long de la colonne.

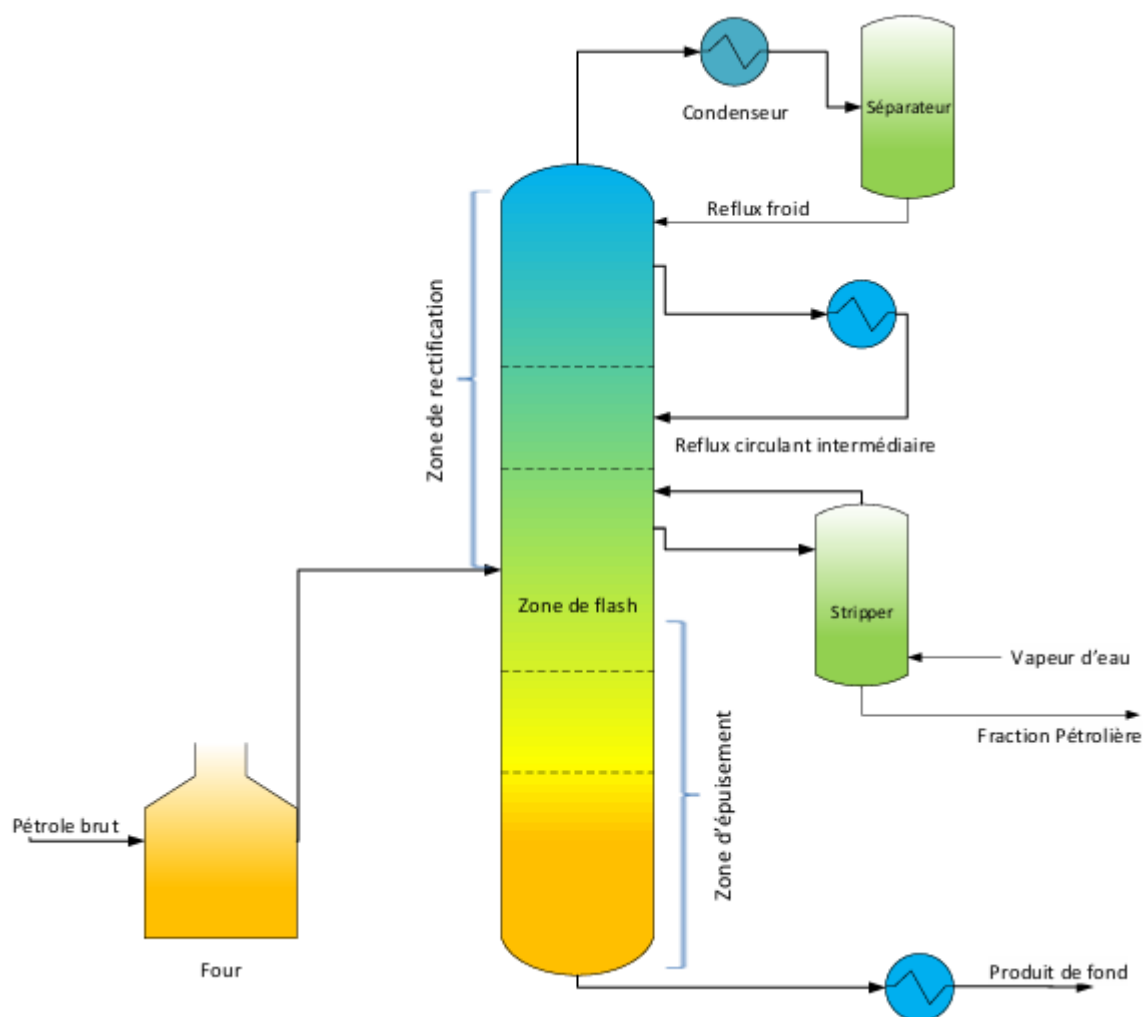


Fig IV.1. Principales parties d'une colonne de distillation atmosphérique du pétrole brut.

🔧 Zone de flash

Dans cette zone la charge est injectée avec une très grande vitesse tangentielle aux parois de la colonne afin d'éviter le phénomène d'érosion. Elle ne contient pas de plateaux.

🔧 La zone d'épuisement

Cette zone peut comprendre de 4 à 6 plateaux pour la rectification de la phase liquide alimentant cette zone (provenant de la charge et du dernier plateau de la zone de rectification). On maintient toujours un niveau liquide au fond de la colonne et on injecte de

la vapeur d'eau et cela pour réduire l'entraînement des légers par le liquide et assurer la pompabilité du produit. Dans cette zone il n'y a pas de soutirages latéraux.

Zone de rectification

Cette zone est également garnie de plateaux et permet d'améliorer la séparation des différentes fractions pétrolières en rectifiant leur composition. C'est à travers cette zone que s'effectuent les soutirages latéraux des produits.

Elle contient généralement un nombre important de plateaux, dont le nombre dépend du nombre de fractions à soutirer ainsi que de la qualité de séparation recherchée.

Le reflux froid

Au sommet de la colonne on obtient des vapeurs d'essence et des gaz. La température est réglée par le reflux froid. Il est injecté au plateau supérieur de la colonne à l'état liquide à une température comprise entre 25 et 35 °C, il descend jusqu'au deuxième plateau où il s'évapore.

Le reflux circulant intermédiaire

Le reflux circulant intermédiaire entre 2 soutirages permet de diminuer les vapeurs au sommet de la colonne et de préchauffer le pétrole brut à traiter.

Le stripper

Les soutirages latéraux sont généralement effectués sous forme liquide. Cependant, ces fractions entraînent souvent une certaine quantité d'hydrocarbures légers en raison du rendement des plateaux, qui est inférieur à 100 %.

Le rôle du stripper est d'éliminer les composés légers entraînés avec la phase liquide afin d'ajuster et d'améliorer le point d'éclair du produit soutiré.

Cet appareil fonctionne de manière similaire à la partie inférieure de la colonne de distillation et comporte généralement de 3 à 5 plateaux.

IV.1.4.2. Description du procédé

Le pétrole brut provenant des bacs de stockage est aspiré par des pompes puis envoyé vers une série d'échangeurs de chaleur, où il est progressivement préchauffé grâce à la chaleur récupérée des produits sortant de la colonne de distillation ainsi que des reflux circulants intermédiaires. Au cours de cette étape, la température du brut peut atteindre environ 120 à 150 °C.

CHAPITRE IV : DISTILLATION

Le brut préchauffé est ensuite dirigé vers le dessaleur, où sont éliminés les sels minéraux, l'eau et les matières solides susceptibles de provoquer des phénomènes de corrosion, d'encrassement et de dépôt dans les équipements de raffinage.

Après le dessalement, le pétrole brut traverse une seconde série d'échangeurs thermiques afin d'être davantage chauffé par récupération de chaleur à partir des produits chauds issus de la colonne de distillation. Cette étape de récupération thermique est essentielle pour améliorer l'efficacité énergétique de l'unité et réduire la consommation de combustible au niveau du four.

Cependant, le préchauffage seul ne permet pas d'atteindre les conditions nécessaires à la séparation des différentes fractions pétrolières. Le brut doit donc être chauffé dans un four tubulaire afin d'élever sa température à une valeur généralement comprise entre 330 et 385 °C, selon la nature du pétrole brut traité. À cette température, une grande partie des hydrocarbures est vaporisée, tandis que les fractions lourdes demeurent à l'état liquide.

Le mélange liquide-vapeur obtenu est ensuite introduit dans la zone de flash de la colonne de distillation atmosphérique. Cette colonne fonctionne généralement sous une pression légèrement supérieure à la pression atmosphérique, comprise entre 2 et 4 atm, et contient environ 30 à 50 plateaux assurant le contact entre les phases liquide et vapeur.

À l'intérieur de la colonne, les hydrocarbures sont séparés selon leurs températures d'ébullition. Les fractions légères montent vers le sommet de la colonne, tandis que les fractions lourdes descendent vers le fond.

L'essence lourde, le kérosène et le gasoil sont soutirés latéralement puis envoyés vers des tours de stripping, où ils sont débarrassés des hydrocarbures légers entraînés afin d'améliorer leurs caractéristiques de qualité, notamment le point d'éclair.

Les vapeurs contenant les gaz et l'essence légère sont récupérées en tête de colonne puis condensées partiellement dans le système de reflux. Une partie du liquide condensé est renvoyée au sommet de la colonne sous forme de reflux afin d'améliorer la séparation des fractions, tandis que le reste constitue les produits de tête.

Le résidu atmosphérique récupéré au fond de la colonne subit également un stripping à la vapeur d'eau afin d'éliminer les fractions légères restantes. Il est ensuite envoyé vers un échangeur thermique résidu atmosphérique/brut afin de récupérer une partie de sa chaleur avant son stockage ou son acheminement vers l'unité de distillation sous vide.

CHAPITRE IV : DISTILLATION

IV.1.4.3. Types des installations

L'unité de distillation atmosphérique, appelée également "unité de Topping", constitue la première étape de séparation du pétrole brut dans une raffinerie. Elle est située en amont des autres unités de transformation et permet d'obtenir les principales fractions pétrolières telles que les gaz, le naphta, le kérosène, le gasoil et le résidu atmosphérique.

La conception et le mode de fonctionnement de cette unité dépendent principalement : de la nature du pétrole brut à traiter, de sa densité, de sa teneur en soufre, de sa composition en fractions légères et lourdes.....

IV.1.4.3.1. Distillation atmosphérique dans une seule colonne, adaptée aux bruts lourds et peux sulfureux

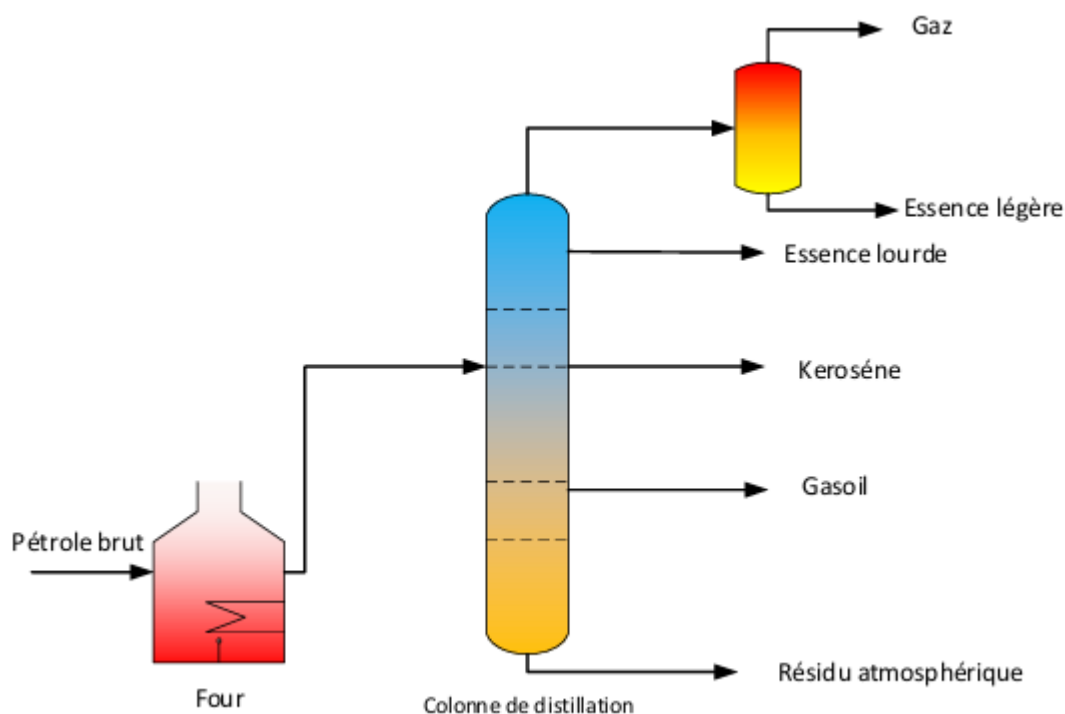


Fig IV.2. Schéma simplifié de distillation atmosphérique dans une seule colonne.

CHAPITRE IV : DISTILLATION

IV.1.4.3.2. Distillation atmosphérique avec évaporation préalable des légers dans un ballon de flash, destinée aux bruts légers et peux sulfureux

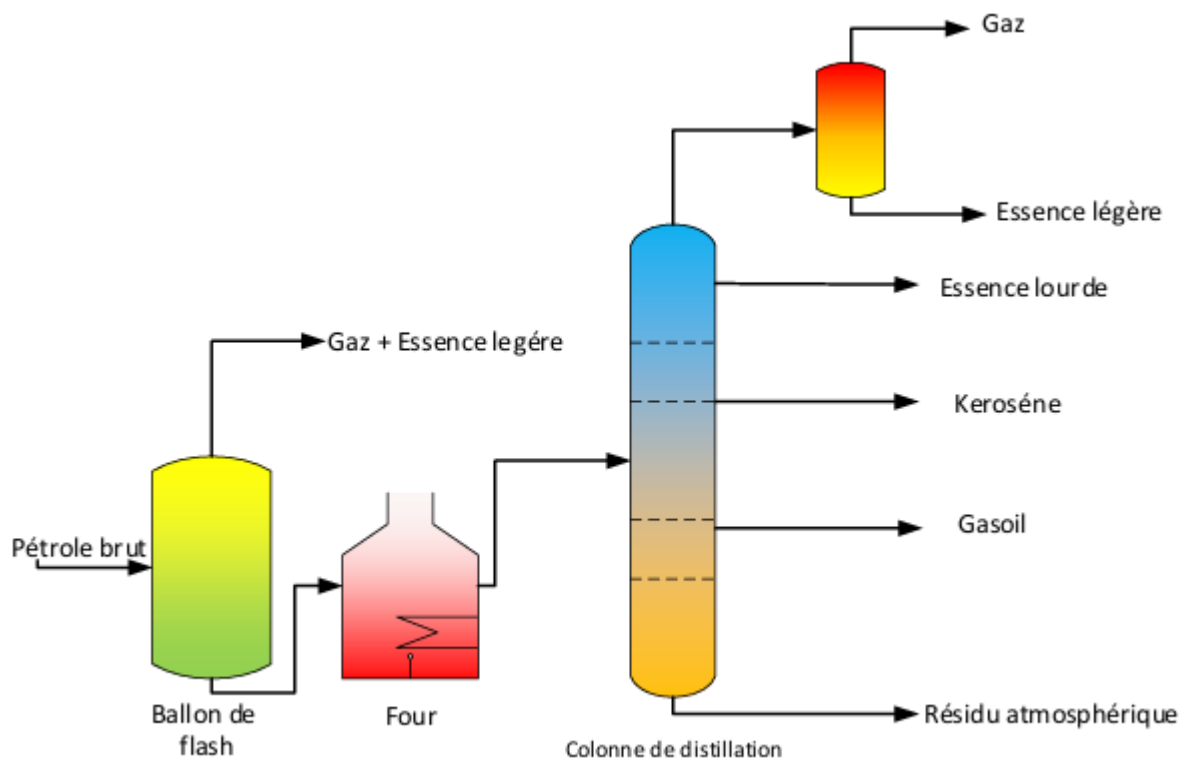


Fig IV.3. Schéma simplifié de distillation atmosphérique avec ballon de flash.

IV.1.4.3.3. Distillation atmosphérique dans deux colonnes successives

La distillation atmosphérique à deux colonnes successives est utilisée pour le traitement des pétroles bruts présentant de fortes teneurs en hydrocarbures légers, en eau ainsi qu'en composés soufrés corrosifs.

Dans cette configuration, le pétrole brut est d'abord préchauffé à une température d'environ 200 °C puis introduit dans une première colonne, appelée colonne de préflash ou colonne d'étêtage, fonctionnant généralement sous une pression comprise entre 3 et 5 atm.

Cette première colonne permet de séparer les fractions les plus légères du brut. Les gaz et l'essence légère sont récupérés au sommet de la colonne, tandis que le brut étêté récupéré au fond est envoyé vers le four tubulaire pour être porté à une température plus élevée.

Le brut chauffé est ensuite introduit dans la colonne principale de distillation atmosphérique, où s'effectue la séparation des autres fractions pétrolières telles que le kérosène, le gasoil et le résidu atmosphérique.

CHAPITRE IV : DISTILLATION

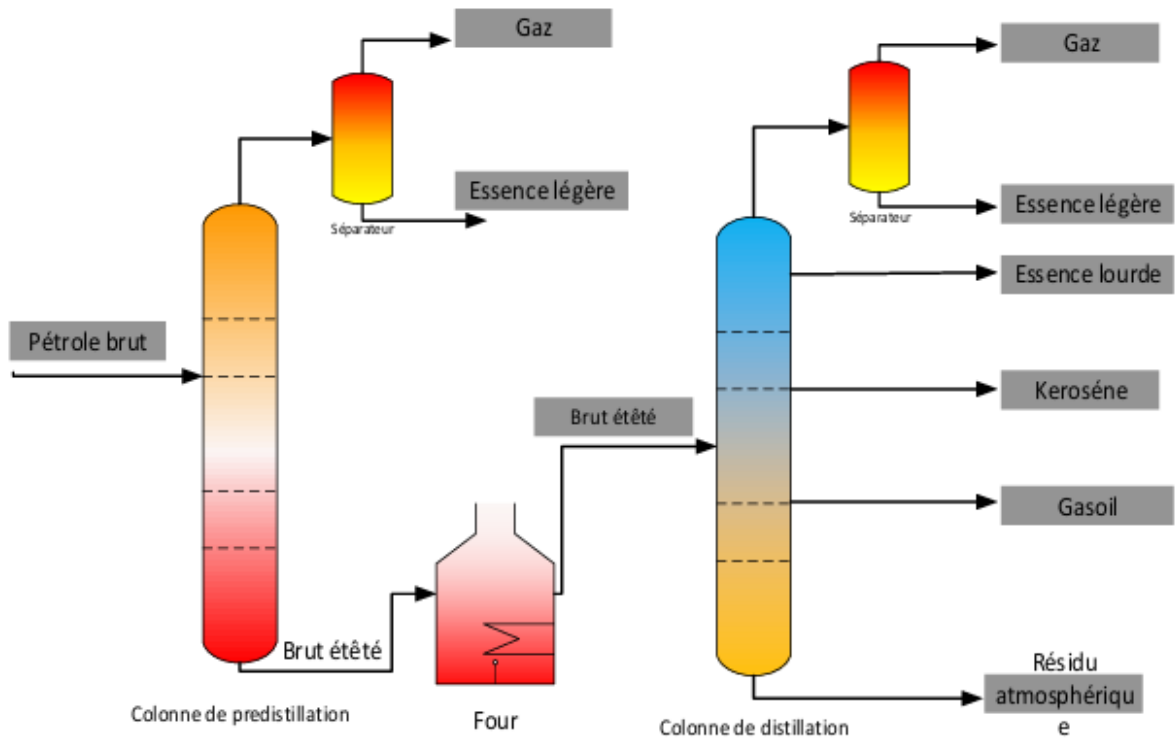


Fig IV.4. Distillation atmosphérique du brut dans deux colonnes successives.

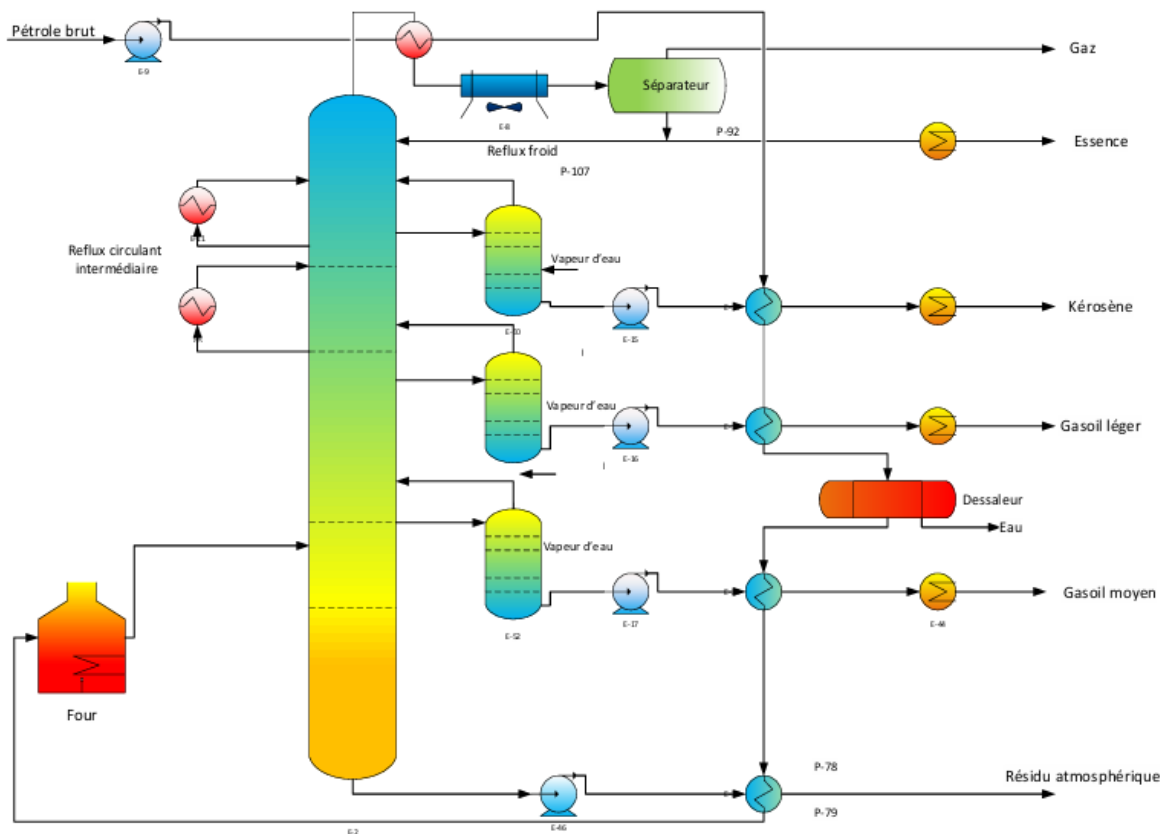


Fig IV.5. Schéma simplifié d'une installation de distillation atmosphérique du pétrole brut.

IV.1.5. La Distillation sous vide

La distillation sous vide est une opération de séparation utilisée pour le fractionnement des fractions lourdes du pétrole dont les températures d'ébullition sont très élevées. À pression atmosphérique, ces hydrocarbures lourds atteindraient des températures supérieures au seuil de craquage thermique, ce qui provoquerait leur décomposition et la formation de coke.

Afin d'éviter ces phénomènes de dégradation thermique, la distillation est réalisée sous pression réduite (sous vide), ce qui permet d'abaisser les températures d'ébullition des hydrocarbures et d'assurer leur séparation sans altération de leurs propriétés physicochimiques.

Dans les raffineries, la distillation sous vide est principalement appliquée : au fractionnement du résidu atmosphérique issu de la distillation atmosphérique, à la production des huiles lubrifiantes de base, à la fabrication des bitumes, à la préparation des charges des unités de conversion telles que le craquage catalytique ou l'hydrocraquage, à la redistillation des huiles après traitement au solvant.

La distillation sous vide constitue donc une étape essentielle dans la valorisation des fractions lourdes du pétrole brut.

IV.1.5.1. Types de distillation sous vide

Selon l'utilisation ou non de vapeur d'eau destinée à réduire la pression partielle des hydrocarbures, on distingue plusieurs types de distillation sous vide.

IV.1.5.1.1. Distillation sous vide sèche

La distillation sous vide sèche est réalisée sans injection de vapeur d'eau.

Dans ce cas, la séparation doit être effectuée sous une pression très faible, généralement comprise entre 10 et 15 mmHg en tête de colonne, afin d'abaisser suffisamment les températures d'ébullition des hydrocarbures lourds.

IV.1.5.1.2. Distillation sous vide humide

Dans la distillation sous vide humide, de la vapeur d'eau est injectée :

- Dans la charge alimentant le four ;
- Au fond de la colonne sous forme de vapeur de stripping.

La vapeur d'eau réduit la pression partielle des hydrocarbures, ce qui facilite leur vaporisation à des températures plus faibles.

Dans ce type de fonctionnement, la pression en tête de colonne est généralement comprise entre 40 et 60 mmHg.

CHAPITRE IV : DISTILLATION

IV.1.5.1.3. Distillation sous vide semi-humide

La distillation sous vide est dite semi-humide lorsque l'injection de vapeur d'eau est limitée uniquement au fond de la colonne.

Cette configuration représente un compromis entre les procédés sec et humide.

IV.1.5.2. Principe du procédé

La distillation sous vide du résidu atmosphérique constitue la seconde grande étape de séparation dans une raffinerie après la distillation atmosphérique. Elle a pour objectif de fractionner les hydrocarbures lourds contenus dans le résidu atmosphérique sans provoquer leur dégradation thermique.

En effet, les fractions lourdes possèdent des températures d'ébullition très élevées. À pression atmosphérique, leur vaporisation nécessiterait des températures supérieures au seuil de craquage thermique, entraînant la formation de coke et la détérioration des produits. Pour éviter ces phénomènes, la séparation est réalisée sous vide afin d'abaisser les températures d'ébullition des hydrocarbures.

IV.1.5.2.1. Préparation et préchauffage du résidu atmosphérique

Le résidu atmosphérique provenant du fond de la colonne de distillation atmosphérique est généralement récupéré à une température voisine de 150 °C. Dans certains cas, il peut être temporairement stocké dans des bacs chauffés afin de maintenir sa fluidité.

Avant son introduction dans l'unité de distillation sous vide, le résidu atmosphérique traverse une série d'échangeurs thermiques où il est progressivement préchauffé grâce à la récupération de chaleur des produits chauds et des reflux circulants issus de la colonne sous vide.

IV.1.5.2.2. Chauffage dans le four tubulaire

Après le préchauffage, la charge est envoyée vers un four tubulaire où sa température est portée généralement entre 380 et 415 °C.

Le chauffage doit être soigneusement contrôlé afin d'éviter, le craquage thermique des hydrocarbures lourds, la formation de coke dans les tubes du four, l'encrassement des équipements.

Pour limiter ces phénomènes, de la vapeur d'eau est injectée dans les tubes du four. Cette vapeur permet : de réduire la pression partielle des hydrocarbures, de favoriser leur vaporisation, de diminuer le temps de séjour dans le four, de limiter la formation de coke.

CHAPITRE IV : DISTILLATION

IV.1.5.2.3. Introduction dans la colonne sous vide

Le mélange liquide-vapeur obtenu est ensuite introduit dans la zone de flash de la colonne de distillation sous vide.

À l'entrée de la colonne, une grande partie de la charge est déjà vaporisée en raison :

- De la température élevée ;
- De la très faible pression régnant dans la colonne.

La séparation des différentes fractions s'effectue alors selon leurs volatilités respectives.

IV.1.5.2.4. Création du vide

Le vide à l'intérieur de la colonne est assuré par un système d'éjecteurs à vapeur, parfois associé à des condenseurs barométriques ou à des pompes à vide.

La pression de fonctionnement est très faible :

- Environ 25 mmHg en tête de colonne ;
- Environ 40 mmHg dans la zone de flash.

Le maintien de cette basse pression permet :

- D'abaisser les températures d'ébullition ;
- D'éviter le craquage thermique ;
- D'améliorer la séparation des fractions lourdes.

IV.1.5.2.5. Zone de lavage et de fractionnement

Les vapeurs montantes traversent ensuite une zone de lavage et de fractionnement contenant des plateaux ou des garnissages spécialement conçus pour fonctionner sous vide avec une faible perte de charge.

Cette zone assure :

- La rectification des vapeurs, l'amélioration de la pureté des fractions, la récupération des fractions lourdes entraînées et la limitation des pertes de produits.

Des reflux circulants sont utilisés afin de contrôler le profil de température et d'améliorer l'efficacité de séparation.

IV.1.5.2.6. Soutirage des distillats sous vide

Le nombre de soutirages dépend : de la qualité des produits recherchés, des exigences des unités situées en aval, du type de brut traité, du schéma de raffinage adopté.

a) Soutirage en deux coupes

Dans la configuration la plus courante, les distillats sous vide sont récupérés sous deux fractions principales :

- MVGO (Medium Vacuum Gas Oil)

CHAPITRE IV : DISTILLATION

Fraction intermédiaire utilisée principalement comme charge des unités de conversion catalytique ou d'hydrocraquage.

- HVGO (Heavy Vacuum Gas Oil)

Fraction plus lourde destinée aux unités de conversion profonde.

b) Soutirage en trois coupes

Lorsque l'on souhaite améliorer la récupération des fractions légères ou répondre à des spécifications plus sévères des unités aval, la colonne fonctionne avec trois soutirages :

- LVGO (Light Vacuum Gas Oil)

Fraction légère contenant les hydrocarbures les plus volatils du distillat sous vide. Elle peut être mélangée au gasoil atmosphérique.

- MVGO (Medium Vacuum Gas Oil)

Coupe intermédiaire utilisée comme charge de conversion.

- HVGO (Heavy Vacuum Gas Oil)

Coupe lourde destinée principalement aux unités de conversion catalytique ou thermique.

Cette configuration permet :

- Une meilleure qualité des charges FCC ;
- Une meilleure séparation des points de coupe ;
- Une réduction de la teneur en composés légers dans les distillats lourds.

IV.1.5.2.7. Résidu sous vide

La fraction non vaporisée descend au fond de la colonne où elle subit un stripping à la vapeur d'eau afin d'éliminer les hydrocarbures légers encore présents.

Le produit obtenu constitue le résidu sous vide.

Ce résidu peut être utilisé, pour la fabrication des bitumes, comme charge des unités de cokéfaction ou dans les procédés de viscoréduction.

IV.1.5.2.8. Cas des unités de fabrication d'huiles lubrifiantes

Lorsque les distillats sous vide sont destinés à la fabrication des huiles lubrifiantes, la séparation doit être beaucoup plus précise.

Dans ce cas, le nombre de soutirages peut atteindre quatre fractions ou davantage afin d'obtenir :

- Différentes bases lubrifiantes
- Des viscosités spécifiques
- Des propriétés adaptées aux traitements ultérieurs.

CHAPITRE IV : DISTILLATION

IV.1.5.3. Importance industrielle de la distillation sous vide

La distillation sous vide joue un rôle fondamental dans les raffineries modernes car elle permet :

- La valorisation des fractions lourdes
- L'alimentation des unités de conversion
- L'augmentation du rendement en produits à haute valeur ajoutée
- La production de bases lubrifiantes
- La réduction des résidus pétroliers.

Elle constitue ainsi une étape essentielle dans l'optimisation économique et énergétique des procédés de raffinage.

La Figure IV.6, présente un schéma d'unité de distillation sous vide de résidu atmosphérique.

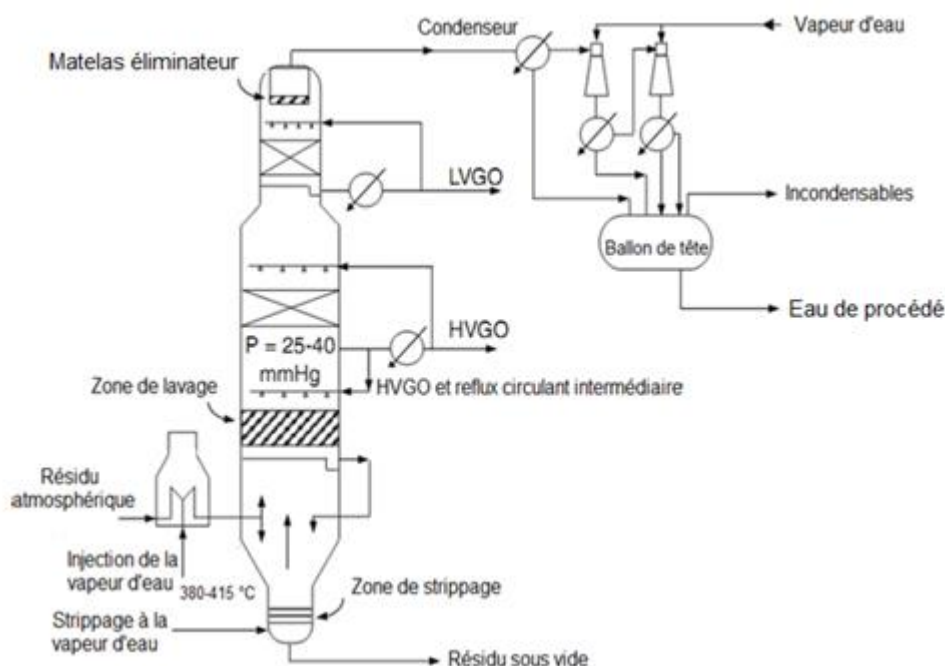


Fig IV.6. Principe de la distillation sous vide humide.

IV.2. Conclusion

La distillation atmosphérique et la distillation sous vide constituent les principales opérations de séparation physique mises en œuvre dans une raffinerie de pétrole. Ces procédés représentent la base du raffinage pétrolier puisqu'ils permettent de fractionner le pétrole brut en différentes coupes selon leurs températures d'ébullition.

La distillation atmosphérique assure la séparation des fractions légères et moyennes telles que les gaz, les essences, le kérosène et le gasoil, tandis que le résidu atmosphérique obtenu est dirigé vers l'unité de distillation sous vide pour la récupération et la valorisation des fractions lourdes sans provoquer leur dégradation thermique.

Le fonctionnement sous vide permet d'abaisser les températures d'ébullition des hydrocarbures lourds et d'éviter les phénomènes de craquage thermique et de formation de coke. Cette opération joue ainsi un rôle essentiel dans la production des gasoils sous vide, des bases lubrifiantes et des charges destinées aux unités de conversion telles que, l'hydrocraquage ou la cokéfaction.

Les performances de ces unités dépendent fortement des conditions opératoires telles que la température, la pression, le reflux, le taux de vapeur injectée et la qualité du pétrole brut traité. Une bonne maîtrise de ces paramètres permet d'améliorer les rendements, la qualité des produits et l'efficacité énergétique de la raffinerie.

En effet, la distillation atmosphérique et sous vide constitue le cœur des procédés de raffinage et représente une étape indispensable pour la valorisation optimale du pétrole brut et la production des différents produits pétroliers répondant aux exigences industrielles et commerciales.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Le raffinage du pétrole représente une étape essentielle dans la valorisation du pétrole brut et dans la production des différentes fractions énergétiques et pétrochimiques utilisées dans la vie quotidienne et dans l'industrie. La compréhension de la nature du pétrole brut, de sa composition chimique et de ses propriétés physico-chimiques constitue une base fondamentale pour maîtriser les procédés de raffinage.

À travers ce polycopié, les principales notions relatives au pétrole brut et à son traitement ont été présentées de manière progressive. Les caractéristiques générales du pétrole ainsi que l'origine et la composition des hydrocarbures ont permis de mieux comprendre la diversité des bruts pétroliers et leur comportement au cours des opérations industrielles.

L'étude des propriétés des fractions pétrolières a mis en évidence l'importance des paramètres physiques et chimiques dans l'évaluation de la qualité des produits pétroliers et dans le choix des procédés de traitement. La classification des produits pétroliers commerciaux a également permis de distinguer les principales familles de produits obtenus en raffinerie ainsi que leurs domaines d'application.

Enfin, les procédés de distillation atmosphérique et sous vide ont été abordés comme opérations fondamentales du raffinage. Ces procédés assurent la séparation des différentes fractions du pétrole brut selon leurs températures d'ébullition et constituent la base des unités de transformation et de valorisation dans les raffineries modernes.

Ce support pédagogique offre ainsi aux étudiants les connaissances essentielles nécessaires à la compréhension des procédés de raffinage du pétrole. Il constitue une base scientifique et technique importante pour l'étude approfondie des procédés de conversion, de traitement et d'optimisation utilisés dans l'industrie pétrolière et pétrochimique.

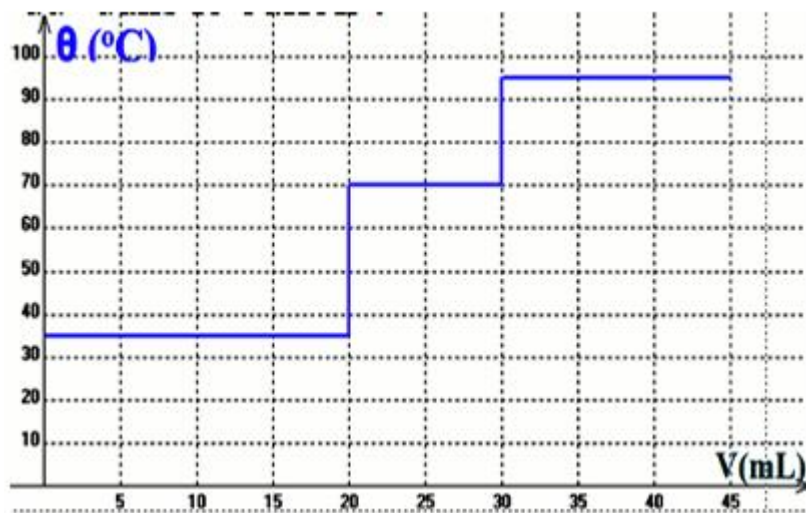
EXERCICES RESOLUS

Exercices résolus

Exercice N°1 :

On réalise la distillation fractionnée d'un mélange composé de trois alcanes liquides à 25°C : le pentane (1), l'hexane (2) et l'heptane (3). Le mélange a un volume $V_0 = 60$ mL.

1. Quel est le but d'une distillation fractionnée et sur quel principe est-elle fondée ?
2. Rappeler comment évoluent les températures d'ébullition (θ) des alcanes linéaires en fonction du nombre « n » d'atomes de carbone qu'ils contiennent.
3. La courbe représentative de l'évolution de la température lue en haut de colonne en fonction du volume Total V de distillat recueilli figure ci-dessous. Répondre aux deux questions suivantes sans justifier :
 - 3.a) Dans quel ordre les distillats sont-ils recueillis ? Dans chaque cas donner la température d'ébullition et le volume présent dans le ballon.
 - 3.b) la totalité du troisième distillat a-t-elle été recueillie ? Si non, quel est le volume du résidu dans le ballon ?



✓ Solution

- 1) Le but de la distillation fractionnée est de séparer les différents constituants d'un mélange de liquides miscibles. Le principe est basé sur le fait que : Le liquide le plus volatil (dont la T_{eb} est la plus basse) s'échappera en premier.
- 2) Plus un hydrocarbure possède une chaîne carbonée longue et plus sa température d'ébullition est élevée. (Donc la T_{eb} (θ) des alcanes linéaires augmente avec « n »).

EXERCICES RESOLUS

3) a) Par conséquent, les distillats sont recueillis comme suit :

Le pentane : $T_{eb} = 36^{\circ}\text{C}$, volume recueilli = 20 ml

L'hexane : $T_{eb} = 70^{\circ}\text{C}$, volume recueilli = 10 ml

L'heptane : $T_{eb} = 95^{\circ}\text{C}$, volume recueilli = 15 ml

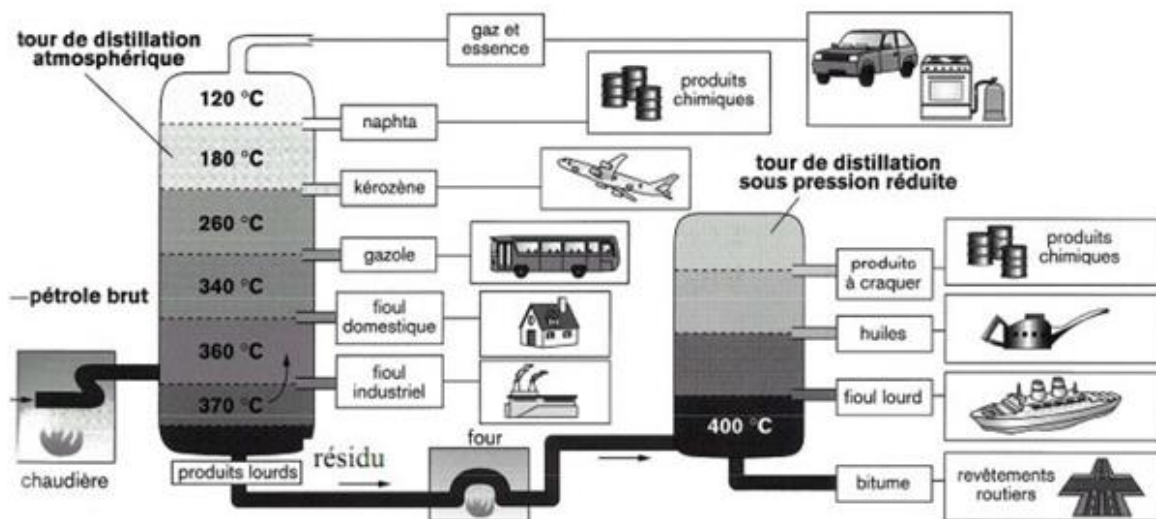
3) b) Non, la totalité du 3^{ème} distillat n'a pas été recueillie.

Il reste un volume $V = 60 - (20 + 10 + 15) = 15$ ml.

Exercice N°2 :

La distillation fractionnée, première étape de la pétrochimie ! « La pétrochimie est la chimie des dérivés du pétrole. Elle transforme les produits pétroliers (mélanges complexes d'hydrocarbures, pour l'essentiel d'alcane) en produits adaptés à la demande des consommateurs. L'ensemble de toutes ces opérations industrielles constitue le raffinage du pétrole. La première opération de raffinage consiste à séparer ces hydrocarbures par une distillation fractionnée. La séparation et la purification s'effectuent dans une tour de distillation : les composés les plus volatils étant recueillis en haut de la colonne.

- 1) De quoi est constitué le pétrole brut ? Est-il utilisable directement après son extraction ?
- 2) Quelle est la première étape du raffinage du pétrole ? Quel est le rôle de cette étape ?
- 3) À partir du schéma ci-après, expliquer comment fonctionne une tour de distillation.



✓ Solution

1) Le pétrole brut est un mélange hétérogène d'hydrocarbures divers (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène). Il est inutilisable en l'état brut.

Le raffinage du pétrole est un procédé industriel qui permet de séparer le pétrole brut en différents produits finis tels que : L'essence, le fioul lourd ou le naphta. Ses composants doivent être séparés afin d'obtenir les produits finis exploitables directement.

EXERCICES RESOLUS

2) La distillation, 1^{ère} étape du raffinage du pétrole, consiste à séparer les différentes molécules en fonction de leur poids. Le pétrole est chauffé à haute température dans une colonne (tour) de distillation afin de former différentes couches : ... En haut : les molécules plus légères telles que le gaz ou les essences.

3) Haute comme un immeuble de 20 étages, la tour de distillation est divisée en plusieurs niveaux par des plateaux horizontaux. Chauffé dans un four à 370°, le pétrole brut se transforme en vapeur qui est injectée dans la tour et s'élève. Sous l'effet de la température qui décroît avec la hauteur (de 370 à 20°), les différents constituants du pétrole se séparent.

Le gaz et les produits les plus légers (les plus volatils, comme les essences par exemple) montent en tête de colonne ; tandis que les composants les plus lourds se déposent à la base. Chaque produit quitte la colonne à un niveau déterminé.

D'après le schéma, deux distillations successives sont réalisées : une distillation atmosphérique et une distillation sous vide.

En bas de la tour de distillation atmosphérique : les molécules les plus lourdes comme le bitume, les asphaltes ;

Au milieu : c'est là où se concentrent les coupes dites moyennes (diesel, fioul domestique, kérosène.....) ;

En haut : les molécules plus légères telles que le gaz ou les essences.

La deuxième distillation sous vide est réalisée, afin de poursuivre la purification et le raffinage des produits lourds (résidu atmosphérique) issus de la 1^{ère} distillation (distillation atmosphérique).

Exercices N°3

Le pétrole brut est traité dans la raffinerie et les différents constituants sont séparés en coupes. Chacune de ces coupes contient un mélange d'hydrocarbure.

1) En se référant au document 1 :

-Nommer la technique utilisée pour séparer les constituants du pétrole brut en différentes coupes.

2) Indiquer le constituant récupéré le premier et celui récupéré le dernier.

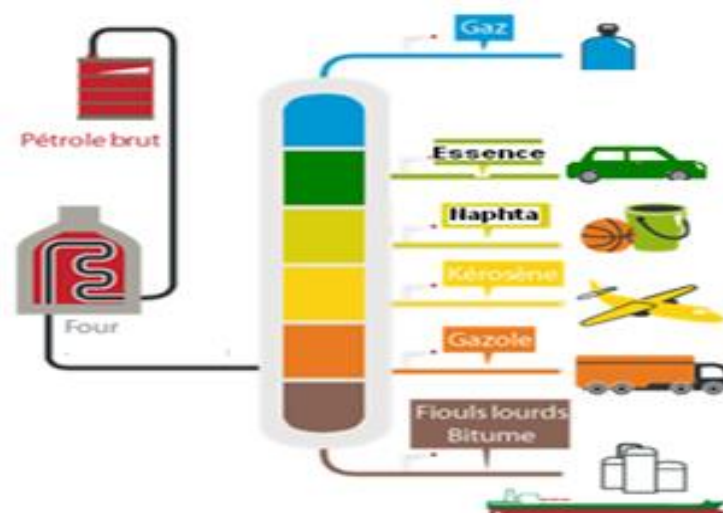
3) Le craquage d'heptane produit l'éthène et l'hydrocarbure (A).

a-Quel est la formule moléculaire de l'hydrocarbure (A) ?

b-Ecrire toutes les formules semi-développées possibles de (A) et donner le nom de chacune d'elles.

c-Préciser la relation trouvée entre les différentes structures possibles de (A) ?

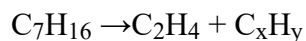
EXERCICES RESOLUS



Document 1

✓ Solution

- 1) C'est une distillation fractionnée qui permet de séparer les constituants du pétrole brut en différentes coupes.
- 2) Le gaz est le constituant récupéré le premier et les fiouls lourds représentent le constituant récupéré le dernier.
- 3) A- L'équation-bilan du craquage de l'heptane est la suivante :

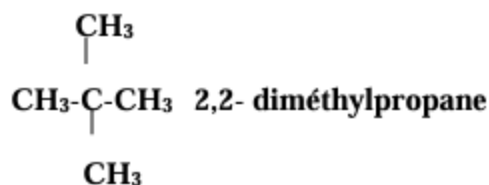
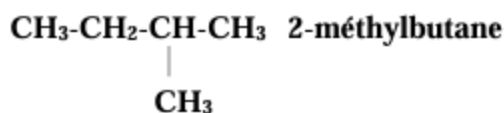


Or, dans une réaction chimique, le nombre d'atomes de chaque élément (C et H) est conservé.

Ainsi : $x + 2 = 7$; d'où : $x = 7 - 2 = 5$, $y + 4 = 16$; d'où : $y = 16 - 4 = 12$

La formule moléculaire de l'hydrocarbure (A) est donc **C₅H₁₂**.

B - $\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_3$ **pentane ou n-pentane**



C- Ces composés ayant même formule moléculaire et différentes formules structurales sont appelés isomères.

EXERCICES RESOLUS

Exercice N°4

1. Classer les produits suivants selon leur densité :
CH₄, Bitumes, Kérosène, Essence, Gasoil, GPL, l'air.
2. Donner les étapes (Températures et produits) d'une distillation atmosphérique.
3. Quelles sont les différences entre une distillation atmosphérique et une distillation à Pression réduite ?

✓ Solution

1. Classement des produits suivant leur densité :

Bitumes < gasoil < kérosène < essence < GPL < CH₄ < Air

2. Les étapes (Températures et produits) d'une distillation atmosphérique :

- **Gaz liquéfiés (GPL)** : hydrocarbures légers C₃–C₄
Température : jusqu'à 20 °C
- **Naphta léger / essence légère** : hydrocarbures C₅–C₇
Température : environ 30 à 90 °C
- **Essence (naphta lourd)** : hydrocarbures C₆–C₁₂
Température : environ 90 à 175 °C
- **Kérosène** : hydrocarbures C₁₂–C₁₈
Température : environ 175 à 275 °C
- **Gasoil** : hydrocarbures supérieurs à C₁₈
Température : environ 275 à 350 °C
- **Résidu atmosphérique (fraction lourde)** :

Constitué principalement de fioul lourd, huiles lubrifiantes, paraffines, cires et bitume. Cette fraction reste au fond de la colonne après séparation des fractions légères.

3. La différence entre la distillation atmosphérique et la distillation à pression réduite :

- **La distillation atmosphérique** est réalisée à la pression atmosphérique. Elle permet de séparer les fractions légères et moyennes du pétrole brut selon leurs températures d'ébullition, généralement jusqu'à environ 350 °C. Les produits obtenus sont principalement les gaz, les essences, le kérosène et le gasoil.

EXERCICES RESOLUS

- **La distillation sous vide (à pression réduite)** est appliquée au résidu issu de la distillation atmosphérique. Elle est réalisée sous une pression inférieure à la pression atmosphérique afin de diminuer les températures d'ébullition des fractions lourdes et éviter leur décomposition thermique. Elle permet ainsi de séparer les composés lourds tels que les huiles lubrifiantes, les paraffines, le fioul lourd et les bases pour bitume.

Exercice N°5 :

Compléter le tableau suivant

$T(^{\circ}\text{C})$	25						-273
$T(^{\circ}\text{K})$		202		130			
$T(^{\circ}\text{F})$			60			100	
$T(^{\circ}\text{R})$					860		

✓ Solution

Température et échelles de température (Rappel)

Certaines grandeurs caractérisant le pétrole et/ou les fractions pétrolières sont données ou exprimées en fonction de la température telles que : la densité, la T.V.R, le Ku.o.p, etc. Généralement ces températures sont exprimées en échelles Anglo-Saxonnes qui ont des relations mathématiques avec les échelles Internationales.

$$T(\text{K}) = t(^{\circ}\text{C}) + 273,15$$

$$T(^{\circ}\text{F}) = 1,8.t(^{\circ}\text{C}) + 32$$

$$T(^{\circ}\text{R}) = T(^{\circ}\text{F}) + 460$$

$$T(^{\circ}\text{R}) = 1,8. t(^{\circ}\text{C}) + 492$$

$T(^{\circ}\text{C})$	25	-71	15.55	-143.15	204.44	37.77	-273
$T(^{\circ}\text{K})$	298.15	202	288.7	130	474.44	310.92	0.15
$T(^{\circ}\text{F})$	77	-95.8	60	-225.67	400	100	-459.4
$T(^{\circ}\text{R})$	537	364.2	520	234.33	860	560	0.6

EXERCICES RESOLUS

Exercice N°6 :

I) Compléter le tableau suivant

D_4^{15}		0.808	0.760		
Sp.Gr(60/60°F)	0.9205				1
°API				10	

II- un brut peu paraffinique, avec une constante caractéristique $K_{UOP} = 12$ et une densité $D_4^{15} = 0.799$.

- a- Trouver sa densité en °API, quelle est sa Sp.Gr(60/60°F)
- b- Trouver sa température d'ébullition en °C

✓ **Solution**

I) En utilisant les formules du (Chapitre 2), on complète le tableau ;

D_4^{15}	0.9196	0.808	0.760	0.99904	0.99904
Sp.Gr(60/60°F)	0.920	0.8087	0.7607	1	1
°API	22.220	43.4721	54.5128	10	10

II) Nous allons utiliser les formules suivantes

$$d_4^{15} = 0.99904 \text{ Sp.Gr (60°F/60°F)}$$

On tire $\text{Sp.Gr (60°F/60°F)} = 0.799 / 0.99904 = 0.7997$, puis on remplace cette valeur trouvée dans la relation ;

$$(\text{°API}) = \frac{141.5}{\text{Sp.Gr(60°F/60°F)}} - 131.5$$

Donc : °API = 45.44

-Pour la température en (°C), il suffit d'appliquer la relation ci-dessous qui nous permettra de déterminer la température en (°R) et de la convertir par la suite en utilisant l'équation :

$$T (\text{°R}) = 1.8 \cdot t (\text{°C}) + 492$$

EXERCICES RESOLUS

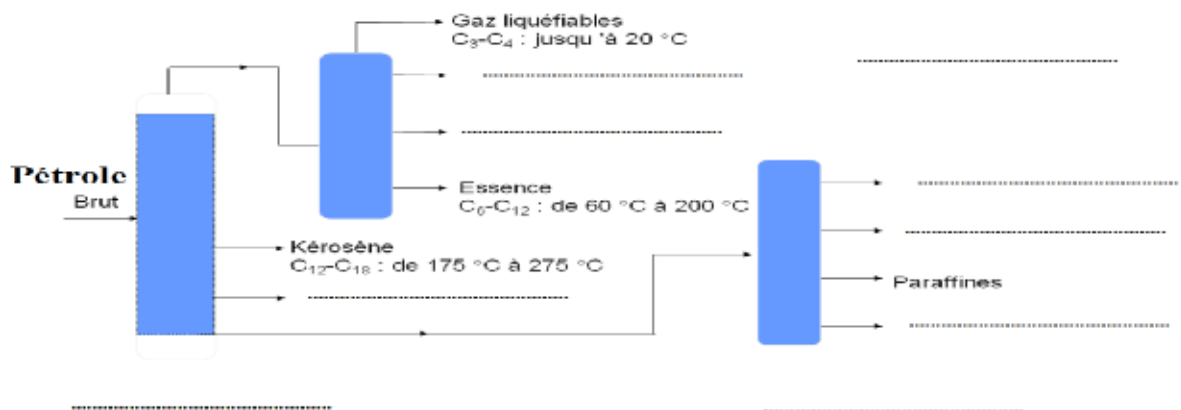
$$K(u.o.p) = (\sqrt[3]{T^{\circ}(R)}) / SpGr(60^{\circ}F/60^{\circ}F), \text{ on tire } T (^{\circ}R) = 882^{\circ}R$$

$$\text{Don } T (^{\circ}C) = 217.63 ^{\circ}C$$

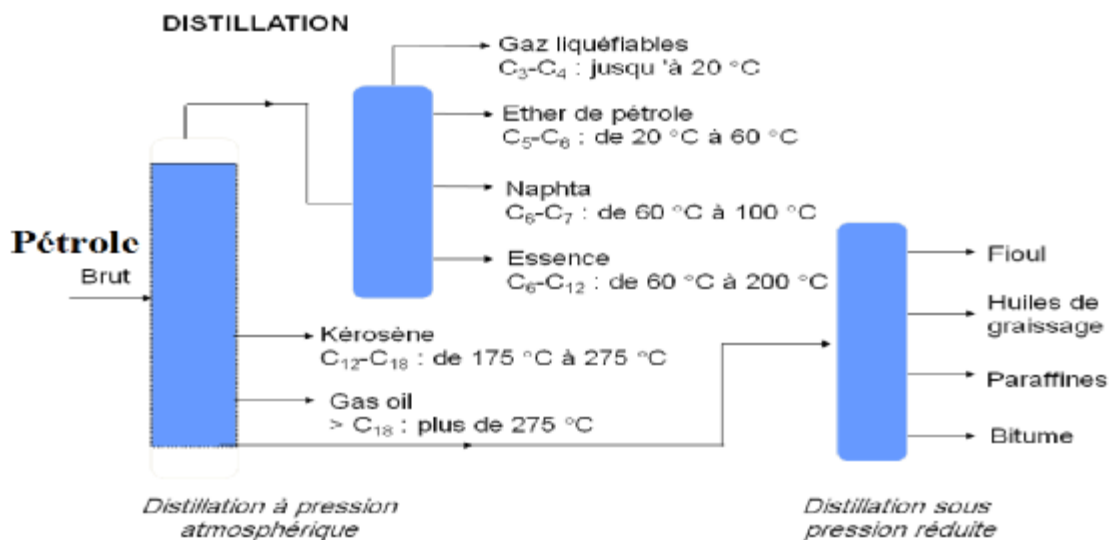
Exercice N°7

La figure si dessous présente un schéma d'un procédé industriel du pétrole.

- 1- Donner un titre de ce procédé et compléter les produits qui manquent dans la Figure ?
- 2-Décrire et expliquer le déroulement (Fonctionnement) de ce procédé ?
- 3-Comment peut-on passe à l'industrie pétrochimie à partir de ce procédé Figure, et les procédés utilises avec explication ?
- 4-Donner un schéma qui présente cette transformation pétrole vers pétrochimie ?



✓ **Solution**



- 1-La figure est le Schéma de procédé de distillation atmosphérique et sous vide du pétrole
- Figure : Schéma de procédé de distillation atmosphérique et sous vide du pétrole Le schéma présente la distillation atmosphérique et sous vide du pétrole brute.

EXERCICES RESOLUS

2-Distillation atmosphérique (c'est-à-dire à la pression atmosphérique normale) est un procédé de distillation qui consiste à séparer les fractions d'hydrocarbures contenues dans le pétrole brut. Son fonctionnement est fondé sur la différence des températures d'ébullitions. Le pétrole brute chauffe a une température près de 350-400 °C et on récupère les fractions les plus volatiles telle que :

*les gaz (butane, propane...), l'essence et le naphta près de 150 °C.

*les produits énergétiques (essence et kérosènes)

*les produits lourds (gasoil, fioul domestiques) qui sont redistillent a sous pression réduite.

3-Lors du raffinage du pétrole, la coupe naphta issue de la distillation atmosphérique, Ce naphta peut être craqué dans un vapocraqueur pour donner des produits insaturés, fragiles et susceptibles d'être transformés en matières plastiques ainsi que d'autres produits chimiques et pharmaceutiques. Les produits résultent de distillation et de traitement du pétrole tels que (éthylène, propylène) et les aromatiques sont transformés a des dérivés de l'éthylène 100% pétrochimie (PVC, Oxyde de l'éthylène, éthanol.....): Dérivés de propylène 100% pétrochimie (oxyde de propylène alcool.....), Dérivés de benzène (Pétrochimie 90% +10% carbochimie) Exp : Phénol. Acétone, styrène.....

4- Le pétrole brut est utilisé comme matière première dans le procédé de distillation atmosphérique afin d'obtenir différentes fractions telles que le naphta, le kérosène et le gazole. Ces fractions subissent ensuite divers procédés de transformation et de traitement, tels que le craquage et le vapocraquage, permettant la production d'oléfines, de benzène et d'autres composés pétrochimiques. Les oléfines obtenues sont ensuite transformées en produits finis à forte valeur ajoutée, tels que le PVC et d'autres matériaux plastiques.

. Exercice N°8

Le raffinage du pétrole brut permet de séparer ses constituants en « coupes », chaque coupe étant formée d'un mélange d'hydrocarbures à propriétés voisines.

1. Donner le nom de la technique permettant de séparer les constituants du pétrole brut.

2. L'une des coupes contient un alcane (A) à chaîne linéaire ayant 5 atomes de carbone dans sa molécule.

a. Déterminer la formule moléculaire de (A).

b. Cet alcane admet trois isomères. Écrire la formule semi-développée de chaque isomère et donner son nom. c. Écrire l'équation de la combustion complète de (A).

3. Le craquage d'une molécule de (A) donne une molécule de propane (C_3H_8) et une molécule d'un hydrocarbure aliphatique (B).

a. Écrire l'équation de la réaction de craquage.

EXERCICES RESOLUS

- b. Déterminer la formule moléculaire de (B). Donner son nom.
- c. Écrire la formule développée de (B) et donner le nom de son groupe fonctionnel
4. L'hydratation de (B) donne un produit organique (C).
- *Écrire l'équation d'hydratation de (B) en utilisant les formules semi-développées. Donner le nom du produit obtenu et celui de sa famille chimique.
5. La polymérisation de l'hydrocarbure (B) permet d'obtenir une matière plastique. Écrire, en formules semi-développées, l'équation de polymérisation de (B) et nommer le produit obtenu.

✓ Solution

1. Technique séparant les constituants du pétrole brut : Les constituants du pétrole brut sont séparés par distillation fractionnée.

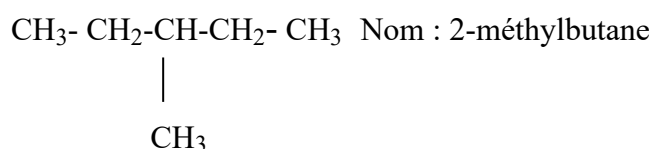
2. Alcane à 5 atomes de carbone et isomères :

a. Étant un alcane, l'hydrocarbure (A) répond à la formule C_nH_{2n+2} . Pour $n = 5$, $2n + 2 = 12$. Donc la formule moléculaire de (A) est C_5H_{12}

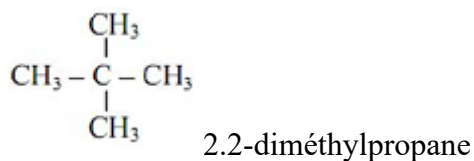
b. Formules semi-développées de (A) :

(1) $CH_3-CH_2-CH_2-CH_2-CH_3$ Nom : pentane ou n-pentane

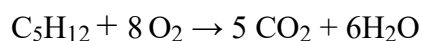
(2)



(3)



c. Équation-bilan de la combustion complète de C :



3. Craquage du pentane et produits obtenus :

a. Équation du craquage : $C_5H_{12} \rightarrow C_3H_8 + C_xH_y$: (C_xH_y est la formule brute de (B)).

b. Dans une réaction chimique, il y a conservation de la matière : le nombre d'atomes de chacun des éléments C et H est conservé.

Ainsi : $x + 3 = 5$; d'où : $x = 5 - 3 = 2$ et $y + 8 = 12$;

EXERCICES RESOLUS

d'où : $y = 12 - 8 = 4$ par conséquent, la formule moléculaire de (B) est donc C_2H_4 . Son nom est l'éthène (alcène de formule C_nH_{2n})

c. Formule développée de C_2H_4

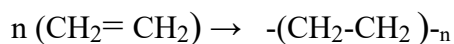
$CH_2=CH_2$ son groupement fonctionnel est la liaison double

4. Hydratation de l'éthylène



Le produit obtenu est l'éthanol. Il appartient à la famille des alcools

5. Polymérisation de l'éthylène



Le produit obtenu est le polyéthylène

Exercice N°9

1. Le vapocraquage privilégie la transformation des alcanes en alcènes.

Quels alcènes peuvent être obtenus par vapocraquage du butane ?

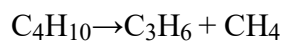
2. Écrire les équations des réactions correspondantes, et nommer les produits obtenus.

✓ **Solution**

1 et 2. Vapocraquage du butane



Les produits sont : but-1-ène (ou but-2-ène) et dihydrogène.



Les produits sont : propène et méthane.

$C_4H_{10} \rightarrow 2C_2H_4 + H_2$ Les produits sont : éthylène et dihydrogène.

Références bibliographiques

- [1] Wuithier, P. Le pétrole, raffinage et génie chimique – Tome 1, Éditions Technip, Paris, 1972.
- [2] Kiss, A. A, & Smith, R. Advanced Distillation Technologies: Design, Control and Applications, Wiley, 2020.
- [3] Fahim, M. A, Al-Sahhaf, T. A., & Elkilani, A. *Fundamentals of Petroleum Refining*, 2nd Edition, Elsevier, 2020.
- [4] Sanjay Kumar, Gas Production Engineering, Gulf Publishing Company, Houston, 1987.
- [5] Rojey, A. Durand, B. Jaffret, C. Jullian S. et Valais, M. Le gaz naturel : Production, traitement, transport, Éditions Technip, Paris, 1994.
- [6] Manning, F. S. et Thompson, R. E. Oil Field Processing of Petroleum – Volume 1: Natural Gas, PennWell Books, Oklahoma, 2006.
- [7] Speight, J. G. *Handbook of Petroleum Refining*, 2nd Edition, CRC Press, 2023.
- [8] Chauvel, A. Lefebvre, G. et L. Castex, Procédés de pétrochimie – Tome 2, Éditions Technip, Paris, 1985.
- [9] Hsu, C. S., & Robinson, P. R. *Practical Advances in Petroleum Processing*, Springer, 2020.
- [10] Ancheyta, J., & Speight, J. G. *Hydroprocessing of Heavy Oils and Residua*, CRC Press, 2019
- [11] Speight, J. G. *The Chemistry and Technology of Petroleum*, 6th Edition, CRC Press, 2023.
- [12] Sadeghbeigi, R. *Fluid Catalytic Cracking Handbook*, 4th Edition, Elsevier, 2020.
- [13] Surinder Parkash, Refining Processes Handbook, Elsevier, Amsterdam, 2003.
- [14] Speight, J. G. *Petroleum Refining and Environmental Control*, CRC Press, 2021.
- [15] Robert A. Meyers, Handbook of Petroleum Refining Processes, McGraw-Hill Education, New York, 2016.
- [16] Rana, M. S., Ancheyta, J., & Sahoo, S. K. *Petroleum Refining and Petrochemical Processes*, CRC Press, 2021.
- [17] Jens Hagen, Industrial Catalysis, Wiley-VCH, Weinheim, 2006.
- [18] Pierre Leprince, Le Raffinage du pétrole : Procédés de transformation – Tome 3, Éditions Technip, Paris, 1998.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [19] Christine Travers et Éric Tocqué, Le pétrole, Techniques de l'Ingénieur, BE 8520, Éditions Technip, Paris, 2016.
- [20] Jean-Paul Nguyen, Techniques d'exploitation pétrolière : Le forage, Éditions Technip, Paris, 1993.
- [21] Jean-Pierre Wauquier, Le Raffinage du pétrole : Procédés de séparation – Tome 2, Éditions Technip, Paris, 1998.
- [22] Wuithier, P. Le pétrole, raffinage et génie chimique – Tome 2, Éditions Technip, Paris, 1972.
- [23] Chorkendorff I. et Niemantsverdriet J. W., Concepts of Modern Catalysis and Kinetics, Wiley-VCH, Weinheim, 2003.
- [24] LePage, J. F. Cosyns, J. Courty, P. Freund, E. Franck, J. Jacquin P. Y., Juguin, B. Marcilly, C. Martino, G. Miquel, J. Montarnal, R. Sugie A. Van Landeghem, r et H. Catalyse de contact : conception, préparation et mise en œuvre des catalyseurs industriels, Éditions Technip, Paris, 1978.
- [25] Christian Marcilly, Catalyse acido-basique : Applications au raffinage et à la pétrochimie – Volume 1, Éditions Technip, Paris, 2003.
- [26] Christian Marcilly, Catalyse acido-basique : Applications au raffinage et à la pétrochimie – Volume 2, Éditions Technip, Paris, 2003.
- [27] Firas Awaja et Dumitru Pavel, Design Aspects of Used Lubricating Oil Re-Refining, Elsevier, Amsterdam, 2006.
- [28] Chauvel, A. Lefebvre G. et Castex, L. Procédés de pétrochimie – Tome 1, Éditions Technip, Paris, 1985.