

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

*MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE*

**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES FACULTE DES
SCIENCES**

DEPARTEMENT DE CHIMIE



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

En vue de l'obtention du diplôme
Master en Chimie et Environnement

Filière : Sciences de la matière

Domain : Chimie et environnement

Thème

*Etude de valorisation des bruts provenant des
champs pétroliers Algériens*

Présenté par :

- ABED Sawsen
- AGGOUN Sara

Encadré par :

Dr. I.OUARZKI

Devent le jury composé de :

| | | | |
|------------------------------|------------|------|--------------|
| Mr. BOUNOUGHAZ Moussa | Professeur | UMBB | Président |
| Mr.HAMMADI Mohamed | Professeur | UMBB | Examineur |
| Mme. BOUDIEB Naima | MAA | UMBB | Examinatrice |
| Mme.OUARZKI Imane | MAB | UMBB | Encadreur |
| Mr. HOUACHE Redouane | Ingénieur | DTD | Co-promoteur |

Remerciements

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

*Au terme de ce travail, nous tenons à exprimer notre profonde gratitude et nos sincères remerciements à **Mme OUARZKI Imane** maitre assistante B, qui a bien voulu nous encadrer pour le suivi théorique et pratique de ce projet, pour son soutien, ainsi que pour ses conseils instructifs durant toute la période de ce travail.*

*Nos plus vifs remerciements s'adressent à **Mr. BOUNOUGHAZ Moussa** Professeur A à l'Université de Boumerdes pour l'honneur qu'il nous a fait en qualité de président de jury pour notre soutenance, pour son suivi et ses conseils durant ce travail.*

Nous tenons également à remercier les membres du jury pour l'honneur qui nous font par leurs présences et leurs patiences pour examiner ce travail à savoir :

***Mr. HAMADI Mohamed** professeur à l'Université de Boumerdes et,*

***Mme. BOUDIABE Naima** maitre assistante A à l'Université de Boumerdes.*

*Nous tenons à remercier, **Mme BOUFADENE** et les ingénieurs **Mr.MESSEKDJI, Mr.DJENNANE, Mr.SLIFI, Mr.MENACER, Mr KHOUDAS, Mr.AIT IDIR** du laboratoire Caractérisations des Produits Pétroliers Stabilisés de l'entreprise Sonatrach (DTD) de Boumerdes pour l'accueil qui nous ont réservé.*

*Nous remercions en particulier, **Mr R.HOUACHE** pour son aide, son soutien, ainsi que pour ses conseils pour la réussite de ce projet.*

Nous remercions également tous les enseignants du département de chimie.

Enfin, nous tenons à remercier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

Dédicace

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

Je dédie ce travail de fin d'étude à :

Mes chers parents, ma raison d'être, ma raison de vivre, pour l'amour qui m'ont toujours donné, leurs encouragements et tout l'aide qu'ils m'ont apportée durant mes études, en témoignage de mon profond amour et respect pour leurs grands sacrifices.

Mes chères sœurs Imene et Ghosna, mes frères Adel, Zaki, et Sid Ahmed, et mon neveu Ilyane pour leurs soutiens et leurs encouragements.

Ma chère binôme Sara qui a été toujours à mes côtés, pour son soutien moral, sa patience et sa compréhension tout au long de ce projet.

Mes chères amies Sarra, Sara, Sihem, Yamanda, Meriem, Nihel, Soumia, Wided, pour leurs encouragements durant ce travail.

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

Tous ceux qui me sont chers.

« Sawsen »

Dédicace

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

Je dédie ce travail de fin d'étude à

A ma chère Méré dahbia et mon père Khaled que dieu les gardes.

A mes frères amine et chamsou et ma chère sœur Miriam.

Mon fiancé Lahcene et mes beaux parents

Mon cher binôme et ma sœurette sawsene

Vous êtes dépensés pour moi sans compter. En reconnaissance de tous les sacrifices consentis par tous et chacun pour me permettre d'atteindre cette étape de ma vie. Avec toute ma tendresse.

A la mémoire de ma grande mère

J'aurais tant aimé que tu sois présente

Que dieu ait ton âme dans sa sainte miséricorde

Ma chère amie Sarra et Khoukha

A tous ceux qui me sont chers

« Sara »

Liste des abbreviations:

- **API** American Petroleum Institute
- **ASTM** American Society for Testing Materials
- **ISO** Organisation internationale de normalisation
- **AFNOR** Association Française de Normalisation (France)
- **INAPI** Institut National de la Propriété Industrielle (Algérie)
- **BTX** Benzene. Toluene. Xylène
- **BSW** Basic Sediment and Water
- **CPG** Chromatographie en Phase Gazeuse
- **DSV** Distillation Sous Vide
- **GPL** Gaz de Pétrole Liquéfié
- **ISO** Organisation internationale de normalisation
- **NF** Normes française
- **P.C.I** Pouvoir Calorifique Inferieur
- **P.C.S** Pouvoir Calorifique Supérieur
- **PPM** Partie Par Million
- **RSV** Résidu sous vide
- **TBP** Ture boiling point
- **TVR** Tension de vapeur Reid
- **USA** États-Unis d'Amérique
- **UOP** Universel Oil Product
- **WTI** West Texas Inter mediate
- **TAN** Total Acid Number (indice d'acidité)
- **TFC** Teneur en produit clair
- **V_c** Viscosité cinématique
- **P_m** Poids moléculaires
- **P_i** Point initiale
- **P_f** Point Finale
- **d¹⁵₄** Densité à 15°C par rapport à l'état standard de l'eau à 4°C
- **% vol** Pourcentage volumique
- **% pds** pourcentage en poids
- **T_{ébu}** Température d'ébullition
- **C/H** le rapport en masse carbone /hydrogène
- **cP** centpoise
- **cSt** centistokes
- **sp.gr** spécifique gravité

LISTE DES TABLEAUX

| | Pages |
|--|-------|
| Tableau I.1 : Les éléments chimiques présents dans les pétroles bruts | 2 |
| Tableau I.2 : Les différentes utilisations actuelles du pétrole | 4 |
| Tableau I.3 : Structures de composés hydrocarbonés présents dans les produits pétroliers..... | 5 |
| Tableau I.4 : Structures de composés oxygénés présents dans les produits pétroliers | 6 |
| Tableau I.5 : Structure de composés azotés présents dans les produits pétroliers..... | 6 |
| Tableau I.6 : Structure de composés soufrés présents dans les produits pétroliers | 7 |
| Tableau I.7 : Structure de composés organométalliques présent dans les produits pétroliers. | 7 |
| Tableau I.8 : Remèdes contres ces agents de corrosion | 12 |
| Tableau III.1 : Exemples de propriétés globales des coupes d'un pétrole brut..... | 22 |
| Tableau III.2 : Propriétés physico-chimiques des essences | 23 |
| Tableau III.3 : Les propriétés physico-chimiques du kérosène..... | 23 |
| Tableau III.4 : Propriétés physique-chimique du gasoil | 23 |
| Tableau IV.1 : Prise d'essai à prendre en fonction de la nature de l'échantillon | 28 |
| Tableau IV.2 : Les conditions opératoires à respecter en fonction de types d'échantillon ... | 33 |
| Tableau IV.3 : Nature de corrosion des lames de références | 34 |
| Tableau V.1 : Caractéristique physico-chimiques du pétrole brut 01 | 40 |
| Tableau V.2 : Données analytiques de la distillation ASTM D 86 du pétrole brut 01 | 41 |
| Tableau V.3 : Bilan de valorisation des coupes larges du pétrole brut 01 | 44 |
| Tableau V.4 : Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut 02 | 46 |
| Tableau V.5 : Données analytiques de la distillation ASTM D 86 du pétrole brut 02 | 47 |
| Tableau V.6 : Bilan de valorisation des coupes larges du pétrole brut 02..... | 50 |
| Tableau V.7 : Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut 03 | 52 |
| Tableau V.8 : Données analytiques de la distillation ASTM D 86 du pétrole brut 03 | 53 |
| Tableau V.9 : Bilan de valorisation des coupes larges du pétrole brut 03..... | 56 |
| Tableau V.10 : Teneur en éléments métalliques des trois pétroles bruts..... | 58 |
| Tableau V.11 : Caractéristiques physico-chimiques du Sahara Blend | 59 |
| Tableau V.12 : Propriétés de la distillation TBP du Sahara Blend..... | 59 |
| Tableau V.13 : Caractéristiques physico-chimiques du mélange 01 | 61 |
| Tableau V.14 : Caractéristiques physico-chimiques du mélange 02 | 61 |
| Tableau V.15 : Teneur en éléments métalliques des deux mélanges..... | 62 |
| Tableau V.16 : Bilan de valorisation des coupes larges des pétroles bruts | 64 |

| | |
|---|----|
| Tableau V.17 : Pourcentages des coupes larges des pétroles bruts | 64 |
| Tableau V.18 : Les propriétés physico-chimiques des pétroles bruts | 66 |

LISTE DES FIGURES

| | Pages |
|--|--------------|
| Figure I.1 : Schéma de principe du raffinage..... | 3 |
| Figure III.1 : Distillation atmosphérique d'un pétrole brut et exemple des coupes associées | 19 |
| Figure III.2 : Schéma de Distillation préparatoire au laboratoire TBP | 20 |
| Figure III.3 : Schéma de distillation ASTM..... | 21 |
| Figure IV.1 : Schéma de l'appareil de mesure de la pression de vapeur Reid | 26 |
| Figure IV.2 : Les tubes de centrifugation | 31 |
| Figure IV.3 : Schéma de viscosimètre Cannon FENSKE..... | 35 |
| Figure V.1 : Courbe de distillation ASTM du brut 01 | 42 |
| Figure V.2 : Courbe de distillation TBP du brut 01 | 43 |
| Figure V.3 : Les coupes larges du pétrole brut 01 | 45 |
| Figure V.4 : Courbe de distillation ASTM du brut 02 | 48 |
| Figure V.5 : Courbe de distillation TBP du brut 02 | 49 |
| Figure V.6 : Les coupes larges du pétrole brut 02 | 51 |
| Figure V.7 : courbe de distillation ASTM du brut 03 | 54 |
| Figure V.8 : Courbe de distillation TBP du brut 03 | 55 |
| Figure V.9 : Les coupes larges du pétrole brut 03 | 57 |
| Figure V.10 : Courbe de distillation TBP du mélange 01 | 63 |
| Figure V.11 : Courbe de distillation TBP du mélange 02..... | 63 |
| Figure V.12 : Fractionnement du Sahara Blend..... | 65 |
| Figure V.13 : Fractionnement du mélange 01 | 65 |
| Figure V.14 : Fractionnement du mélange 02..... | 65 |

SOMMAIRE

Sommaire

| | Page |
|-----------------------------|-------------|
| INTRODUCTION GENERALE | 1 |

PARTIE THEORIQUE

Chapitre I

Généralité sur le pétrole brut

| | |
|--|---|
| I.1.Introduction | 2 |
| I.2.Historique | 2 |
| I.3.L'origine du pétrole | 2 |
| I.4.Composition chimique du pétrole brut | 2 |
| I.5.Les fractions du pétrole brut | 3 |
| I.6.Les différentes utilisations actuelles du pétrole | 3 |
| I.7.Compositions chimiques des produits pétroliers | 4 |
| I.7.1.Les hydrocarbures | 4 |
| I.7.1.1. Les hydrocarbures aliphatiques saturés (ou alcanes ou paraffines) | 4 |
| I.7.1.2 Les hydrocarbures aliphatiques insaturés (ou oléfines (alcènes)) | 5 |
| I.7.1.3.Les hydrocarbures aliphatiques cycliques saturés (ou cyclanes ou naphènes) | 5 |
| I.7.1.4.Les hydrocarbures aromatiques | 5 |
| I.7.2.Composés organiques hétéroatomiques | 5 |
| I.7.2.1.Les composés oxygénés | 5 |
| I.7.2.2.Les composés azotés | 6 |
| I.7.2.3.Les composés soufrés | 6 |
| I.7.3.Composés organométalliques | 7 |
| I.7.4.Composés chimiquement mal définis | 7 |
| I.7.4.1. Les Asphaltènes | 7 |
| I.7.4.2. Les Résines | 7 |
| I.8.Classification du pétrole brut | 8 |
| I.8.1 Classification industrielle | 8 |
| I.8.2. Classification chimique | 8 |
| I.8.3.Classification économique | 8 |

| | |
|--|----|
| I.9. Les bruts de références | 9 |
| I.9.2. Le Brent | 9 |
| I.9.3. Le Dubaï light | 9 |
| I.9.4. Sahara Blend | 9 |
| I.10. Les problèmes de corrosion dans l'industrie pétrolière | 10 |
| I.10.1. Introduction | 10 |
| I.10.2. La corrosion | 10 |
| I.10.3. Corrosion engendrée par les chlorures | 10 |
| I.10.4. Hydrolyse des chlorures en HCl | 10 |
| I.10.5. Le soufre | 11 |
| I.10.6. Corrosion par les acides naphthéniques de pétroles bruts | 11 |
| I.10.7. Impact du soufre sur la santé et l'environnement | 11 |
| I.10.8. L'hydrodésulfuration | 12 |
| I.10.9. Remèdes contre ces agents de corrosion | 13 |

Chapitre II

Caractérisation et propriétés pétrole brut

| | |
|---|----|
| II.1. Introduction | 14 |
| II.2. La densité | 14 |
| II.3. Tension de vapeur Reid | 15 |
| II.4. L'acidité | 15 |
| II.5. Point de trouble, d'écoulement, et point de congélation | 15 |
| II.6. Teneur en soufre | 15 |
| II.7. Teneur en asphaltènes | 15 |
| II.8. Teneur en eau et sédiment | 16 |
| II.9. Le facteur de caractérisation K_{uop} | 16 |
| II.10. Pouvoir calorifique | 17 |
| II.11. La masse molaire | 17 |
| II.12. Corrosion à la lame de cuivre | 17 |
| II.13. Teneur en métaux | 17 |
| II.14. Teneur en mercure | 18 |
| II.15. La viscosité | 18 |

Chapitre III

Découpage de pétrole brut

| | |
|---|----|
| III.1.Introduction | 19 |
| III.2.L'objectif raffinage | 19 |
| III.3.La distillation | 19 |
| III.3.1.Les étapes de distillation | 19 |
| III.3.1.1.Distillation atmosphérique | 20 |
| III.3.1.2.Distillation préparative au laboratoire T.B.P | 20 |
| III.3.1.3.Distillation A.S.T.M (American Society for Testing Materials) | 22 |
| III.3.2.Les propriétés globales des coupes d'un pétrole brut après distillation | 23 |
| III.3.3.Les produits pétroliers | 23 |
| III.3.3.1.gaz de pétrole liquéfié | 23 |
| III.3.3.2.Essence | 23 |
| III.3.3.3.Kérosène | 24 |
| III.3.3.4.Gasoil | 24 |
| III.3.3.5.Fuel-oils | 25 |
| III.3.3.6.Huiles et Graisses | 25 |
| III.3.3.7.Paraffines | 25 |
| III.3.3.8.Bitume | 25 |
| III.3.3.9.Coke | 25 |

PARTIE EXPERIMENTALE

Chapitre IV

Normes et mode opératoire

| | |
|--|----|
| V.1.Introduction | 26 |
| V.2.Les essais préliminaires de brut et ses fractions | 26 |
| V.2.1.Densité | 26 |
| V.2.2.Tension de vapeur Reid | 27 |
| V.2.3.Indice d'acidité | 28 |
| V.2.4.Point de trouble, point d'écoulement, point de congélation | 30 |
| V.2.5.Teneur en soufre | 30 |
| V.2.6.Teneur en asphaltène | 31 |
| V.2.7.Teneur en eau et sédiments (BSW) | 32 |

| | |
|---|----|
| V.2.8.Facteur de caractérisation Kuop | 33 |
| V.2.9.Poids moléculaire | 33 |
| V.2.10.Pouvoir calorifique supérieur | 33 |
| V.2.11.Corrosion à la lame de cuivre | 33 |
| V.2.12.Teneur en métaux | 35 |
| V.2.13.Teneur en mercure | 35 |
| V.2.14.La viscosité | 36 |
| IV.2.15. Indice de réfraction | 37 |
| V.3.Distillation TBP | 37 |
| V.4.La distillation ASTM D 86 | 40 |

Chapitre V

Résultats d'analyses expérimentales, bilan et discussion

| | |
|--|----|
| VI.1.Introduction | 41 |
| VI.2.Etude de valorisation de trois pétrole bruts (légers, moyen, lourd) | 41 |
| VI.2.1.Résultats d'analyses préliminaires du pétrole brut 1 | 41 |
| VI.2.2.Distillation ASTM de brut 1 | 42 |
| VI.2.3.Distillation TBP de brut 1 | 44 |
| VI.2.4.Bilan de valorisation des coupes larges de brut 1 | 45 |
| VI.2.5.Résultats d'analyses préliminaires du pétrole brut 2 | 47 |
| VI.2.6.Distillation ASTM du pétrole brut 2 | 48 |
| VI.2.7.Distillation TBP de brut 2 | 50 |
| VI.2.8.Bilan de valorisation des coupes larges de brut 2 | 51 |
| VI.2.9.Résultats d'analyses préliminaires du pétrole brut 3 | 53 |
| VI.2.10.Distillation ASTM du pétrole brut 3 | 54 |
| VI.2.11.Distillation TBP de brut 3 | 56 |
| VI.2.12.Bilan de valorisation des coupes larges de brut 3 | 57 |
| VI.3.Etude des mélanges effectués pour obtenir le pétrole Sahara Blend | 59 |
| VI.3.1.Introduction | 59 |
| VI.3.2.Caractéristiques physico-chimique du pétrole Sahara Blend | 60 |
| VI.3.3.Propriété de distillation TBP du pétrole Sahara Blend | 60 |
| VI.3.4.Caractéristiques physico-chimiques général des mélanges effectués | 61 |

| | |
|--|----|
| VI .3.4.1.Préparation des mélanges | 61 |
| VI .3.4.2.Résultats d'analyses préliminaires des mélanges | 62 |
| VI .3.5.Distillation TBP des mélanges | 64 |
| VI .3.6.Bilan de valorisation des coupes larges des mélanges | 65 |
| VI .3.7.Etude comparative | 65 |
| VI .3.8.Conclusion | 68 |

| | |
|----------------------------------|-----------|
| CONCLUSION GENERALE | 69 |
|----------------------------------|-----------|

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXES

INTRODUCTION GENERALE :

De nos jours, il est difficile de vivre sans les ressources pétrolières. Ce produit, fruit des dégradations et maturations successives de matières organiques et minérales, est à la base de notre économie mondiale.

Le pétrole est devenu le véritable vecteur de la révolution industrielle. C'est une énergie dense, il constitue la première source d'énergie dans le monde.

Pendant la révolution industrielle, les changements techniques et sociaux entraînent une forte demande de produit raffiné. Grâce aux méthodes de raffinage, le pétrole s'est ainsi imposé comme un produit pratique.

La maîtrise de toutes les étapes de séparation et de transformation des produits pétroliers, depuis son acheminement des puits jusqu'au stockage des produits finis, passe par une parfaite connaissance des caractéristiques et des propriétés physico-chimiques du pétrole et ses fractions.

Des méthodes d'analyses normalisées ont été développées pour déterminer les principales propriétés physico-chimiques qui vont conditionner leurs traitements ultérieurs, qui correspondent à des méthodes expérimentales normalisées selon les normes : ASTM, ISO, AFNOR....

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

Sur le plan des échanges commerciaux, certains pétroles servent d'étalon pour établir le prix du pétrole d'une région donnée : On parle de « brut de référence ». Les acheteurs et les vendeurs situent les prix des diverses variétés de brut à un niveau plus ou moins élevé que celui du brut de référence.

En Algérie, le brut de référence est appelé « Sahara Blend », qui est un brut léger caractérisé par sa très basse teneur en soufre.

Le but de notre étude est de réaliser un mélange des pétroles bruts issues des différentes régions Algériennes pour obtenir et optimiser un mélange qui sera conforme aux caractéristiques du Sahara Blend.

Notre mémoire se divise en trois parties :

La première est dédiée à une étude bibliographique qui porte sur le pétrole brut, les essais normalisés à utiliser pour la détermination de ses propriétés physico-chimiques, leur découpage ainsi qu'une partie sur la corrosion dans l'industrie pétrolière.

La deuxième partie concerne une étude expérimentale dans laquelle nous présenterons des essais normalisés menés sur le pétrole brut et ses fractions obtenues par distillation afin de déterminer leurs caractéristiques physico-chimiques.

La troisième partie est consacrée à une étude complète des pétroles bruts issus de différentes régions Algériennes. Ces derniers vont être accumulés pour réaliser un mélange qui sera conforme aux caractéristiques du Sahara Blend.

Chapitre I

Généralités sur le pétrole brut

I.1.Introduction :

Chaque raffinerie est dimensionnée sur un panier particulier de pétroles bruts. Ces pétroles bruts donnent des rendements très différents en gaz, essences, produits intermédiaires et produits lourds, et ces rendements peuvent différer notablement de la demande du marché.

I.2.Historique :

Le mot « Pétrole » est issu des deux mots latins « Petra » et « oléum » et signifié « huile de pierre » ou « Crude oil » ; est une huile minérale naturelle utilisée comme source d'énergie ; dès l'antiquité il pouvait être utilisé comme revêtement étanche, médicament miracle ou arme de guerre. Il était repéré la première fois au Moyen-Orient à la surface de la terre, il constitue la première source d'énergie dans le monde [1]

I.3.L'origine du pétrole :

Aux yeux des géologues, les pétroles sont, malgré leur état plus ou moins liquide, des roches carbonées, tout comme les charbons, car ils sont formés à partir de la décomposition de végétaux et d'organismes marins (algues et planctons), accumulés sous la surface de la Terre il y a plus de 500 millions d'années, et progressivement modifiés à l'abri de l'air par des bactéries et des processus physico-chimiques.

I.4.Composition chimique du pétrole brut [2]:

Le pétrole brut est issu d'un mélange variable d'hydrocarbures (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène) associé à d'autres atomes, principalement du Soufre mais aussi de l'Azote, de l'Oxygène et de certains métaux comme le Nickel et le Vanadium. Certains de ses composants peuvent être gazeux, liquides et parfois solides selon la température et la pression. Cela explique la consistance variable du pétrole, plus ou moins visqueuse ou liquide.

Tableau I.1 : La recherche des proportions des différents éléments présents dans les pétroles bruts conduit au résultat suivants [2] :

| Les éléments présents dans les pétroles bruts | % poids (en masse) |
|---|--|
| CARBONE | 84 à 87 % |
| HYDROGÈNE | 11 à 14 % |
| SOUFRE | 0,04 à 6 % |
| AZOTE | 0,1 à 1,5 % |
| OXYGÈNE | 0,1 à 0,5 % |
| MÉTAUX | 0,005 à 0,015 % soit 50 à 150 g/t |
| Le VANADIUM | constitue plus de 75 % de la teneur globale en métaux. |

Les pétroles sont généralement classés selon leur origine et leur composition (fluidité, densité mesurée en degrés API, teneur en soufre, etc.).

I.5. Les fractions du pétrole brut :

Le pétrole brut est composé de cinq fractions séparables. La séparation débute en portant le brut dans un four à environ 380 °C, le mélange est fractionné dans une colonne de distillation.

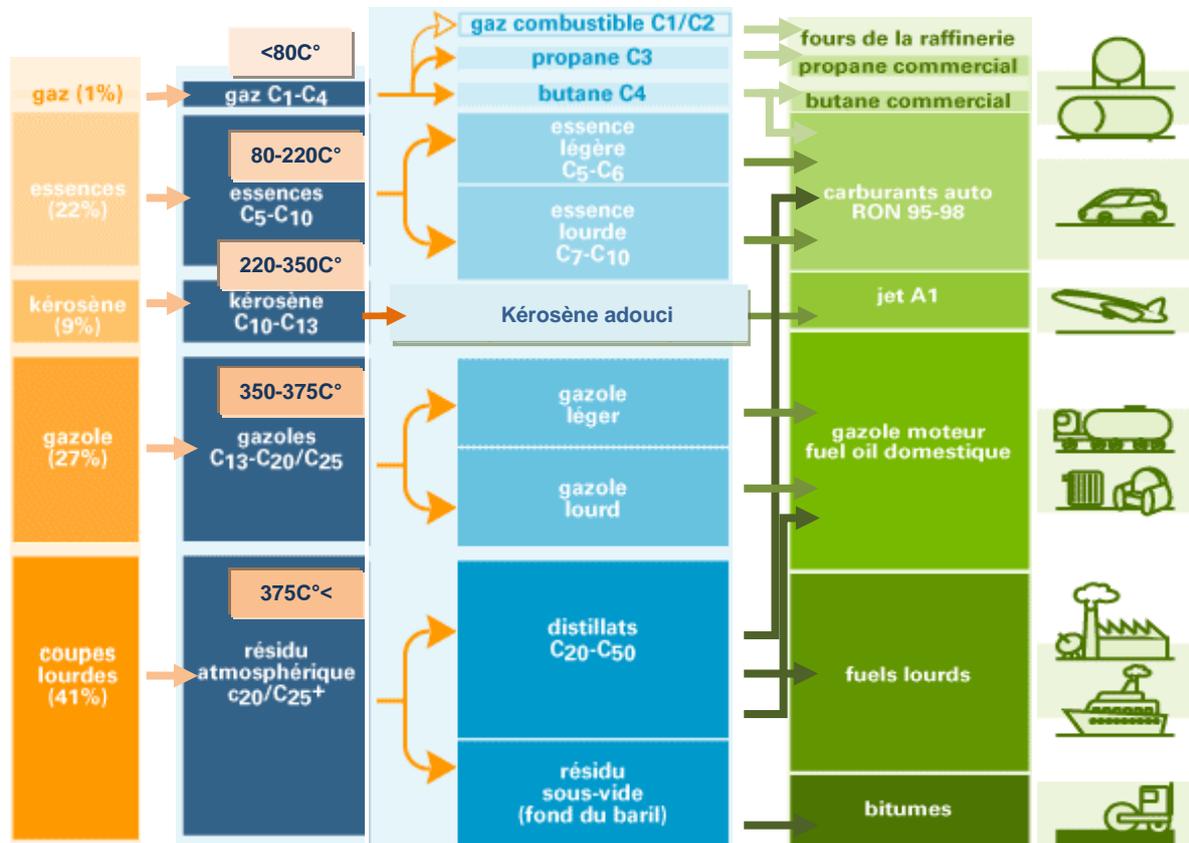


Figure I.1 : Schéma de principe du raffinage [3]

La distillation du pétrole brut permet de séparer les produits pétroliers selon leur température d'ébullition et leur composition chimique. Donnant 5 fractions qui peuvent être soutirées à différentes hauteurs de la colonne de distillation :

Les gaz, et le naphtha (coupes légères), le kérosène et le gazole (coupes moyennes) et les coupes lourdes (résidu atmosphérique).

I.6. Les différentes utilisations actuelles du pétrole [3, 4, 5]:

En présentant tout d'abord son aspect énergétique, puis son aspect chimique. Nous aborderons à la dépendance au pétrole. À savoir que pour obtenir tous les produits qui seront cités dans le tableau suivant, il faut passer par une première étape commune : la distillation.

Tableau I.2 : Les différentes utilisations actuelles du pétrole [3, 4, 5]

| | | |
|----------------------------------|---|---|
| Les carburants | Les GPL ou Gaz de Pétrole Liquéfié (butane, propane) : | la cuisson des aliments, dans les véhicules, dans les briquets, ou le chauffage domestique ; dans les secteurs de l'aviculture (élevage d'oiseaux), l'horticulture (culture intensive de plantes), ou encore pour le séchage des céréales avant leur stockage ; les chaudières ou pour le chauffage (Production de la chaleur). |
| | L'essence : | les moteurs à allumage (les voitures à essence). |
| | Le kérosène : | un carburant utilisé principalement dans l'aviation |
| | le gazole : | utilisé comme carburant automobile, les transports de marchandises et les transports en commun. |
| Les produits du quotidien | la pétrochimie : | des matières plastiques, des solvants, des huiles (utilisées par toutes les machines industrielles, les véhicules terrestres, les avions, les bateaux), et encore des cires, solvants, détergents, engrais azotés, bitume, etc... permet aussi de produire des détergents, des caoutchoucs, des adhésifs et même des médicaments. |
| | Les travaux publics : | Le secteur de la construction routière (bitume). |
| | Les secteurs de l'agriculture et de la pêche : | nombreux engrais et pesticides ; les machines agricoles fonctionnent souvent au fioul domestique (tracteurs, moissonneuses, etc.) ; les bateaux de pêche. |
| | La production d'électricité : | Les centrales thermiques à fioul. |

I.7. Compositions chimiques des produits pétroliers :

Le pétrole est composé d'un continuum de molécules hydrocarbonées pouvant comporter de quelques unités à plus d'une centaine d'atomes de carbone.

I.7.1. Les hydrocarbures :

Les hydrocarbures constituent les éléments essentiels du pétrole :

I.7.1.1. Les hydrocarbures aliphatiques saturés :

Leur formule générale C_nH_{2n+2} ; ils peuvent être structurés en chaînes droites : ce sont les de Paraffines normales dites N-paraffines (alcanes linéaires) ou iso-paraffines (alcanes ramifiés) de formules développée [6].



Leur point d'ébullition s'élève avec le nombre d'atome de carbone ; la masse volumique croît avec le poids moléculaire. Tableau A.I.1 (**Voir Annexe A**) ; les iso-paraffines ont un

point d'ébullition inférieur à celui des normales paraffines à même nombre d'atome de carbone [3].

I.7.1.2 Les hydrocarbures aliphatiques insaturés :

Ils ne se rencontrent pas ou très peu dans le pétrole brut du fait de leur réactivité. Cependant, les oléfines peuvent être produites lors des procédés de raffinage et notamment lors de procédés de conversion des coupes lourdes [6]. Les premiers termes de cette famille sont également des matières de base très importantes de la pétrochimie (éthylène ; propène ; butènes...) [3].

I.7.1.3. Les hydrocarbures aliphatiques cycliques saturés :

Dans le pétrole brut les cycles les plus fréquemment rencontrés sont les naphènes ; qui sont des cycles carbonés de 5 ou 6 atomes pouvant comporter un ou plusieurs cycles et des chaînes ramifiées [6].

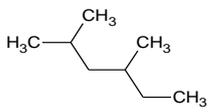
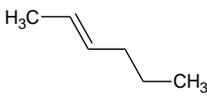
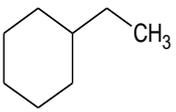
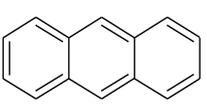
Ils ont des températures d'ébullition et des masses volumiques supérieurs à celles des alcanes à même nombre d'atomes de carbone. Tableau A.I.2 (**Voir Annexe**) [3].

I.7.1.4. Les hydrocarbures aromatiques :

Composés cycliques polyinsaturés présents en forte quantité dans les coupes les plus lourdes de pétrole. Ils peuvent contenir un ou plusieurs cycles aromatiques et/ou naphéniques et/ou des chaînes ramifiées. Tableau A.I.3 (**Voir Annexe A**) [6].

En effet les premiers termes BTX ; sont des matières premières fondamentales de la pétrochimie, alors que les homologues supérieures sont en général néfastes (problèmes d'environnement ; de santé publique ; de détérioration de l'activité de catalyseurs par leur capacité à former du coke ...) [3]

Tableau I.3 : Structures de composés hydrocarbonés présents dans les produits pétroliers [3].

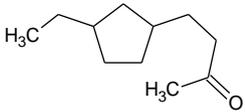
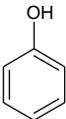
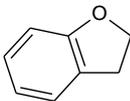
| familles | Iso-paraffines | Oléfines | Naphtènes | Aromatiques |
|----------|---|---|--|---|
| formules | C_nH_{2n+2} | C_nH_{2n} | C_nH_{2n} | C_nH_{2n-8k} |
| Exemples |  |  |  |  |

I.7.2. Composés organiques hétéroatomiques :

I.7.2.1. Les composés oxygénés :

Parmi les composés oxygénés présents dans les produits pétroliers, on peut distinguer les acides carboxyliques naphéniques, les esters, les phénols, les furanes et les benzofuranes. Bien qu'ils soient présents en faibles teneurs, principalement dans les coupes lourdes, les composés oxygénés possèdent un caractère acide qui est responsable de l'acidité globale des pétroles bruts et qui engendre des problèmes de corrosion. [6]

Tableau I.4: Structures de composés oxygénés présents dans les produits pétroliers [3].

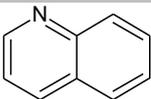
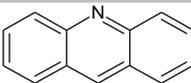
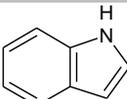
| Familles | Acide naphtéinique | Phénol | Furane | Benzofurane |
|----------|---|---|--|---|
| Exemples |  |  |  |  |

I.7.2.2. Les composés azotés :

Les composés azotés sont essentiellement présents dans les fractions lourdes, en plus faible quantité que les composés soufrés. Ils se distinguent essentiellement suivant leur caractère neutre ou basique ; Les composés azotés basiques et, dans une moindre mesure les composés azotés neutres, sont connus pour empoisonner les catalyseurs acides. Ils constituent alors un obstacle au raffinage des coupes lourdes. [6]

On trouve l'azote sous forme d'amides, d'amines, de carbazoles, et de pyridines; [3] Dans les pétroles bruts ; l'azote se retrouve préférentiellement dans les fractions de point d'ébullition supérieur à 250C° et est particulièrement concentré dans les résines et les asphaltènes. [6]

Tableau I.5: Structure de composés azotés présents dans les produits pétroliers [3].

| Familles | Dérivés basiques | | | Dérivés neutres | |
|----------|---|---|--|---|---|
| | Pyridine | Quinoléine | Acridine | Pyrrole | Indole |
| Exemples |  |  |  |  |  |

I.7.2.3. Les composés soufrés :

Le soufre est l'hétéroélément le plus répandu dans le pétrole. Sa concentration peut aller de 0,1 à plus de 8% en poids ; Sa teneur est fortement corrélée avec la densité de brut et donc sa qualité (léger ou lourds). Ainsi, les coupes lourdes en contiennent la majeure partie.

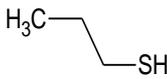
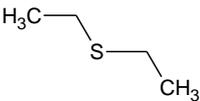
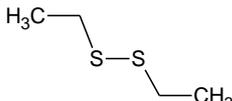
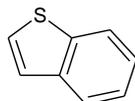
Les composés soufrés présents dans les produits pétroliers appartiennent à différentes familles chimiques:

- Les sulfures : où il s'intercale dans peu corrosifs et inodores du fait de leur faible volatilité, de formule brute $R - S - R'$ (ou polysulfures de formule brute $R - S - \dots - S - R'$).
- Les thiols ou mercaptans : composés acides et corrosifs surtout présents dans les coupes légères, de formule brute $R - S - H$.
- Les composés thiophéniques et leur dérivés, qui présentent un caractère aromatique. Surtout présentes au-delà d'un point d'ébullition de 250C°.

- Les disulfures : de formule générale R-S-S-R'; surtout présents dans les fractions légères. [3]

Les composés soufrés sont à l'origine de pollution atmosphérique (SO₂ et SO₃) et de la désactivation de certains catalyseurs utilisés notamment en procédés de raffinage ou dans les pots catalytiques. [6]

Tableau I.6: Structure de composés soufrés présents dans les produits pétroliers

| Familles | Mercaptans | Sulfures | Disulfures | Benzothiophènes |
|----------|---|---|--|---|
| Exemples |  |  |  |  |

I.7.3. Composés organométalliques :

Le nickel et le vanadium sont les métaux les plus répandus dans les produits pétroliers et sont principalement présents dans les produits lourds. Ils se trouvent dans des macromolécules dont les structures sont mal connues tels que résines et asphaltènes. Ils sont également présents dans certains composés plus petits de la famille des porphyrines. Ils sont également des poisons pour les catalyseurs utilisés pour la conversion des coupes lourdes. [6]

Tableau I.7: Structure de composés organométalliques présent dans les produits pétroliers [3].

| | | |
|---------------------------------------|----------------|---|
| M=Ni ²⁺ ou VO ⁺ | Famille | Porphyrines |
| | Exemple |  |

I.7.4. Composés chimiquement mal définis :

I.7.4.1. Les Asphaltènes :

Les asphaltènes sont des solides noirs et brillants ; dont la masse moléculaire peut varier de 1000 à 100 000 g/mol. Ils sont constitués d'une accumulation de feuillets polyaromatiques condensée reliés par des chaînes saturées, qui sont présents dans les résidus [3].

I.7.4.2. Les Résines :

Ce sont des molécules à caractère aromatique très marqué, renfermant des hétéroéléments (N, O, S, Ni, et V), leur masse moléculaire peut varier de 500 à 1000 g/mol [3].

I.8. Classification du pétrole brut [7] :

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

I.8.1 Classification industrielle :

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

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

I.8.2. Classification chimique :

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

- Paraffiniques.
- Naphténiques.
- Paraffino-naphténiques.
- Aromatiques.
- Paraffino-naphténo-aromatique.

I.8.2.1. Classification selon le facteur de caractérisation K_{UOP}

- Aromatiques purs : $K_{UOP} = 10$
- Naphtènes purs : $K_{UOP} = 11$
- hydrocarbures mixtes : $K_{UOP} = 12$
- Paraffines purs : $K_{UOP} = 13$

I.8.3. Classification économique (technologique) :

I.8.3.1. Teneur en soufre : Elle est basée sur la connaissance de la Teneur potentielle en soufre dans le pétrole et les fractions pétrolières :

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

I.8.3.2. Teneur en paraffine : En fonction de la teneur en paraffines, on distingue trois espèces de pétrole :

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

I.8.3.3. Teneur en fractions claires ($PF \leq 350^\circ\text{C}$) :

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

I.9. Les bruts de références :

Plus de 130 types de pétroles bruts sont commercialisés à travers le monde, sur un total de 400 types de bruts connus. Leur prix est établi par différentiel à partir de bruts de référence dont la qualité standard est connue. Les acheteurs et les vendeurs situent les prix des diverses variétés de brut à un niveau plus élevé ou moins élevé que celui du brut de référence. [15]

Les principales variétés de bruts de références sont :

I.9.1. Le West Texas Intermediate (WTI):

Ce type de brut est utilisé comme référence Aux États Unis et en Amérique du nord. C'est un brut léger, peu sulfuré. Ce pétrole brut est plus léger que le Brent, ce qui explique son cours généralement légèrement supérieur à celui du Brent européen. [15]

Ce pétrole brut léger est de grande qualité et est idéal pour la fabrication d'essence.

Densité API de 39,6 degrés et teneur en soufre de 0,24%. [17]

I.9.2. Le Brent :

Le **Brent** est un type de pétrole brut assez léger et peu soufré, issu de champs de la Mer du Nord, C'est surtout le brut de référence en Europe. [15]

Aujourd'hui la production est limitée mais c'est malgré tout ce brut qui reste la référence internationale en pétrole brut, et c'est son cours mondial qui détermine environ 60% des cours des pétroles bruts du monde entier.

Densité API de 38,3 degrés et teneur en soufre de 0,37%. [17]

I.9.3. Le Dubaï light :

Dans le Golfe Persique, le **Dubaï light** est utilisé comme référence pour fixer le prix de vente d'autres bruts de la région à destination de l'Asie ; le Moyen-Orient et Asie. Ceci est dû au fait que le Dubaï est l'un des rares brut vendu dans le Golfe Persique. [15]

Densité API de 31 degrés et teneur en soufre de 2%. [17]

I.9.4. En Algérie :

Le brut de référence est appelé « **Sahara Blend** », c'est un mélange de bruts issus de plusieurs champs du Sud Algérien. [13]

I.9.4.1. Principales caractéristiques [13] :

- Un brut léger : API entre 43.5 et 47.5 ;
- Un brut à très basse teneur en soufre : moins de 0.1%.

I.9.4.2. Répartition des produits issus du fractionnement du Sahara Blend [13]:

- **GPL:** 4%
- **Naphta:** 34%
- **Kérosène:** 12%
- **Gas-oil:** 25%
- **Résidus:** 2

I.10. Les problèmes de corrosion dans l'industrie pétrolière :

I.10.1.Introduction :

La corrosion des industries pétrolières des équipements métalliques a des impacts majeurs sur les coûts d'exploitation des installations industrielles, sur la fiabilité et la durée de vie des équipements, sur la sécurité des personnes, sur l'environnement. [36]

vie des équipements, sur la sécurité des personnes et sur l'environnement.

Le pétrole brut traité dans les unités de distillation atmosphérique contient une quantité significative d'agents corrosifs tels que [26]:

- Les Sels (les Chlorures) ;
- L'HCl ;
- Composés soufré ;
- Acide naphthénique.

I.10.2.Définitions :

Comme le précise la norme ISO 8044, la corrosion est une réaction interfaciale irréversible d'un matériau avec un agent corrosif de son environnement (milieu corrosif) qui implique une consommation du métal et une production d'une forme réduite de l'agent corrosif [19].

L'oxydation du métal implique la réduction de l'agent oxydant selon la réaction :



I.10.3.Corrosion engendrée par les chlorures:

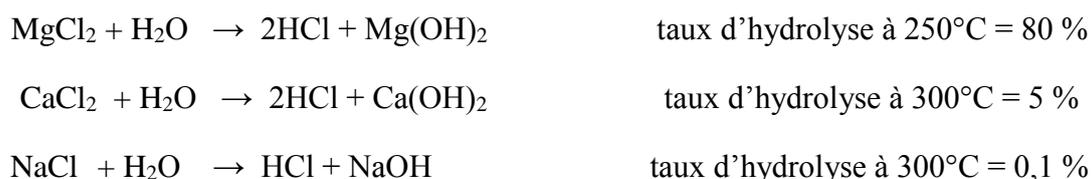
Les sels dans le brut sont essentiellement des chlorures dont la séparation est approximativement la suivante, en pourcent poids [26] :

| | |
|--------------------|-----------|
| Na Cl | 70 - 80 % |
| Mg Cl ₂ | 20 -10 % |
| Ca Cl ₂ | 10 % |

Ces sels se présentent soit sous forme de cristaux, soit ionisés dans l'eau présentent dans le brut, par une simple décantation on devrait éliminer « théoriquement » tous les sels ionisés, et pour ce qui concerne les cristaux, leur élimination peut s'effectuer par lavage à l'eau. [4]

I.10.4.Hydrolyse des chlorures en HCl :

Pendant la distillation du brut les chlorures s'hydrolysent pour former l'acide chlorhydrique selon les réactions suivantes [36]:



I.10.5. Le soufre :

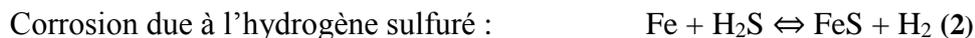
En plus des hydrocarbures, le pétrole contient aussi du soufre (jusqu'à 4%) [39], Le soufre est principalement retrouvé sous forme de composés organiques qui peuvent induire une corrosion par piqûres. Ces derniers peuvent être acides, tels que les thiols et les mercaptans, ou non acides, comme les thiophènes, les sulfures et les disulfures (H₂S, CS₂). De façon générale, ils sont associés aux résines et aux asphaltées [37]

I.10.6. Corrosion par les acides naphthéniques de pétroles bruts :

Les acides naphthéniques sont des composés organiques que l'on trouve dans certains pétroles bruts. Responsables lors du raffinage d'une corrosion de nature supposée électrochimique dans la gamme de températures 200°C-400°C. [32] Ces acides ont des structures cycliques saturées avec un ou plusieurs groupes carboxylique, de formule chimique R-[CH₂]_n-COOH où R est généralement un cyclopentane, soit un cyclohexane.[30]

Mécanismes et paramètres gouvernant la corrosion par les acides naphthéniques:

Il existe une compétition entre l'attaque due aux acides naphthéniques et celle engendrée par l'hydrogène sulfuré, selon les équations suivants [30]:

**I.10.7. Impact du soufre sur la santé et l'environnement :**

Le SO₂ affecte le système respiratoire, le fonctionnement des poumons et il provoque des irritations oculaire, des bronchites chroniques et une sensibilisation aux infections respiratoires, des maladies cardiovasculaires [34,46]; aussi, des Perturbation de la circulation sanguine, Problème au cœur, Problèmes de vision, Problème dermatologique, etc..., a ce jour, aucun effet cancérigène du dioxyde de soufre n'a été prouvé.

L'hydrogène sulfuré H₂S est un gaz toxique qui pénètre par les voies respiratoires. Il provoque des intoxications aiguës (exposition de courte durée), des troubles respiratoires, des intoxications chroniques (exposition prolongée), bronchites irritatives, des pertes de connaissance à partir de 500 ppm, Une possibilité d'accident mortel très rapide en cas de fortes inhalations (> 1000 ppm). [40,46]

L'émission de dioxyde de soufre cause des pluies acides qui induisent une forte érosion des roches et des bâtiments et nuisent à certains êtres vivants. Elles favorisent une acidification des océans et des lacs, détruisant ainsi les planctons qui s'y trouvent, lesquels assurent pourtant une part significative de la production de dioxygène sur terre. [11]

La combustion du soufre contenu dans les carburants et combustibles conduit à la formation d'oxyde de soufre gazeux SO₂ mais aussi pour une faible partie en SO₃, ce gaz est très soluble dans l'eau, formant alors un acide très corrosif l'acide sulfurique. On estime que la génération de SO₂ par ce processus de combustion généré dans le monde environ 60

millions de tonnes de SO₂ par an soit plus que la production naturelle par les volcans et océans. [14]

Compte tenu du danger qu'il présente pour la population et la végétation, la limitation définie par la Réglementation Européenne OMC prévoit de situer aux alentours de 500µg/m³ au maximum la teneur de SO₂ dans l'atmosphère au niveau des villes. [34]

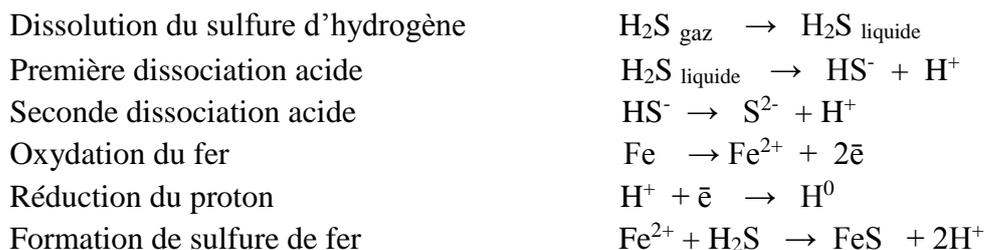
L'H₂S est très dangereux pour l'environnement en particulier pour la faune aquatique. Dans l'eau, H₂S à pH neutre (pH =7) se dissocie à égalité en anion hydrogénosulfure (H-S-, pKa=7,04) et dianion sulfure (S²⁻, pKa=11,96) et peut s'oxyder en présence de O₂ dissout. Dans l'air H₂S est facilement oxydé par O₂ en SO₂ qui évolue en final en H₂SO₄ (pluies acides). Dans le sol, les produits soufrés en présence de microorganismes (bactéries, champignons...) forment du H₂S, qui peut être ensuite oxydé par des bactéries aérobies. [20]

Une couche de sulfures métalliques est générée par corrosion généralisée à partir de 250°C causée par le sulfure d'hydrogène H₂S. Ce phénomène se rencontre principalement pour les unités d'hydrotraitements, de viscoréduction, de distillation sous vide et de cokéfaction. [41]

Comme H₂S est un gaz acide présent dans de nombreux champs pétroliers, ces formes de corrosion concernent tous les équipements de production pétrolière pour lesquelles il peut y avoir contact d'eau libre contenant du sulfure d'hydrogène avec les aciers au carbone et faiblement alliés, on peut citer : les circuits des eaux de chaudière et de refroidissement, tête de distillation atmosphérique.[30]

Certain données importantes relatives aux dangers des produits issus de la combustion du soufre sont présentés dans le tableau I.3 en **Annexes A**. [42]

Mécanisme et paramètres influant sur la corrosion par l'H₂S [36] :



I.10.8.L'hydrodésulfuration :

C'est un Procédé destiné à réduire très fortement la teneur en soufre de carburants tels que l'essence, le kérosène et le gazole, L'hydrodésulfuration consiste à extraire le soufre par l'action d'hydrogène et production de sulfure d'hydrogène H₂S à hautes température de 350 à 400 °C sous une pression de 25 à 60 atm en présence de catalyseurs de type cobalt-molybdène ou nickel-molybdène et provoque une hydrogénation douce et sélective.[33]

Au contact d'un catalyseur, l'hydrogène se combine d'abord au soufre pour donner de l'hydrogène sulfuré H₂S :

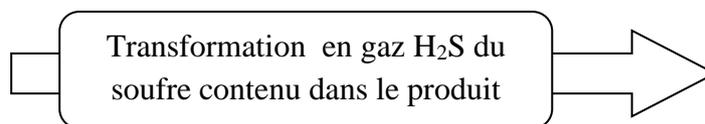


L'hydrogène sulfure est alors transformé en soufre suivant un procédé d'oxydation a haute température faisant également intervenir un catalyseur :



Principe de l'Hydrodésulfurations [14]

| Les produits issus de pétroles bruts à haute teneur en soufre | Procédé Hydrodésulfuration | Produits |
|---|--|---|
| Essence | Température assez élevée 300 à 380 °C. | Coupe pétrolier désulfurée. |
| Kérosène | Forte pression d'hydrogène. | Légers formés par destruction des composées sulfurés. |
| Gazole | Catalyseur au cobalt-molybdène. | Gaz contenant de l'H ₂ S. |



I.10.9. Remèdes contres ces agents de corrosion :

| Les agents corrosifs | Equipement concerné | Remèdes contre la corrosion |
|----------------------------|--|---|
| Sels | Les canalisations et réacteurs en acier inoxydable, unités de dessalage, condenseurs refroidis à l'eau, condenseurs de tête de distillation, les circuits de tête de la distillation atmosphérique. [30] | Dessalage (déshydratation) [36] Choisir le matériau métallique résistant pour les conditions de salinité, acidité, teneur en oxygène et température de l'eau en fonction des données et des retours d'expériences ; [38] La protection d'un acier par un revêtement. [36] |
| HCl | Les aciers au carbone et faiblement alliés Les aciers inoxydables martensitiques et austénitiques [30] | Choisissez des matériaux résistant comme : Les alliages de Nickel-Cuivre, le zirconium (Zr) ou le tantale (Ta), des revêtements organiques à base de vinyle esters. [36] |
| Soufre | Poison pour certain catalyseur Les unités d'hydrotraitement Les tête de distillation | Hydrodésulfuration |
| Acides naphthénique | Les pompes et leurs agitateurs, les lignes de transfert, les condenseurs, la colonne de distillation, les vannes... [30.32] | L'ajout d'inhibiteurs de corrosion, choisir une métallurgie adaptée en prévision de l'acidité des charges qui seront traitées (des aciers en chrome et en molybdène) [30.36] |

Chapitre II

Caractérisation et propriétés de pétrole brut

II.1. Introduction :

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

La connaissance des caractéristiques physico-chimiques globales des pétroles bruts est d'une extrême importance vis à vis les conditions du traitement initial, le transport, le stockage et va permettre à l'acheteur potentiel d'avoir une première idée des qualités essentielles du brut et d'estimer grossièrement sa valeur.

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

II.2. La densité :

La densité est un paramètre physique, sans dimension, spécifique à chaque produit, elle varie d'un gisement à un autre, et d'un puits à un autre dans une même région géographique.

La connaissance de la densité à une importante valeur commerciale car la cotation des pétroles bruts dépend en partie de cette propriété, la densité est exprimée le plus souvent en degré API [3].

Les densités des bruts se situent généralement entre 0,8000 et 1,000; on les classe en 4 grandes catégories :

- les bruts légers : $d_4^{15} < 0,825$
- les bruts moyens : $0,825 < d_4^{15} < 0,875$
- les bruts lourds : $0,875 < d_4^{15} < 1,000$
- Les bruts extra lourds : $d_4^{15} > 1,000$

C'est le rapport du poids d'un certain volume d'échantillon à une température au poids du même volume d'eau à une température standard. Le choix de l'état standard à 4°C permet l'identification des chiffres qui mesurent la densité et la masse volumique. La densité légale en France se mesure à 20°C et a pour symbole : [7]

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

Il faut souligner l'inversion du sens des mots Spécifique Gravité (SG) et densité qui signifient respectivement densité et masse volumique.

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

Le degré API définit par l'American Petroleum Institute, selon la formule suivante :

$$\text{DegréAPI} = \frac{141.5}{\text{Specificgravity}} - 131.5$$

II.3. Tension de vapeur Reid [10,11] :

La tension de vapeur mesure la tendance des molécules à s'échapper d'une phase liquide pour engendrer une phase vapeur en équilibre thermodynamique, C'est La pression exercée par les vapeurs libérés de tout matériel à une température contrôlé de 37.5°C.

II.4. L'acidité [12] :

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

La répartition des acides n'est pas uniforme dans un même brut, en générale on enregistre la teneur maximale dans les fractions distillées entre 400-450°C.

II.5. Point de trouble, d'écoulement, et point de congélation [12] :**II.5.1.Point de trouble :**

C'est la température à laquelle la coupe présente des particules solide, en général, on utilise cette mesure pour analyser les coupes kérosène et gazole ; le point de trouble est essentiel pour caractériser la température en dessous de laquelle les cristaux qui se matérialisent vont commencer à s'accumuler dans les pores du filtre à carburant et à boucher celui-ci, conduisant à l'arrêt du moteur.

II.5.2.Point d'écoulement :

C'est la température minimale à laquelle le produit s'écoule encore. On mesure souvent le point d'écoulement d'un brut, d'un gazole, d'un fioul ou d'un lubrifiant pour définir la faisabilité d'un pompage.

II.5.3.Point de congélation :

Est la plus basse température à laquelle un produit contenu dans un tube à essai ne coule plus lorsqu'une fraction pétrolière soumise au refroidissement dans une éprouvette de mesure demeure immobile lorsque l'éprouvette est inclinée de 45°C.

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

II.6.Teneur en soufre [3,13] :

Le pétrole brut contient des Hydrocarbures sulfurés, de l'hydrogène sulfuré dissous et parfois du soufre en suspension. La teneur en soufre est exprimée par le pourcent poids et comprise entre 0.05% et 5%.

La connaissance de a nature et de la quantité des produits sulfurés contenus dans les coupes pétrolières et les pétroles bruts, constitue une contrainte dans l'établissement du schéma de raffinage et l'élaboration des produits finis pour éviter la dégradation des catalyseurs, la corrosion des équipements, et la pollution.

II.7. Teneur en asphaltènes [3] :

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

II.8. Teneur en eau et sédiment [14] :

Les sédiments sont des fines particules de sable, de boues de forage, ou des métaux à l'état libre comme le fer, le cuivre, le plomb, le nickel, le vanadium ... provenant de l'érosion des pipelines, bacs de stockage, vannes ou de toute autre tuyauteries que traverse le brut .

La présence de tels produits dans les pétroles bruts est extrêmement gênante puisqu'ils peuvent détériorer des équipements (corrosion, érosion, dépôts, bouchages, empoisonnement de catalyseur, etc...).

II.9. Le facteur de caractérisation K_{uop} [15] :

Nelson, Watson et Murphy de la société UOP «Univers OilProducts Co» ont proposé le facteur de caractérisation K_{UOP} pour classer les bruts selon la prédominance d'une famille chimique, et il est directement lié à la température d'ébullition moyenne et la masse volumique du produit pétrolier selon la formule :

$$K_{UOP} = \frac{\sqrt[3]{T_{eb}}}{SP. gr60/60}$$

Où T_{eb} : la température d'ébullition exprimée en degrés Rankine ($^{\circ}R$).
Est converti à $^{\circ}C$ selon la formule :

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

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

$$SP. gr60/60^{\circ}F = \frac{d_4^{15}}{0,99904}$$

La connaissance du facteur de caractérisation K_{uop} permet de situer les tendances des pétroles bruts et de des fractions pétrolières. [3]

- $K_{uop} = 13$ pour les paraffines normales et iso;
- $K_{uop} = 12$ pour les hydrocarbures où le poids relatifs des chaînes et cycles sont équivalents;
- $K_{uop} = 11$ pour les aromatiques et les naphthéniques légèrement substitués;
- $K_{uop} = 10$ pour les aromatiques.

Pour les mélanges complexes d'hydrocarbures ; il a alors fallu d'introduire le concept d'une Température Moyenne Pondérée (TMP), celle-ci est calculée à partir des courbes de distillation soit ASTM ou TBP.

À partir de ces courbes de distillations [3]:

- Pour un pétrole brut distillé par **TBP** :
$$T = \frac{T_{20} + T_{50} + T_{80}}{3}$$
- Pour une coupe pétrolière distillée par **ASTM** :
$$T = \frac{T_{10} + T_{50} + T_{90}}{4}$$

T_i : Température pour laquelle i % du produit a distillé.

La distinction par le K_{UOP} est moins forte que par les méthodes modernes, mais encore très utilisée car facile et rapide. [3]

II.10. Pouvoir calorifique [14] :

C'est la quantité de chaleur libérée par la combustion de l'unité de volume ou de poids de combustible, lors de la réaction chimique de combustion complète conduisant à la formation de CO_2 et H_2O . S'exprime en kcal/kg ou en MJ/kg (MJ= mégajoule).

Il existe deux valeurs du pouvoir calorifique :

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

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

On fait la distinction entre le pouvoir calorifique supérieur (**PCS**) et le pouvoir calorifique inférieur (**PCI**) selon que l'eau obtenue par combustion se trouve à l'état liquide ou à l'état gazeux.

La seule grandeur véritablement utile en pratique est le **PCI**, puisque, dans les produits de combustion des moteurs et des brûleurs, l'eau est rejetée sous forme de vapeur.

II.11. La masse molaire [16] :

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

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

C'est la mesure de l'osmolarité des liquides, en se basant sur la détermination du point cryoscopique (point de congélation) grâce à l'abaissement du point de fusion du mélange.

-**Osmomètre** : Cette analyse n'est valable que pour des poids moléculaires, $PM > 200\text{g/mol}$

-**Cryoscopie** : Cette méthode est applicable pour les fractions légères, cas de $PM < 200\text{g/mol}$

II.12. Corrosion à la lame de cuivre :

L'action corrosive des produits pétroliers liquides et les huiles lubrifiantes sur le cuivre y compris les produits volatils**. Doit être déterminé pour Evaluer le pouvoir corrosif des hydrocarbures, sa détermination nous permis d'éviter la corrosion des installations.

Le cuivre étant particulièrement sensible a la présence de ce composé corrosif. [17]

** les produits volatils ayant une tension de vapeur Reid inférieur ou égale à 124 kpa à 37.8 °C.

II.13. Teneur en métaux :

Les produits pétroliers lourds contiennent souvent des quantités importantes de métaux, leur concentration diffère d'un gisement à un autre.

Les métaux lourds peuvent être également définis comme :

- tout métal ayant une densité supérieure à 5,
- tout métal ayant un numéro atomique élevé, en général supérieur à celui du Sodium ($Z=11$),
- tout métal pouvant être toxique pour les systèmes biologiques [16]

Les métaux lourds les plus couramment rencontrée sont : le vanadium ; fer, nickel, cuivre, sodium et potassium. On trouve les métaux sous forme de sel ou sous forme de constituants organométalliques comme les porphyrines métalliques.

Ils sont concentrés dans les résidus et les asphaltènes, peu présents dans les gasoils et absents dans l'essence.

Certains métaux peuvent empoisonner les catalyseurs utilisés pour l'élimination du soufre et dans d'autres procédés comme le craquage catalytique, ils peuvent engendrer des risques de corrosion, réduisant ainsi l'efficacité des installations, et aussi des problèmes de pollution. [18,19, 20].

II.14. Teneur en mercure :

Certains pétroles bruts peuvent contenir des concentrations importantes de mercure et ces éléments. Sa présence peut affecter la façon dont un brut sera traité. Les démarches pour atténuer la présence du mercure deviennent un défi vu les effets négatifs qu'il présente. C'est le seul métal liquide à température ambiante (entre -10° et $+40^{\circ}\text{C}$). [21,22]

Le mercure est un danger potentiel pour l'industrie ainsi que pour la santé humaine, sa présence dans les systèmes de traitement du pétrole est universellement préjudiciable puisqu'il engendre la détérioration des équipements et cause la pollution.

Le mercure empoisonne les catalyseurs, et est responsable de l'accumulation de dépôts de boues toxiques dans les séparateurs et conduit à la génération de déchets qui sont difficiles à éliminer.

Les ouvriers d'entretien dans l'industrie pétrolière peuvent être à risque en raison de l'inhalation de vapeurs de mercure et l'absorption cutanée de ses composés organiques. [23] C'est un métal toxique. Cette toxicité vient de son extrême volatilité (puisque'il peut être facilement respiré). L'empoisonnement à ce métal cause des maux de tête, des tremblements, une perte d'appétit, la chute des dents [21,23].

II.15. La viscosité :

La viscosité est généralement définie comme étant la caractéristique de la résistance à l'écoulement d'un fluide. Elle est liée à sa densité ainsi qu'à la présence de molécules organiques plus ou moins longues et complexes, plus le pétrole est lourd et moins il sera visqueux. [24,6]

La mesure de la viscosité des pétroles bruts à différentes températures, est particulièrement importante pour le calcul des pertes de charge dans les pipelines, les tuyauteries et les conduites de raffinerie ainsi que pour la spécification des pompes et des échangeurs.

L'évolution de la viscosité en fonction de la température n'est pas la même pour tous les bruts, La viscosité d'un brut paraffinique augmentera rapidement si la température baisse ; par contre pour les bruts naphthéniques ou mixtes, l'accroissement de la viscosité est plus progressif. [15,17]

La viscosité cinématique est le rapport de la viscosité absolue à la masse volumique d'un fluide, exprimée couramment en centistoke (cSt) et dans le système SI en mm^2/S .

La viscosité absolue (ou dynamique) est le rapport de la contrainte de cisaillement au gradient de vitesse de cisaillement. Le rapport est constant pour un fluide newtonien, exprimée en centipoise (cP) et dans le système SI en (Pa.s). [25]

Chapitre III

Découpage de pétrole brut

III.1.Introduction :

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

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

III.2.L'objectif raffinage [26] :

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

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

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

III.3.La distillation :

La distillation est une étape préliminaire au raffinage des produits pétroliers. Elle permet de fractionner le pétrole brut afin d'obtenir différentes coupes pétrolières en fonction de leur température d'ébullition [14].

III.3.1.Les étapes de distillation :

La distillation du pétrole brut est réalisée en deux étapes complémentaires. Une première distillation dite atmosphérique permet de séparer les gaz, les essences et le naphta (coupes légères), le kérosène et le gazole (coupes moyennes) et les coupes lourdes. Les résidus des coupes lourdes subissent ensuite une distillation dite sous vide afin de séparer certains produits moyens [17]

III.3.1.1.Distillation atmosphérique [25] :

La distillation atmosphérique est un procédé de distillation qui consiste à séparer les fractions d'hydrocarbures contenues dans le pétrole brut, les unes des autres. Son fonctionnement est fondé sur la différence des températures d'ébullition de chacun des produits purs contenus dans le pétrole, ainsi qu'il apparaît du schéma ci-dessus, on soutire les divers produits de la distillation en des emplacements situés à des hauteurs distinctes de la colonne. Les produits les moins volatils sont obtenus vers le fond de colonne, et les vapeurs sont obtenues au sommet.

La distillation atmosphérique permet de séparer les coupes :

- Gaz (< 20 °C)
- Essence (20 – 175 °C)
- kérosène (175 -235 °C)
- Gazole (235 -350 °C)
- Résidu Atmosphérique (350°C⁺)

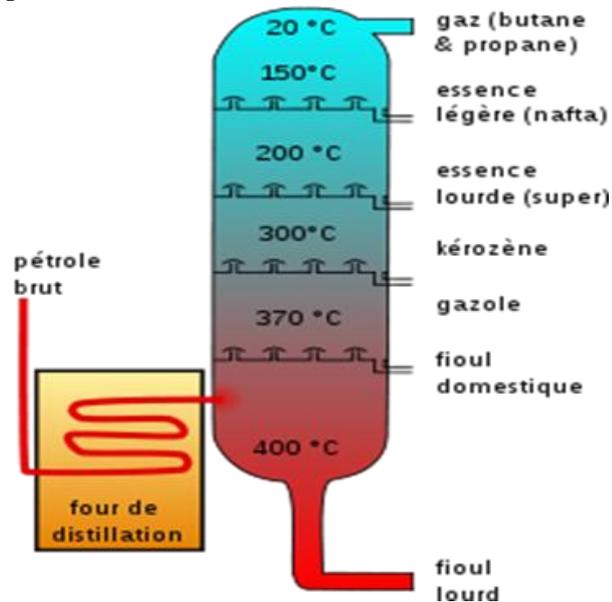


Figure III.1 : distillation atmosphérique d'un pétrole brut et exemple des coupes associées

III.3.1.2. Distillation préparative au laboratoire T.B.P. (TrueBoiling Point) [26] :

L'industrie pétrolière nécessite quotidiennement des analyses à l'échelle de laboratoire, dont l'objectif final est celui du respect des spécifications et des normes du marché international. Parmi ces analyses de routine, il y a la distillation TBP; qui est une analyse d'évaluation des pétroles pour définir les éventuels schémas de valorisation.

Cette distillation TBP « True Boiling Point » ou dite encore distillation fractionnée en discontinu, est la première opération de raffinage, dont la distillation permet d'obtenir en tête les constituants du pétrole ayant la même température d'ébullition et de les recueillir successivement dans des éprouvettes de recette.

La distillation TBP permet d'obtenir les courbes : Température d'ébullition des produits en fonction du pourcentage distillé cumulé exprimé en poids ou plus fréquemment en volume.

Donc dans la distillation de brut s'agit de trois étapes complémentaires, une distillation atmosphérique et les deux autres sont des distillations sous vide.

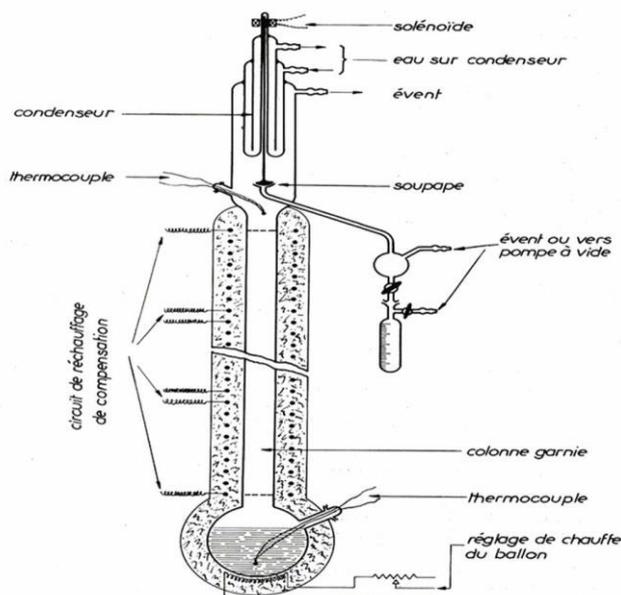


Figure III.2 : schéma de Distillation préparative au laboratoire TBP.

III.3.1.2.1. Dégazage :

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

Les vapeurs ainsi formées seront condensées en tête de colonne dans des pièges qui sont immergés à des bains d'acétone, relié à réfrigérant afin de piéger les gaz dissous (C_5^-) qui seront analysés ultérieurement par chromatographie en phase gazeuse (CPG).

III.3.1.2.2. Distillation à pression atmosphérique :

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

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

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

III.3.1.2.3. La Distillation sous vide :

➤ Sous pression réduite de 40 mm Hg :

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

Les fractions sont récupérées dans cette phase à des intervalles de température de 10°C .

Nous continuons la distillation jusqu'à une température de 320°C en tête de colonne pour éviter le craquage des molécules lourdes.

➤ Sous pression réduite de 10 mm Hg :

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

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

➤ **Distillation sous pression réduite du 380° C :**

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

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

III.3.1.3. Distillation A.S.T.M (American Society for Testing Materials) [26]:

La distillation ASTM (American Society for Testing Materials) est le fractionnement des fractions, elle permet de prévoir le comportement global d'un pétrole brut durant la distillation TBP.

Elle fournit à l'utilisateur de précieux renseignements sur la composition d'un produit pétrolier. En effet, selon la composition les points initiaux et finaux de distribution seront distingués, de même que les points intermédiaires peuvent être distribués différemment. L'essai de distillation ASTM est régi par des normes, et présente l'avantage d'être rapide. Généralement, cet essai est utilisé pour fournir les spécifications de distillation des produits pétroliers.

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

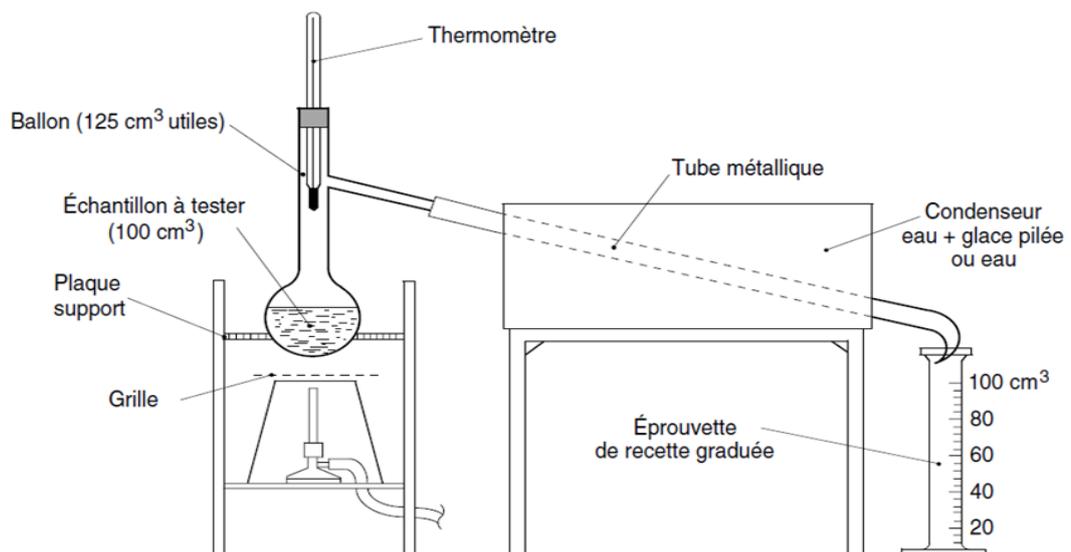


Figure III.3 : Schéma de distillation ASTM

III.3.2. Les propriétés globales des coupes d'un pétrole brut après distillation [7,27]:

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

Tableau III.1: Exemples de propriétés globales des coupes d'un pétrole brut (Moyen – Orient) [14]

| Coupes | Gaz | Essence | Kérosène | Gazole | DSV | RSV |
|---|----------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|
| N ^o d'atomes de carbone | C ₁₈ - C ₄ | C ₄ - C ₁₀ | C ₁₀ - C ₁₄ | C ₁₄ - C ₂₅ | C ₂₅ - C ₅₅ | C ₃₅ ⁺ |
| Intervalle d'ébullition (°C) | <0 | 0-180 | 180-230 | 230-375 | 375-600 | 600 ⁺ |
| Rendement sur brut (% m/m) | 1.37 | 17.72 | 6.74 | 24.37 | 23.5 | 26.3 |
| Densité (d ₄ ¹⁵) | 0.654 | 0.742 | 0.793 | 0.851 | 0.935 | 1.037 |
| Soufre (% m/m) | 0.003 | 0.035 | 0.150 | 1.400 | 3.800 | 5.000 |
| Azote (ppm) | - | - | - | - | 1000 | 2000 |

III.3.3. Les produits pétroliers :

III.3.3.1. gaz de pétrole liquéfié [7] :

Le gaz de pétrole liquéfié ou GPL est un mélange d'hydrocarbures légers stocké à l'état liquide et issu du raffinage du pétrole (40 % des ressources mondiales) et plus généralement du traitement du gaz naturel (60 % des ressources mondiales). C'est un gaz incolore et inodore, un composé lentement inflammable et volatile et plus lourd que l'air, récupéré à moins 15°C.

Le GPL est composé d'environ 80% de butane (C₄H₁₀) et 20% de propane (C₃H₈). 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 [27].

III.3.3.2. Essence :

Juste après les GPL, la fraction essence qui est un liquide inflammable, [26] se présente sous une couleur jaune très pale voire transparent elle est par ailleurs fortement odorante [28]. Facilement inflammable et très volatile.

Il Contient essentiellement des hydrocarbures dont le nombre d'atomes de carbone se situe de 5 à 10, Contient aussi des composées oxygène (éther ou alcools) en significative. Ces composées permettent d'améliorer certaines caractéristiques des essences comme l'augmentation de l'indice d'octane .des réglementation nationales limite toutefois les teneurs de ces composés dans l'essence. [28]

Tableau III.2: Propriétés physicochimiques des essences [16]

| Température de fusion | Température de vaporisation | Solubilité dans l'eau | Masse volumique | Limites d'explosive dans l'air | Pression de vapeur saturante |
|-----------------------|-----------------------------|-----------------------|-----------------------------|--------------------------------|------------------------------|
| <60°C | 15 à 165°C | 100 a 125 mg/l | 660 a 790 Kg/m ³ | <1.4 % vol 7.4<% vol | 350 a 900 hPa |

III.3.3.3.Kérosène :

Le kérosène est un liquide blanc ou légèrement jaune qui présente une légère odeur.

Le pétrole, contient un mélange d'hydrocarbures de 12 a 15 atomes de carbone.. [16]Le kérosène est plus lourd que l'essence. Il est utilisé comme combustible. Son usage en aviation est principalement dû à son fort pouvoir calorifique, il doit y'avoir un point de congélation très bas. [26]

Tableau III.3 : Les propriétés physicochimiques du kérosène [28]

| Température de fusion | Température d'ébullition | Solubilité dans l'eau | Masse volumique à 15 °C | Pression de vapeur saturante |
|-----------------------|--------------------------|-----------------------|----------------------------|------------------------------|
| -50 °C | 165 à 250 °C | Insoluble | 779 -820 kg/m ³ | 5.25 à 10.5 mm Hg à 20 °C |

III.3.3.4.Gasoil :

Le gazole est un liquide incolore ou légèrement jaune qui présente une odeur de pétrole Les gazoles contiennent 2000 a4000 hydrocarbures différents dont le nombre d'atomes de carbone varie entre 11 et 25.

Les gazoles sont donc plus lourds que les essences et sont composée de produit moins volatils. Ils ne contiennent pas d'alcènes et sont majoritairement constitués de n-alcanes et cyclo alcanes. [16,27]

Tableau III.4 : Propriétés physico-chimique du gasoil [28]

| Température d'ébullition | Solubilité dans l'eau | Masse volumique à 15 °C | Limites d'explosive dans l'air | Pression de vapeur saturante |
|--------------------------|-----------------------|-------------------------------------|--|------------------------------|
| 250à 375 °C | Très peu soluble | 0.82–0.89g/ cm ³ a 15 °C | Inferieure 1% vol supérieure a 6% vol | 1 hPa 20°C |

III.3.3.5.Fuel-oils :

Un fuel-oil est un gas-oil dont le point final de distillation est plus élevé que celui de gas-oil normal. Il est utilisé dans les moteurs Diesel lents, du type de ceux montés sur les navires et les tracteurs agricoles, utilisé notamment dans les chaudières. Il est classé dans les ressources énergétiques fossiles, ses caractéristiques sont proches de celles du gazole. [6]

❖ D'autres produits importants issus du raffinage du pétrole sont, les huiles et les graisses, les paraffines, les bitumes et les cokes de pétroles.

III.3.3.6.Huiles et Graisses :

III.3.3.6.1.Huile :

Constituées d'un composant principal appelé base obtenus de la distillation sous vide, auquel sont ajoutés des additifs afin d'obtenir les propriétés spécifiques à chaque type d'application. Elles sont également souvent utilisées dans les produits cosmétiques. [29]

III.3.3.6.2.Graisses :

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

III.3.3.7.Paraffines :

C'est une Substance blanche solide, tirée du pétrole, que l'on utilise dans la fabrication des bougies [18].

La paraffine blanchie par traitement à l'acide sulfurique a un point de fusion compris entre 40 et 65°C et est utilisée dans la protection des denrées alimentaires, le pétrolatum est utilisé pour la fabrication de la vaseline et des cires diverses : entretien des parquets, produits de beauté, cirages, etc. [28]

III.3.3.8.Bitume :

Les bitumes sont des mélanges d'hydrocarbures à poids moléculaire élevé fabriquées à partir d'un résidu très visqueux de la distillation, véritables résidus de la distillation (ils ne sont jamais distillés), matière semblable à l'asphalte, Dans le langage courant, on le confond souvent avec le goudron d'origine houillère, mais encore plus épaisse. Une propriété importante de l'asphalte et du bitume est d'être très noire, il est utilisé pour le revêtement des routes. Ils sont définis et classés dans la norme française **NF T 65-000**. [28,29]

III.3.3.9.Coke :

Le coke de pétrole se présente sous forme solide, noire, friable, et se compose majoritairement de carbone (jusqu'à 87% de carbone), avec très peu d'hydrogène et des quantités importantes de polluants (soufre, métaux lourds...).

C'est un combustible de premier choix pour la métallurgie et l'industrie de céramique, il est utilisé pour la fabrication des électrodes, des charbons, des abrasifs et des pigments de peinture. [6]

Chapitre IV

Normes et modes opératoires

IV.1.Introduction :

Dans cette partie, nous présenterons le mode opératoire des essais normalisée qui ont été menés sur le pétrole brut et ses fractions pour la détermination des caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut.

IV.2.Les essais préliminaires de brut et ses fractions :

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

IV.2.1.La densité :

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

Appareillage :

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

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

Réactifs :

- Eau standard ultra pure
- Solvant de rinçage (naphta ou essence SR)
- Solvant (acétone)
- Silicate gel

Méthode d'échantillonnage :

Les échantillons doivent être manipulés de façon à minimiser les pertes des fractions légères (conserver à froid les produits volatils et chauffer les échantillons lourds).

Méthode d'essai :

La présente norme décrit une méthode de détermination de masse volumique, au moyen d'un densimètre à tube en U oscillant, des pétroles bruts et des fractions pétrolier et des huiles lubrifiantes qui sont des liquides monophasées à la température d'essai dans le domaine de masse volumique comprise entre 0.6 et 1.1 g /cm³

Une fois le densimètre est prêt, la température est stabilisé et la densité affichée sur l'écran est de 0.0012, on procède comme suit :

- Allumer l'éclairage de la cellule avant d'injecter ;
- Chasser tous les bulles d'air dans la cellule et remplir le tube. si les bulles sont repérées vider le tube et remplir à nouveau et vérifier qu'il n'y a pas de bulles ;
- Couper l'éclairage immédiatement après avoir examiné la cellule pour ne pas affecter la température de mesure ;
- Quand le densimètre affiche une lecture stable de densité avec une précision de 0.0002g/cm³, on note la densité et la température de la cellule à 0.1 °C près ;
- Après chaque essai, nettoyer la cellule en utilisant le solvant de rinçage est séché avec l'acétone. Les traces d'eau et d'humidité sont aspirées envers le silicate gel placé à l'entrée de la cellule.

IV.2.2.Tension de vapeur Reid :

La détermination de cette propriété est basée sur la norme **ASTM D323/ISO3007** cette méthode d'essai s'applique spécifiquement au pétrole brut volatils et aux produits pétroliers liquides non visqueux, à l'exception des gaz de pétrole liquéfier. L'équipement est présenté en **Annexe B**.

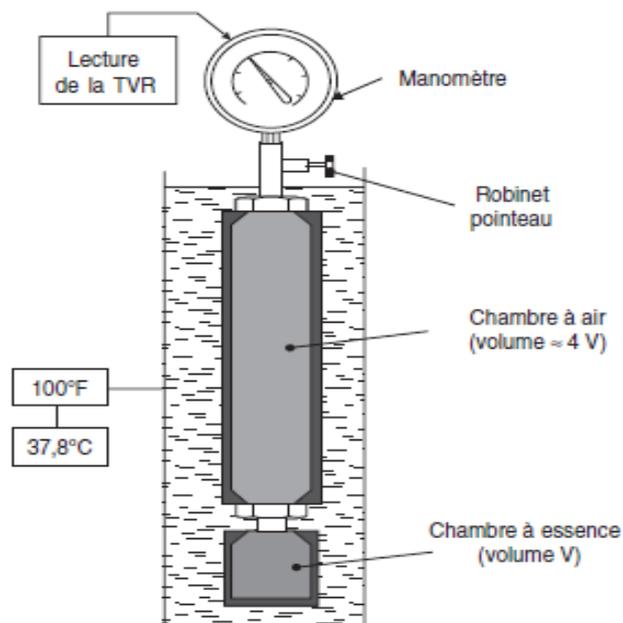


Figure IV.1 : Schéma de l'appareil de mesure de la pression de vapeur Reid

Principe :

Une bombe de 'Reid' contenant le produit a analysé et introduite dans un bain réglé à 37.8°C (100°F) jusqu'à l'équilibre de pression. la valeur sur le manomètre est la tension de vapeur Reid.

Intérêt

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

Mode opératoire :

- Mettre le bain en marche et on le laisse se stabiliser jusqu'à la température de 37.8°C, au préalable, on laisse refroidir la bombe de Reid et l'échantillon a analysé dans un congélateur pour ne pas perdre les constituants légers continus dans la prise d'essai ;
- Une fois que le bain est stabilisé, on introduit la prise d'essai dans l'appareil (bombe), on renverse ce dernier et on le secoue vigoureusement, on le tourne dans sa position verticale en continuant de la secouer, et on le place dans le bain pendant une heure environ ;
- Continuer jusqu'à ce que l'équilibre de pression soit atteint, on lit directement la valeur de la tension de vapeur de l'échantillon sur le manomètre.

IV.2.3. Indice d'acidité :

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

Principe :

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

Mode opératoire :

- Préparation du solvant de titrage :
- Mélanger 500 ml toluène ,495ml d'alcool isopropylique et 5ml d'eau distillée.
- Préparation de la solution de KOH dans l'alcool isopropylique 0,1N :
- Dans un ballon d'un litre on ajoute 3g de potasse en pastille à ½ litre d'alcool isopropylique ;
- Faire bouillir à reflux 10 à 15 minutes en agitant fréquemment pour éviter la formation d'une croûte solide au fond du ballon ;
- Ajouter 1g d'hydroxyde de Baryum et faire de nouveau bouillir pendant 10 min ;
- Laisser refroidir à la température ambiante et laisser reposer pendant quelques heures.

- Filtrer la solution à travers un entonnoir en verre, en évitant toute exposition inutile à l'anhydride carbonique pendant la filtration. Cette opération a pour but d'éliminer les carbonates insolubles dans l'alcool,
- Conserver la solution dans un flacon fumé à l'abri de la lumière, en évitant le contact du liège, caoutchouc, lubrifiant saponifiable pour robinets rodés.
- Etalonner fréquemment la solution pour détecter les variations de l'ordre 0,0005N,
On procède de référence en utilisant 0.1 g à 0.15 g de phtalate acide de potassium pur, dissous dans environ 100ml d'eau distillée fraîchement bouillie et en présence de phénol phtaléine comme indicateur.
 - Paraphtolbenzeine : on prépare une solution contenant 1 g de paraphtolbenzeine par 100 ml de solution de titrage,
 - Phénol phtaléine : dans une fiole conique, on verse 100 ml de propan-2ol, on ajoute 0,5ml de Phénolphtaléine
- Dans une fiole de 250 ml, on introduit la prise d'essai indiquée dans le tableau suivant :

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

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

- Ajouter 100 ml de solvant de titrage et 0.5 ml de la solution d'indicateur coloré Paraphtolbenzeine, la solution prend une teinte orangée ;
- Mettre l'agitation en marche jusqu'à ce que la prise d'essai soit entièrement dissoute dans le solvant ;
- Titrer le mélange par la solution KOH goutte à goutte ;
- Arrêter le titrage lorsque la couleur de la solution vire vers le virage vert (la coloration orange passe à une coloration verte ou vert-brun), persiste durant 15 secondes ;
- Noter le volume de KOH titré ;
- Effectuer un titrage à blanc avec 100 ml de solvant de titrage et 0.5 ml d'indicateur coloré.

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

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

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

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

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

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

56.1 : équivalent gramme de KOH.

IV.2.4. Point de trouble, point d'écoulement, point de congélation :

La détermination de cette propriété est basée sur la norme **ASTM D97/ ISO 3016**. L'équipement est présentée dans l'**Annexe B**.

Principe :

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

Mode opératoire :

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

Point de trouble :

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

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

IV.2.5. Teneur en soufre :

La détermination de la teneur en soufre par fluorescence x :

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

Principe :

Il consiste à mesurer l'atténuation d'un faisceau de rayons X monochromatique à une énergie spécifique à la teneur en soufre. Dans la pratique, un flux passe à travers une cellule

ou le soufre contenu dans le pétrole brut et absorbe les rayons X transmis entre la source et un détecteur, l'intensité des rayons X enregistrée est inversement proportionnel à la concentration en soufre (la plus haute teneur en soufre transmet moins les rayons X).

Mode opératoire :

- Préparer les boîtes d'échantillon.
- Mettre la boîte d'échantillon dans l'appareil.
- Commencer l'analyse (3 mesures/analyse) chaque mesure pendant 100 secondes.
- Lire la moyenne des mesures qui est imprimée.

V.2.6.Teneur en asphaltène :

Cette propriété a été déterminée selon la norme **ASTM D 7157, NF T 60/115**, l'équipement de cet essai est présenté dans l'**Annexe B**.

Principe :

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

Intérêt :

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

- Ils sont responsables de la viscosité et de densité élevée des pétroles bruts lourds, et conduisent à des problèmes difficiles de transport.
- Ils sont concentrés en hétéroéléments (soufre, azote, nickel) qu'ils provoquent des problèmes de pollution, corrosion et d'empoisonnement de catalyseur.

Mode opératoire :

Précipitation des asphaltènes par n-heptane :

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

Filtration :

- Laisser refroidir 10 minutes...
- Séparer les asphaltènes à l'aide d'un papier filtre,
- Recueillir le filtrat dans le ballon.

Lavage et redissolution des asphaltènes par le toluène :

- Remplacer le ballon de filtrat par un autre ballon,
- Introduire 200ml de toluène, et porter le à ébullition,
- Continuer le chauffage jusqu'à ce que le filtrat coule limpide.

Évaporation du solvant de redissolution :

- Évaporer le toluène et on laisse refroidir le ballon dans le dessiccateur.
- Peser le ballon.

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

$$A = \frac{m_1}{m_2} \times 100\%$$

Avec : m_1 : la masse des asphaltènes.

m_2 : la masse de prise d'essai.

IV.2.7. Teneur en eau et sédiments (BSW) :

Cette propriété a été déterminée selon la norme ASTM D1796, ISO 3734, l'équipement de cet essai est présenté dans l'Annexe B.

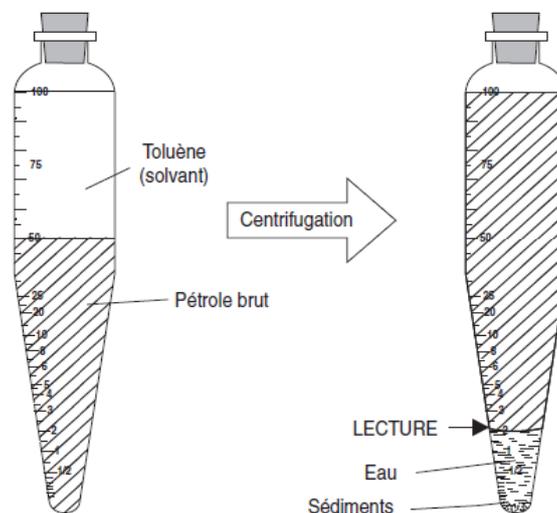


Figure IV.2: Les tubes de centrifugation

Principe :

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

Intérêt :

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

- Peuvent détériorer les équipements (corrosion, érosion, dépôts, bouchages, empoisonnement de catalyseur, etc....).
- Les sédiments causent des irrégularités de fonctionnement et peuvent même perturber leur marche.

- Les sels se déposent dans les conduites, dans les tubes des échangeurs ce qui diminue le transfert de chaleur dans les tubes des fours ce qui crée des points chauds et favorise le cokage.

Mode opératoire :

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

IV.2.8.Facteur de caractérisation Kuop :

La détermination de facteur de caractérisation Kuop se fait à partir de l'abaque de Wetson « characterization factor from viscosity at 100 F and ° API UOP Method 375 », en connaissant la viscosité cinématique et le degré API du pétrole brut dont on veut situer sa tendance. (Voir l'Annexe).

IV.2.9.Poids moléculaire :

Pour le calcul du Poids moléculaire on a utilisé le diagramme « poids moléculaire des fractions en fonction de la densité et de la température moyenne pondérée » en fonction de facteur de caractérisation Kuop et la densité 1 (Voir l'Annexe).

V.2.10.Pouvoir calorifique supérieur :

La détermination du **pouvoir calorifique supérieur** se fait par lecture sur le diagramme « pouvoir calorifique supérieur des combustibles liquides » en fonction de la densité et le facteur de caractérisation Kuop du produit (Voir l'Annexe).

V.2.11.Corrosion à la lame de cuivre :

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

Principe :

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

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

Intérêt :

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

Mode opératoire :

La préparation des lames :

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

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

| Conditions de l'essai | Classe des produits |
|----------------------------------|---|
| 3 heures dans un bain à 50°C | Essences, pétrole, gas-oil, fuel-oil |
| 3 heures dans un bain à 100°C | Huiles lubrifiantes, White spirit |
| 2 heures dans une bombe à 100°C | Kérosène, combustible pour turbo réacteur |
| 1 heures dans une bombe à 37,8°C | Gaz de pétrole liquéfiés. |

• la lame est ensuite retirée, rincée, séchée et comparée avec des lames corrodées types ou avec les indications données dans le tableau figurant ci-après;

• Noter la corrosivité de l'échantillon en relevant le numéro correspondant de la série des lames de référence. la table des couleurs est présentée dans l'**Annexe B**, ainsi que la température et la durée de l'essai, sous la forme :

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

Avec :

X : durée de l'essai en heure (h).

Y : température de l'essai.

Les étapes de classification sont présentées dans le Tableau suivant :

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

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

IV.2.12.Teneur en métaux :

La détermination de la teneur en métaux à été réalisée par Spectrométrie d'émission atomique selon la norme **ASTM D6595**.

IV.2.12.a.Principe :

L'échantillon, placé dans une coupelle, est entraîné par une électrode tournante en graphite, puis vaporisé au moyen d'une étincelle (arc électrique).

Les atomes présents dans l'échantillon ainsi excités émettent, en revenant à leur état stable un rayonnement lumineux. En effet, les éléments brûlent en émettant chacun une lumière de couleur différente correspondant à une longueur d'onde précise. L'analyse et le traitement du signal émis, par comparaison à ceux des solutions étalons de concentrations connues, permet la détermination de la teneur de l'élément métal exprimée en ppm.

IV.2.13.Teneur en mercure :

La technique d'analyse utilisée pour la détermination du mercure total est la spectrométrie d'absorption atomique sans flamme selon la norme **NF 1483**.

IV.2.13.a.Principe :

L'analyse passe par trois étapes essentielles :

- Oxydation de l'échantillon à analyser et réduction du permanganate de potassium en excès ;
- Réduction du mercure (II) en mercure métal par du chlorure stanneux ;
- Dosage du mercure à l'état de vapeur monoatomique par spectrométrie d'absorption atomique à vapeur froides, à la longueur d'onde de 254nm.

IV.2.14. La viscosité :

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

Principe :

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

Les bains de viscosité sont soit en silicone soit en eau, selon la fraction a examinés :

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

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

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

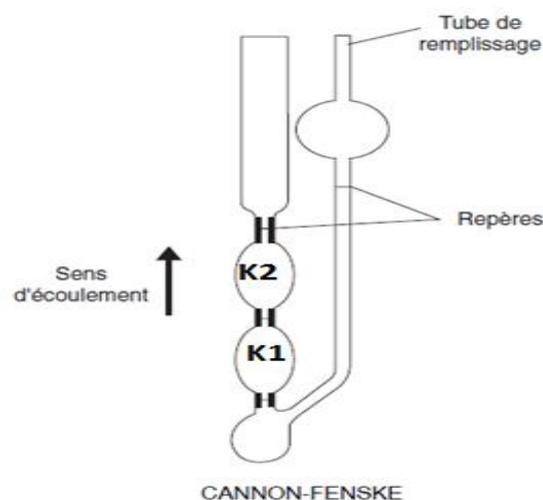


Figure IV.3 : Schéma de viscosimètre Cannon FENSKE

Mode opératoire :

- Mettre le bain thermostat en marche et on laisse stabiliser jusqu'à la température de mesure ;
- Charger le viscosimètre avec le liquide jusqu'au trait de remplissage et on bouche l'une de couverture du viscosimètre ;
- Une fois le bain stabilise, introduire le viscosimètre dans le bain, et fixer le pour le laisser atteindre l'équilibre de température ;

- Une fois l'équilibre atteint enlever le bouchon et laisser le liquide descendre jusqu'au premier trait de repaire ;
- Quand le liquide atteint ce trait, enclencher le chronomètre pour enregistrer le temps d'écoulement du liquide à travers le premier bulbe ;
- Arrêter le premier chronomètre et démarrer le deuxième simultanément, une fois que le liquide arrive au second bulbe et mesurer le temps mis pour le traverser ;
- Le temps d'écoulement des deux réservoirs ne doit pas être inférieur à 200 secondes, il ne doit pas être aussi supérieur à 700 secondes.

➤ Calculer la viscosité par la relation suivante :

$$V = \frac{k_1 \times T_1 + k_2 \times T_2}{2}$$

Avec :

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

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

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

IV.2.15. Indice de réfraction :

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

Principe :

La mesure de l'indice de réfraction d'un échantillon liquide est déterminée par l'angle de réfraction d'un rayon lumineux à 20°C, cette mesure est affichée sur l'écran.

L'avantage de cet appareil (réfractomètre automatique) est d'éviter l'erreur de lecture de notre œil.

Mode opératoire :

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

IV.3. Distillation TBP :

Cet essai se fait selon la norme **ASTM 2892**, les conditions de cette distillation est présenté dans le tableau V.10 dans l'**Annexe A**, l'équipement de cet essai est présenté dans l'**Annexe B**.

Principe :

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

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

Equipement et matériaux requis :

- Ballon avec rodage de capacité de 2 à 6 L
- Chauffe ballon
- Sonde réfrigérante alimenté par l'éthanol
- Rhéostat
- Colonne de fractionnement à plateaux ou à garnissage
- Un séparateur (tête de colonne)
- Un piège pour les C₅ (à température de -60 °C) à l'aide d'acétone
- Collecteur de fraction (réfrigérant)
- Eprovette de recette avec rodage
- Trimer relié à une bobine électromagnétique
- Un thermomètre digital de précision de 0.001 °C
- Un ballon (piège pour vide relié au capteur de vide et à la pompe à vide)
- Une électrovanne reliée à la pompe à vide et au capteur de vide à l'aide d'un régulateur de vide

Mode opératoire :

- Déterminer la densité de l'échantillon.
- Peser le ballon vide à 0.1 g près, puis avec l'échantillon afin de déterminer la charge.
- Réaliser le montage et Faire circuler le liquide de réfrigération (Éthanol) à -20°C.
- Chauffer progressivement l'échantillon à l'aide du Rhéostat pour permettre aux vapeurs de monter dans la colonne et atteindre le condenseur (tête de colonne) où on remarque une chute de température jusqu'à 0°C.
- Une fois que la température a chuté, commencer la débutanisation en arrêtant la circulation du réfrigérant jusqu'à ce que la température atteindra 15 °C, puis reprendre la circulation du réfrigérant (cette débutanisation est réalisée jusqu'à ce que la température se stabilise entre 13 et 15 °C).
- Une fois que la température s'est stabilisée, noter la comme point initial et commencer à distiller jusqu'à 65°C tout en refroidissant le recueil de cette fraction à une température inférieure à 0 °C.
- La fraction C₅ - 65 °C recueillie est pesée, son indice de réfraction et sa densité sont déterminés.
- Continuer la distillation atmosphérique de 5 en 5 °C, en maintenant un taux de reflux de 5 :1 (un temps de cycle total qui ne soit pas supérieur à 30 s, ni inférieur à 18 s) jusqu'à une température de vapeurs de 220°C. peser et déterminer la densité et l'indice de réfraction pour chaque fraction.

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

N.B : Une fois qu'on remarque qu'il n'y a plus de liquide qui descend du piège d'hydrocarbures (≈ 100 °C en tête de colonne), enlever le et peser le après l'avoir soigneusement essuyé, puis acheminer le vers le Service Chromatographie (bien refroidi) pour l'analyser par le service chromatographie en phase gazeuse.

Distillation réduite (40 mm Hg) :

C'est l'étape qui précède l'étape atmosphérique jusqu'à une température de 320 °C sans craquage de liquide.

- Pour réduire la pression à 40 mm Hg, relier le système de contrôle et de pompage à l'appareil, puis chauffer le ballon progressivement jusqu' à ce que la température en tête de colonne se stabilise à la température avoisinant 220 °C puis commencer à distiller chaque 10°C jusqu'à 320 °C en maintenant un taux de reflux de 5 :1 . Tableau V.11 (**Annexe A**).
- Pour chaque fraction déterminer sa densité, son indice de réfraction et son poids.
- Laisse l'installation se refroidit pour passer à l'étape suivante.

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

Distillation réduite (10 mm Hg) :

C'est l'étape qui précède l'étape de distillation à 40 mm Hg. On procède de la même manière jusqu'à atteindre une pression de 10 mm Hg et une température maximale de 400 °C.

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

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

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

Distillation sous pression réduite 5 mm Hg

Cet essai se fait selon la norme **ASTM D 1160**, l'équipement de cet essai est présenté dans l'**Annexe B**.

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

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

IV.4. La distillation ASTM D 86 :

Cet essai se fait selon la norme **ASTM D86**, l'équipement de cet essai est présenté dans l'**Annexe B**.

Principe :

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

Mode opératoire :

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

Chapitre V

Résultats des analyses expérimentales, bilan et discussion

V.1.Introduction :

Le but de notre étude est de réaliser un mélange des pétroles bruts issues des différentes régions Algériennes, qui sont récoltés au niveau de la région de Haoud El Hamra, pour obtenir et optimisé un mélange qui sera conforme aux caractéristiques du Sahara Blend.

V.2.Etude de valorisation de trois pétrole bruts (légers, moyen, lourd) :

Pétrole brut 1

V.2.1.Résultats des analyses préliminaires du pétrole brut 1 :

Tableau V.1 : Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut 1

| Caractéristiques | Unités | Résultats |
|--|--------------------|-----------|
| Masse volumique à 20°C, | g/cm ³ | 0,7979 |
| Masse volumique à 15°C, | g/cm ³ | 0,8016 |
| Specificgravity 60/60°F | | 0,8024 |
| °API | | 44,8 |
| Tension de vapeur Reid à 37,8°C (100°F), | Kg/cm ² | 0,539 |
| Viscosité cinématique en cSt à : | | |
| ▪ 20,0°C/68°F | cSt | 2,396 |
| ▪ 37,8°C /100°F | cSt | 1,724 |
| Point d'éclair, Vase fermé, | °C | < -4,9 |
| Point de congélation, | °C | -39 |
| Point d'écoulement, | °C | -36 |
| Indice d'acidité | mgKOH/g | 0,1 |
| Teneur en eau par extraction, | %Vol | Nulle |
| Teneur en eau et sédiment BSW, | %Vol | < 0,05 |
| Teneur en soufre par RX, | %Pds | 0,12 |
| Teneur en asphaltènes, | %Pds | <0,05 |
| Teneur en mercure, | µg/l | 9,40 |
| Teneur en paraffine, | %Pds | 1,05 |
| Facteur de caractérisation, | KUOP | 12,22 |
| Poids moléculaire, | g/mole | 175 |
| Pouvoir Calorifique Supérieur, | Kcal/Kg | 11060 |

Commentaire :

D'après les résultats obtenus nous constatons que le brut étudié est classé parmi les bruts légers ($d_4^{15} < 0.828$) présentant une densité de 0.8016 à 15 °C. [P-8]

Sur la base de la valeur de facteur de caractérisation ($K_{uop} = 12.22$) nous pouvons dire que notre brut appartient à la famille des hydrocarbures mixtes a tendance paraffinique, cette tendance est confirmé par son bas point de congélation (<-39°C). [P-8]

Chapitre V Résultats des analyses expérimentales, bilan et discussion

Il s'agit d'un brut caractérisé par la faible teneur en soufre (<0,5%), ainsi qu'une faible présence d'eau et sédiment (0,05%Vol), ce qui évitera au raffineur les opérations ultérieures de séparation dans le but de minimiser tous risques de corrosion des installations dans les raffineries et le bouchage des canalisations, lors de transport. [P-8,15]

Sa faible valeur de viscosité à 20°C (2,396 cSt), les valeurs de TVR (0.539 Kg/cm²), et le point d'éclair (<-4,9 °C) mesurées, permettent de faciliter son transport et sa pompabilité, les deux derniers paramètres reflètent une présence de légers. [P-14,17]

Sa teneur en paraffine est de (1.05%Pds) Il s'agit donc d'un pétrole brut Peu paraffinique (<1.5%). [P-8]

Ce brut présente un pouvoir calorifique assez important 11060 Kcal/Kg permettant ainsi une meilleure combustion des produits pétroliers. [P-16]

V.2.2. Distillation ASTM du brut 1 :

Tableau V.2 : Données analytique de la distillation **ASTM D86** du pétrole brut 1.

Elle est effectuée à une vitesse constante avec une charge de 100 ml.

| Pourcentage distillé | Température, °C |
|----------------------|-----------------|
| Point initial | 39,0 |
| 05 %Vol | 65,0 |
| 10 %Vol | 82,0 |
| 20 %Vol | 115,0 |
| 30 %Vol | 146,0 |
| 40 %Vol | 185,0 |
| 50 %Vol | 221,0 |
| 60 %Vol | 255,0 |
| 70 %Vol | 286,0 |
| 80 %Vol | 317,0 |
| 90 %Vol | 346,0 |
| 95 %Vol | --- |
| Point final °C | 356,0 |
| Distillat %Vol | 96,0 |
| Résidu %Vol | Coke |
| Pertes %Vol | --- |

- Le pourcentage en résidu n'a pas pu être mesuré à cause de la formation du coke, et par conséquent le pourcentage en perte ne peut pas être calculé.

Commentaire :

La distillation **ASTM D86** est caractérisé par deux points, le point initial et le point final, la valeur du point initial de cette distillation correspond à 39 °C reflète une proportion assez importante en hydrocarbures légers ; tandis que celle du point final 356°C correspond

au pourcentage totale distillé de 96% de la charge initial montre que le pétrole brut contient une quantité faible en produits lourds.

La courbe de distillation **ASTM D86** du pétrole brut **1** représente le pourcentage volumique de distillat en fonction de la Températures d'ébullition (°C).

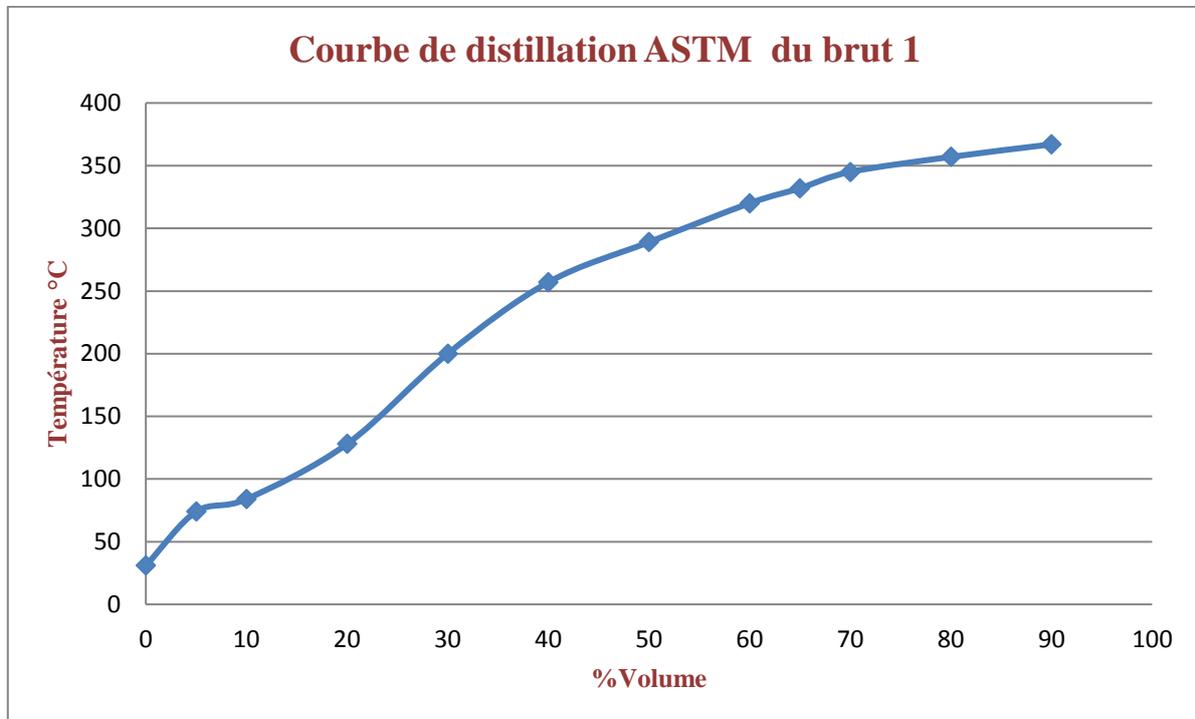


Figure V.1 : Courbe de distillation ASTM D86 du Brut 1

Le pourcentage volumique augmente en fonction de la température d'ébullition, car les forces intermoléculaires agissent entre les molécules. Plus les molécules sont grandes, plus les forces intermoléculaires sont élevées ; les molécules plus petites possèdent des forces intermoléculaires plus faibles, donc il faudra moins d'énergie pour les séparer et les transformer en gaz, donc point d'ébullition plus faible et vice versa.

Les points représentatifs de cette distillation **ASTM D86** sont comme suit :

À 10% du volume distillé : $T(10) = 82^{\circ}\text{C}$

À 50% du volume distillé : $T(50) = 221^{\circ}\text{C}$

À 90% du volume distillé : $T(90) = 346^{\circ}\text{C}$

T_i : la température pour laquelle $i\%$ du produit a été distillé.

V.2.3. Distillation TBP de brut 1 :

Les résultats de distillation TBP de brut 1 sont présentés dans les tableaux (V.1, V.2, V.3) en Annexe A.

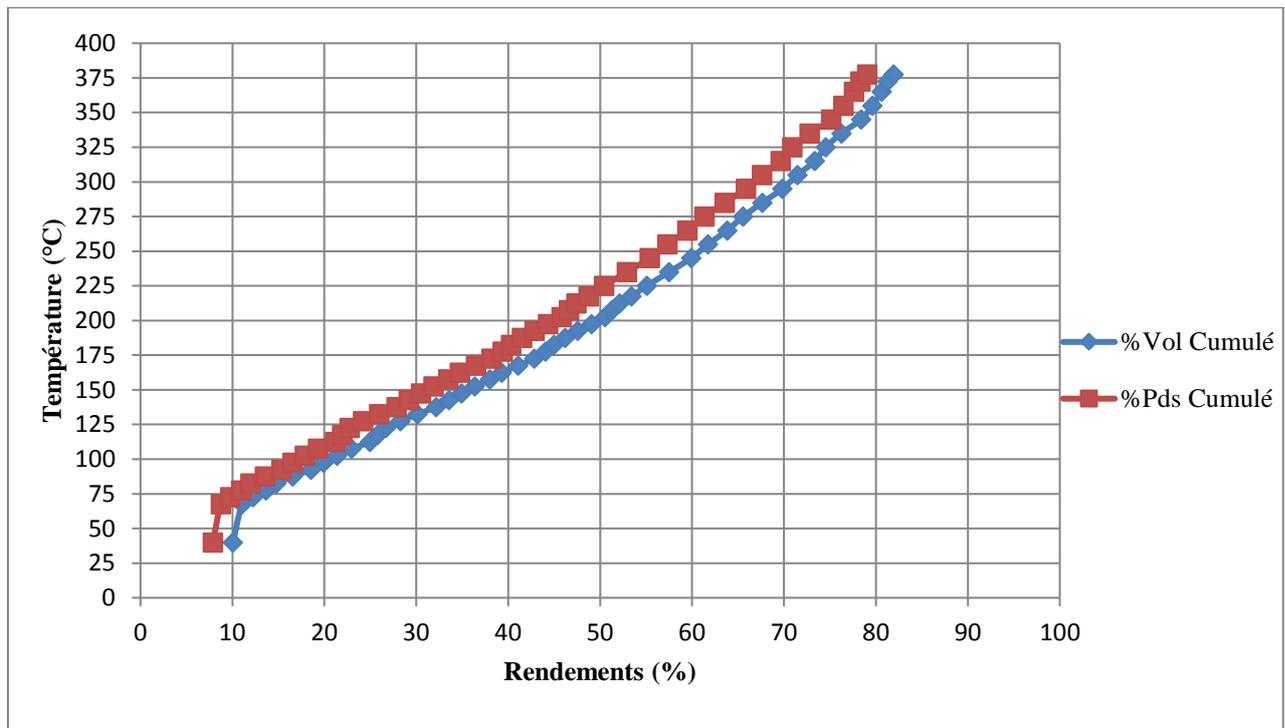


Figure V.2 : Courbe de Distillation TBP du Brut 1

La courbe de distillation **TBP** de brut **1** représente le pourcentage volumique cumulé et de poids cumulé de distillat en fonction de la température d'ébullition (°C).

Commentaire :

En premier lieu, nous avons recueillis les gaz non condensable qui représentent 3.73% volumique du volume total.

La température 14.9 °C représente le point initial de la TBP ce qui correspond à la température d'ébullition du constituant le plus volatil.

Après une distillation à pression atmosphérique, jusqu'à 220°C, nous avons récupérés 32 fractions pétrolières dont le pourcentage volumique représente 49.68 % par rapport à la charge, c'est ce qui montre encore une fois que le brut est riche en produit légers. **[P-8]**

En ce qui concerne la distillation sous vide de 40 mm Hg elle nous a permis de récupérer 10 fractions dont le pourcentage volumiques est de 19.45 %, par rapport à la charge totale des fractions moyennes.

Quant au deuxième vide de 10 mm Hg, il nous a permis d'avoir 8 fractions de pourcentage en volume égaux à 7.91 % par rapport à la charge indiquant le rendement en fraction lourdes.

Chapitre V Résultats des analyses expérimentales, bilan et discussion

Enfin, cette distillation nous a permis de récupérer un résidu de 18.83% par rapport à la charge.

Le pourcentage volumique distillé à partir du PI jusqu'à 250 °C représente un rendement en produits blancs étant de 52.66% en poids et de 56.17% en volume. Nous pouvons donc confirmer que le pétrole brut étudié riche en produits légers (pétrole léger, TFC >45%). [P-8]

V.2.4. Bilan de valorisation des coupes larges :

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

| |
|----------------------|
| C ₅ -80°C |
| 80-165°C |
| 165-250°C |
| 250-320°C |
| 320-380°C |
| 380+°C |

Les rendements en coupes larges ont été calculés à partir des données de la distillation TBP, ces derniers sont donnés dans le tableau présenté ci-après :

Tableau V.3 : Bilan de valorisation des coupes larges du pétrole brut 1

| Coupes | Poids | Position sur pétrole brut | %volume | Position sur pétrole brut |
|---|-------|---------------------------|---------|---------------------------|
| Légers C₅ : < C ₅ | 2,74 | 00,00-2,74 | 3,73 | 00,00-3,73 |
| Naphta légère : PI-80°C | 8,23 | 2,74-10,97 | 9,91 | 3,73-13,64 |
| Naphta Lourde : 80-165°C | 23,77 | 10,97-34,74 | 25,65 | 13,64-39,29 |
| Kérosène : 165-250 | 20,66 | 34,74-55,40 | 20,61 | 39,29-59,90 |
| Gas-oils (Diesels) : 250-320°C 320-380°C | 14,23 | 55,40-69,63 | 13,46 | 59,90-73,36 |
| | 9,43 | 69,63-79,06 | 8,57 | 73,36-81,93 |
| Résidus : 380 + °C | 20,94 | 79,06-100,00 | 18,07 | 81,93-100,00 |

La courbe de distillation **ASTM TBP** du pétrole brut **1** représente le pourcentage en poids de distillat en fonction de la Températures d'ébullition (°C).

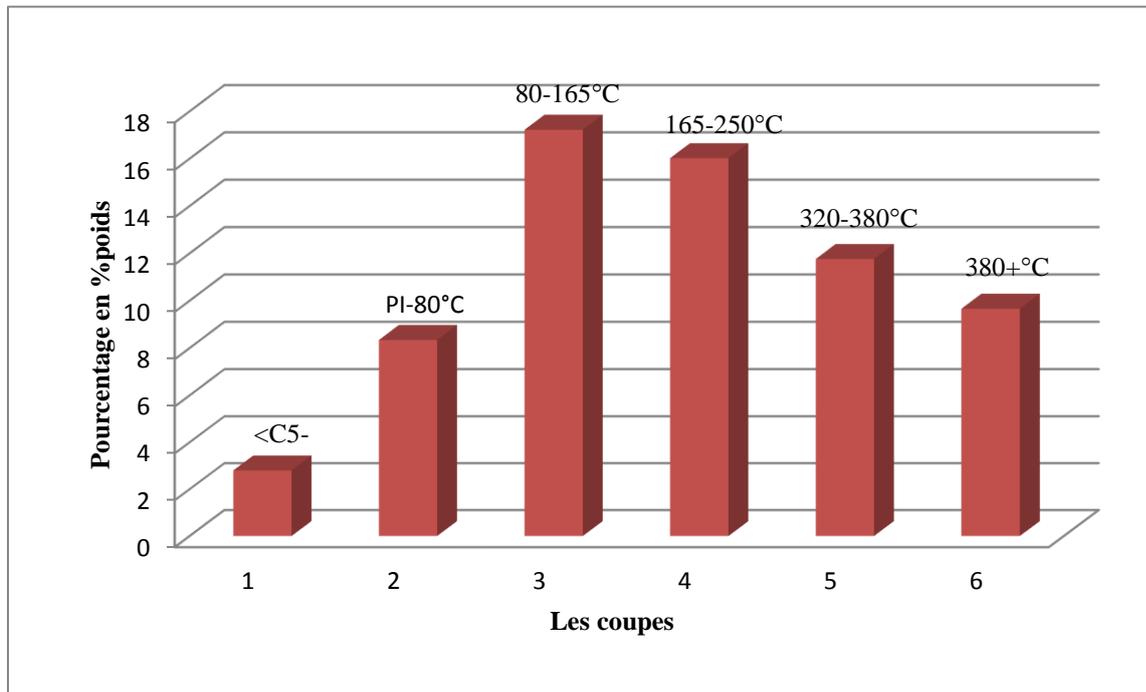


Figure V.3 : Les coupes larges du brut 1

Commentaire :

La figure V.3 présente le découpage du pétrole brut 1 effectué au laboratoire. Il montre que ce brut contient :

- Une fraction de GPL ayant un rendement volumique de 3.73% pour une température d'ébullition inférieure à 14.9°C ;
 - Une fraction légère comprenant une essence totale qui englobe du naphta léger et du naphta lourd avec un pourcentage en volume de 9.91% pour du naphta léger et 25.65% pour du naphta lourd ayant un intervalle de température respectivement de 14.9 à 80°C et de 80 à 165 °C ;
 - Une fraction de type kérosène avec un pourcentage en volume de 20.61% ayant un intervalle de température d'ébullition comprise entre 165 et 250 °C ;
 - Une fraction de type gasoil comprenant du gasoil léger et du gasoil lourd avec un pourcentage en volume de 13.46% pour du gasoil léger et 8.57% pour du gasoil lourd ayant un intervalle de température respectivement de 250 à 320°C et de 320 à 380 °C ;
 - Un résidu ayant un rendement en volume de 18.07% pour une température d'ébullition égal à 380 °C et plus ;
 - D'après ce découpage on conclut que ce pétrole brut contient un bon rendement en coupes légères plus particulièrement l'essence ce qui le classe parmi les pétroles légers.
- [P-8]

Pétrole brut 2

V.2.5.Résultats des analyses préliminaires du pétrole brut 2 :

Tableau V.4 : Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut 2.

| caractéristiques | | Résultats |
|--|--------------------|-----------|
| Masse volumique à 20°C, | g/cm ³ | 0.8278 |
| Masse volumique à 15°C, | g/cm ³ | 0.8315 |
| Specificgravity 60/60°F | | 0.8323 |
| | °API | 38.5 |
| Tension de vapeur Reid à 37,8°C (100°F), | Kg/cm ² | 1.071 |
| Viscosité cinématique à : | | |
| ▪ 20,0°C/68°F | cSt | 11.73 |
| ▪ 37,8°C /100°F | cSt | 6.390 |
| Point d'éclair, Vase fermé, | °C | < -3 |
| Point de congélation, | °C | -9 |
| Point d'écoulement, | °C | -12 |
| Indice d'acidité | mgKOH/g | 0.83 |
| Teneur en eau par extraction, | %Vol | T.N.D |
| Teneur en eau et sédiment BSW, | %Vol | 1.00 |
| Teneur en soufre par RX, | %Pds | 0.050 |
| Teneur en asphaltées, | %Pds | 0.06 |
| Teneur en mercure, | µg/l | 6.28 |
| Teneur en paraffine, | %Pds | 2.55 |
| Facteur de caractérisation, | KUOP | 12,35 |
| Poids moléculaire, | g/mole | 280 |
| Pouvoir Calorifique Supérieur, | Kcal/Kg | 11025 |

Commentaire

D'après les résultats obtenus nous constatons que le brut étudié est classé parmi les bruts moyen ($0.828 < d_4^{15} < 0.875$) présentant une densité de 0.8315 à 15 °C. [P-8]

Sur la base de la valeur de facteur de caractérisation ($K_{uop} = 12.35$) nous pouvons dire que notre brut appartient à la famille des hydrocarbures mixtes a tendance paraffinique, cette tendance est confirmé par son bas point de congélation ($< -9^{\circ}\text{C}$). [P-8]

La valeur de viscosité à 20°C (11.73 cSt), les valeurs de TVR (1.071 Kg/cm²), et le point d'éclair ($< -3^{\circ}\text{C}$) mesurées, permettent de faciliter son transport et sa pompabilité, les deux derniers paramètres reflètent une présence de légers. [P-8, 15]

Chapitre V Résultats des analyses expérimentales, bilan et discussion

Il s'agit d'un brut caractérisé par la faible teneur en soufre < 0,5% (0.05% Pds), ainsi qu'une faible présence d'eau et sédiment (1% Vol), ce qui évitera au raffineur les opérations ultérieures de séparation dans le but de minimiser tous risques de corrosion des installations dans les raffineries et le bouchage des canalisations, lors de transport. [P-14, 17]

Sa teneur en paraffine est de (2.55% Pds) Il s'agit donc d'un pétrole brut Peu paraffinique (entre 1.5-6%). [P-8]

Ce brut présente un pouvoir calorifique assez important 11025 Kcal/Kg permettant ainsi une meilleure combustion des produits pétroliers. [P-16]

V.2.6. Distillation ASTM du pétrole brut 2:

Tableau V.5 : Données analytique de la distillation ASTM D86 du pétrole brut 2.

Elle est effectuée à une vitesse constante avec une charge de 100 ml.

| Pourcentage distillé | Température, °C |
|----------------------|-----------------|
| Point initial | 31 |
| 05 % Vol | 74 |
| 10 % Vol | 84 |
| 20 % Vol | 128 |
| 30 % Vol | 200 |
| 40 % Vol | 257 |
| 50 % Vol | 289 |
| 60 % Vol | 320 |
| 65 % Vol | 332 |
| 70 % Vol | 345 |
| 80 % Vol | 357 |
| 90 % Vol | 367 |
| 95 % Vol | --- |
| Point final, °C | 370 |
| Distillat % Vol | 92 |
| Résidu % Vol | Coke |
| Perte % Vol | --- |

Le pourcentage en résidu n'a pas pu être mesuré à cause de la formation du coke, et par conséquent le pourcentage en perte ne peut pas être calculé.

Commentaire :

La distillation ASTM D86 est caractérisé par deux points, le point initial et le point final, la valeur du point initial de cette distillation correspond à 31°C reflète une proportion assez importante en hydrocarbures légers ; tandis que celle du point final 370°C correspond au pourcentage totale distillé de 92% de la charge initial montre que le pétrole brut contient une quantité variable en produits lourds.

La courbe de distillation ASTM D86 du pétrole brut 2 représente le pourcentage volumique de distillat en fonction de la Températures d'ébullition (°C).

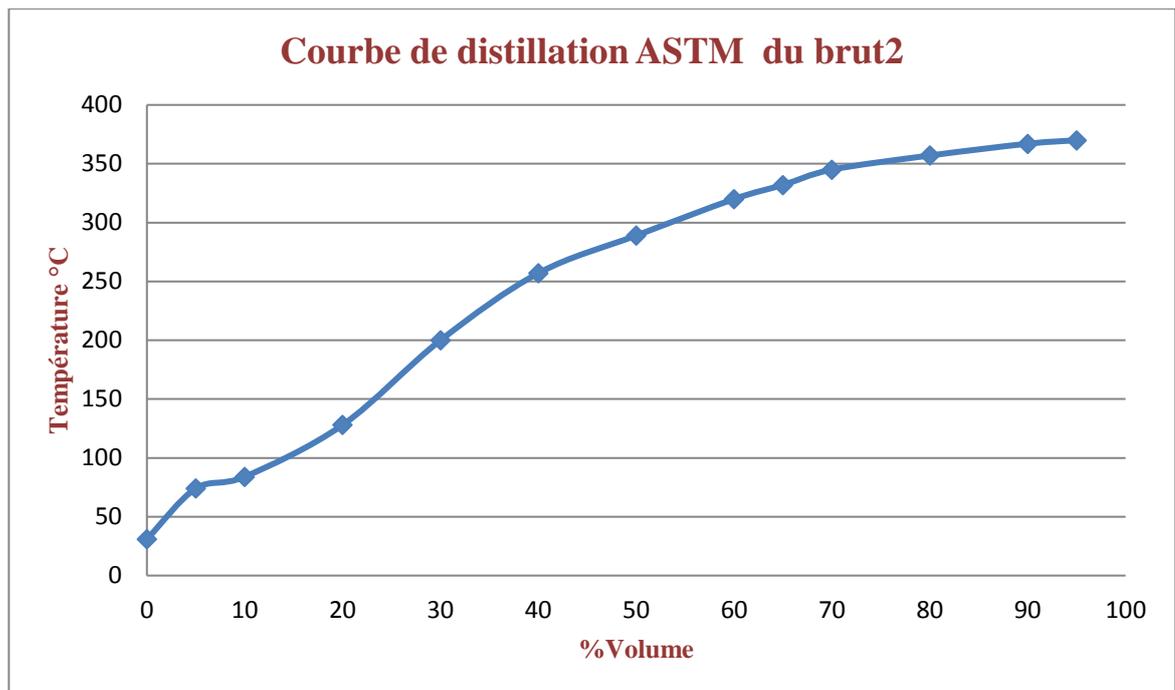


Figure V.4 : courbe de distillation ASTM D86 du Brut 2

Le pourcentage volumique augmente en fonction de la température d'ébullition, car les forces intermoléculaires agissent entre les molécules. Plus les molécules sont grandes, plus les forces intermoléculaires sont élevées ; les molécules plus petites présentent des forces intermoléculaires plus faibles, donc il faudra moins d'énergie pour les séparer et les transformer en gaz, ce qui se traduit par un point d'ébullition plus faible et vice versa.

Les points représentatifs de cette distillation **ASTM D86** sont comme suit :

À 10% du volume distillé : $T(10) = 84^{\circ}\text{C}$

À 50% du volume distillé : $T(50) = 289^{\circ}\text{C}$

À 90% du volume distillé : $T(90) = 367^{\circ}\text{C}$

T_i : la température pour laquelle $i\%$ du produit a été distillé.

V.2.7. Distillation TBP du brut 2:

Les résultats de distillation TBP de brut 2 sont présentés dans les tableaux (V.4, V.5, V.6) en Annexe A.

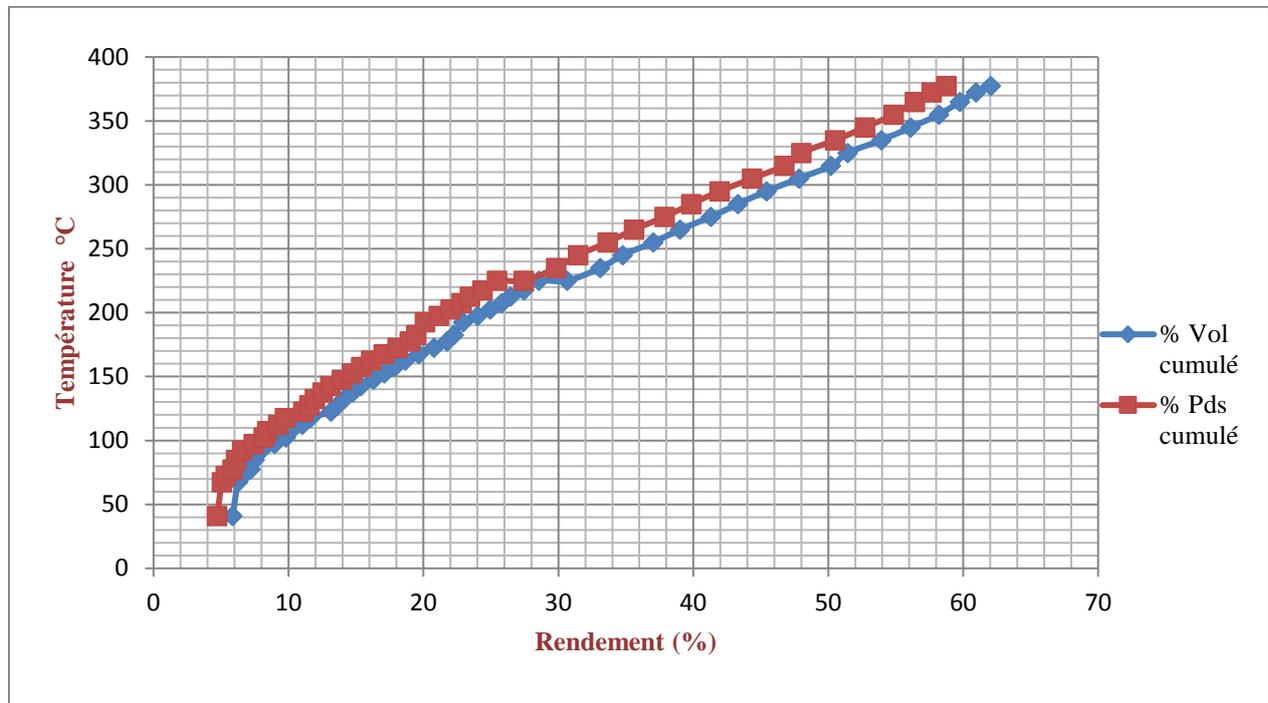


Figure V.5: Courbe de Distillation TBP du Brut 2

La courbe de distillation **TBP** de brut **2** représente le pourcentage volumique cumulé et de poids cumulé de distillat en fonction de la température d'ébullition (°C).

Commentaire :

En premier lieu, nous avons recueillis les gaz non condensable qui représentent 1.03% volumique du volume total.

La température 17 °C représente le point initial de la TBP ce qui correspond à la température d'ébullition du constituant le plus volatil.

Après une distillation à pression atmosphérique, jusqu'à 220°C, nous avons récupérés 32 fractions pétrolières dont le pourcentage volumique représente 29.83 % par rapport à la charge, c'est ce qui montre que le brut n'est pas assez riche en produit légers. [P-8]

En ce qui concerne la distillation sous vide de 40 mm Hg elle nous a permis de récupérer 10 fractions dont le pourcentage volumiques est de 20.83 %, par rapport à la charge totale des fractions moyennes.

Quant au deuxième vide de 10 mm Hg, il nous a permis d'avoir 8 fractions de pourcentage en volume égale à 9.51 % par rapport à la charge indiquant le rendement en fraction lourdes.

Chapitre V Résultats des analyses expérimentales, bilan et discussion

Enfin, cette distillation nous a permis de récupérer un résidu de 39.04% par rapport à la charge.

Le pourcentage volumique distillé du PI jusqu'à 250 °C représente son rendement en produits blancs étant de 30.56% en poids et de 33.74% en volume. Nous pouvons donc confirmer que le pétrole brut étudié est un pétrole moyen tend vers lourd (TFC entre 30 et 45%). [P-8]

V.2.8. Bilan de valorisation des coupes larges :

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

| |
|----------------------|
| C ₅ -80°C |
| 80-165°C |
| 165-250°C |
| 250-320°C |
| 320-380°C |
| 380 ⁺ °C |

Les rendements en coupes larges ont été calculés à partir des données de la distillation TBP, ces derniers sont donnés dans le tableau présenté ci-après :

Tableau V.6 : Bilan de valorisation des coupes larges du pétrole brut 2.

| Coupes | % Poids | Position sur brut | % volume | Position sur brut |
|--------------------------------------|---------|-------------------|----------|-------------------|
| <u>Légers C₅ :</u> | | | | |
| <C ₅ | 00.89 | 00.00-00.89 | 1.03 | 00.00 – 01.03 |
| <u>Naphta légère</u> | | | | |
| P _i - 80 °C | 4.96 | 0.89 - 5.85 | 06.15 | 1.03 – 07.18 |
| <u>Naphta lourde :</u> | | | | |
| 80 – 165 °C | 10.27 | 5.85 – 16.12 | 11.49 | 07.18 – 18.67 |
| <u>Kérosène :</u> | | | | |
| 165 – 250 °C | 15.33 | 16.12 – 31.45 | 16.10 | 18.67 – 34.77 |
| <u>Gas-oils (diésel) :</u> | | | | |
| 250 – 320 °C | 15.29 | 31.45 – 46.74 | 15.44 | 34.77 – 50.21 |
| 320 – 380 °C | 12.03 | 46.74 – 58.77 | 11.83 | 50.21 – 62.04 |
| <u>Résidus :</u> | | | | |
| 380 ⁺ °C | 41.23 | 58.77 – 100.00 | 37.96 | 62.04 – 100.00 |

La courbe de distillation **ASTM TBP** du pétrole brut 2 représente le pourcentage en poids de distillat en fonction de la Températures d'ébullition (°C).

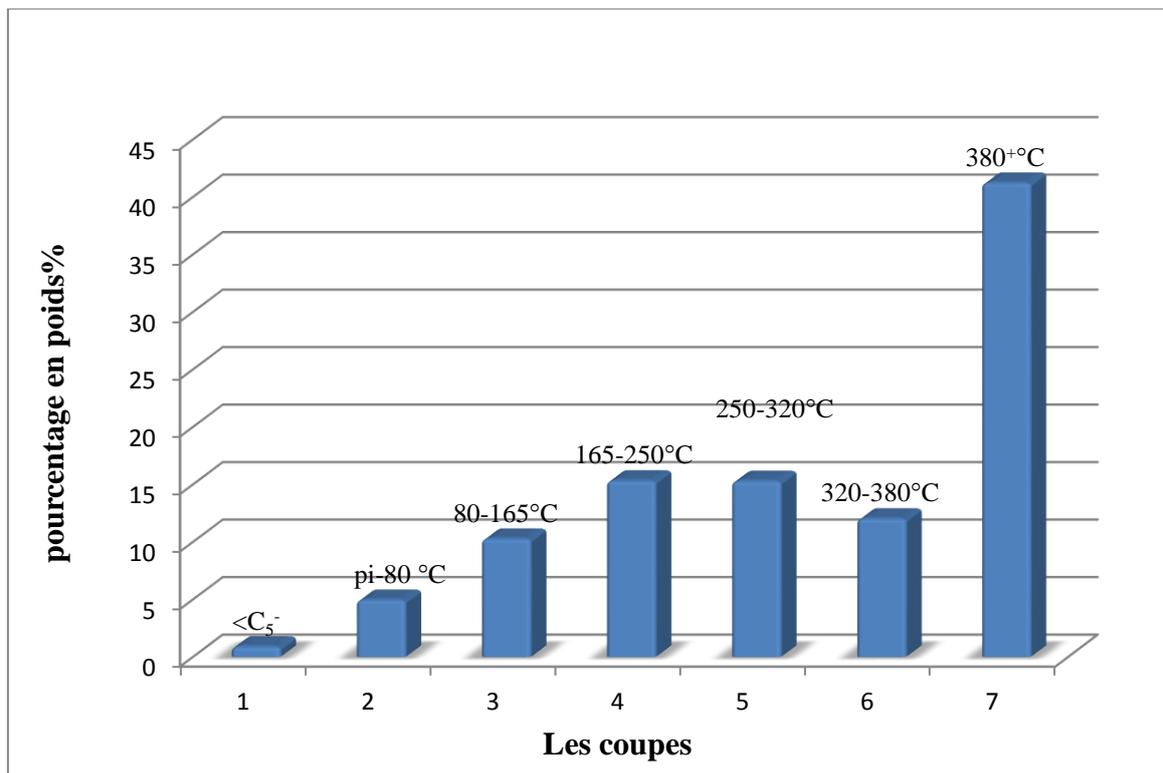


Figure V.6 : Les coupes larges du brut 2

Commentaire :

La figure V.6 présente le découpage du pétrole brut2 effectué au laboratoire. Il montre que ce brut contient :

- Une fraction de GPL ayant un rendement volumique de 1.03% pour une température d'ébullition inférieure à 17 °C ;
- Une fraction légère comprenant une essence totale qui englobe du naphta léger et du naphta lourd avec un pourcentage en volume de 16.15% pour du naphta léger et 11.49% pour du naphta lourd ayant un intervalle de température respectivement de 17 à 80°C et de 80 à 165 °C ;
- Une fraction de type kérosène avec un pourcentage en volume de 16.10% ayant un intervalle de température d'ébullition entre 165 et 250 °C ;
- Une fraction de type gasoil comprenant du gasoil léger et du gasoil lourd avec un pourcentage en volume de 15.44% pour du gasoil léger et 11.83% pour du gasoil lourd ayant un intervalle de température respectivement de 250 à 320°C et de 320 à 380 °C ;
- Un résidu ayant un rendement en volume de 37.96% pour une température d'ébullition égal à 380 °C et plus ;
- D'après ce découpage on conclut que ce pétrole brut contient un rendement important de résidu ce qui le classe parmi les pétroles lourds. [P-8]

Pétrole brut 3

V.2.9. Résultats des analyses préliminaires du pétrole brut 3 :

Tableau V.7 : Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut 3.

| caractéristiques | | Résultats |
|--|--------------------|-----------|
| Masse volumique à 20°C, | g/cm ³ | 0,8079 |
| Masse volumique à 15°C, | g/cm ³ | 0,8116 |
| Specificgravity 60/60°F | | 0,8124 |
| °API | | 42,7 |
| Tension de vapeur Reid à 37,8°C (100°F), | Kg/cm ² | 1,48 |
| Viscosité cinématique en cSt à : | | |
| ▪ 20,0°C/68°FcSt | | 4,617 |
| ▪ 37,8°C /100°FcSt | | 3,186 |
| Point d'éclair, Vase fermé, | °C | <-7,1 |
| Point de congélation, | °C | -24 |
| Point d'écoulement, | °C | -21 |
| Indice d'acidité | mgKOH/g | 0,91 |
| Teneur en eau par extraction, | %Vol | 2,0 |
| Teneur en eau et sédiment BSW, | %Vol | 3,40 |
| Teneur en soufre par RX, | %Pds | 0,074 |
| Teneur en asphaltènes, | %Pds | <0,05 |
| Teneur en mercure, | µg/l | 15,84 |
| Teneur en paraffine, | %Pds | 2,78 |
| Facteur de caractérisation, | KUOP | 12,25 |
| Poids moléculaire, | g/mole | 215 |
| Pouvoir Calorifique Supérieur, | Kcal/Kg | 11070 |

Commentaire :

D'après les résultats obtenus nous constatons que le brut étudié est classé parmi les bruts légers ($d_4^{15} < 0.828$) présentant une densité de 0.8116 à 15 °C. [P-8]

Sur la base de la valeur de facteur de caractérisation ($K_{uop} = 12.25$) nous pouvons dire que notre brut appartient à la famille des hydrocarbures mixtes a tendance paraffinique, cette tendance est confirmé par son bas point de congélation ($< -24^{\circ}\text{C}$). [P-8]

Il s'agit d'un brut caractérisé par la faible teneur en soufre $< 0,5\%$ (0.074%Pds),, ainsi qu'une faible présence d'eau et sédiment (3.4%Vol) , ce qui évitera au raffineur les opérations ultérieurs de séparation dans le but de minimiser tous risque de corrosion des installations dans les raffineries et le bouchage des canalisations, lors de transport. [P-8, 15]

Sa faible valeur de viscosité à 20°C (4.617 cSt), les valeurs de TVR (1.48 Kg/cm²), et le point d'éclair ($< -7.1^{\circ}\text{C}$) mesurées, permettent de faciliter son transport et sa pompabilité. Les deux derniers paramètres reflètent une présence de légers. [P-14, 17]

Chapitre V Résultats des analyses expérimentales, bilan et discussion

Sa teneur en paraffine est de (2.78%Pds), il s'agit donc d'un pétrole brut paraffinique (entre 1.5-6 %). [P-8]

Ce brut présente un pouvoir calorifique assez important 11070 Kcal/Kg permettant ainsi une meilleure combustion des produits pétroliers. [P-16]

V.2.10. Distillation ASTM du pétrole brut 3:

Tableau V.8 : Données analytiques de la distillation ASTM D86 du pétrole brut 3.

Elle est effectuée à une vitesse constante avec une charge de 100 ml.

| Pourcentage distillé | Température, °C |
|----------------------|-----------------|
| Point initial | 28,0 |
| 05 %Vol | 81,0 |
| 10 %Vol | 102,0 |
| 20 %Vol | 126,0 |
| 30 %Vol | 160,0 |
| 40 %Vol | 203,0 |
| 50 %Vol | 241,0 |
| 60 %Vol | 276,0 |
| 70 %Vol | 300,0 |
| 80 %Vol | 325,0 |
| 90 %Vol | 367,0 |
| 95 %Vol | --- |
| Point final, °C | 372,0 |
| Distillat %Vol | 93,5 |
| Résidu %Vol | Coke |
| Pertes %Vol | --- |

Le pourcentage en résidu n'a pas pu être mesuré à cause de la formation du coke, et par conséquent le pourcentage en perte ne peut pas être calculé.

Commentaire :

La distillation ASTM D86 est caractérisé par deux points, le point initial et le point final, la valeur du point initial de cette distillation correspond à 28°C reflète une proportion assez importante en hydrocarbures légers ; tandis que celle du point final 372°C correspond au pourcentage totale distillé de 93.5% de la charge initial montre que le pétrole brut contient une quantité faible en produits lourds.

La courbe de distillation ASTM D86 du pétrole brut 3 représente le pourcentage volumique de distillat en fonction de la Températures d'ébullition (°C).

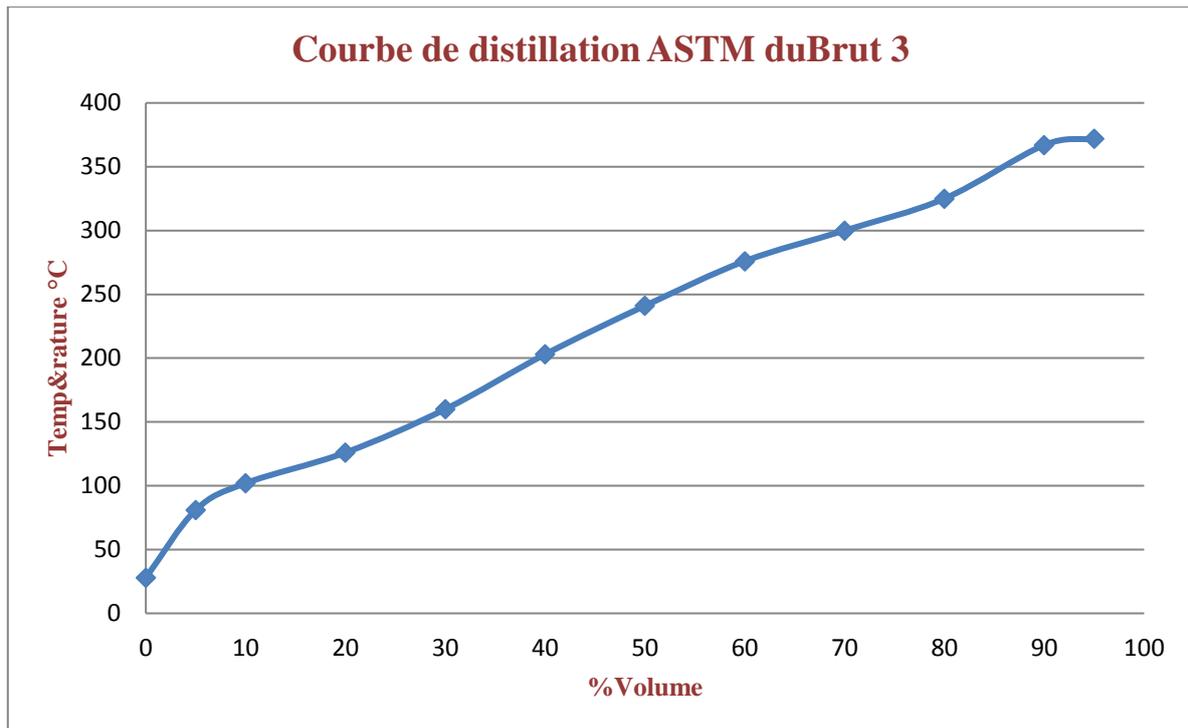


Figure V.7 : Courbe de distillation ASTM D86 du Brut 3

Le pourcentage volumique augmente en augmentant la température d'ébullition ; température, plus on récupère du distillat, car les forces intermoléculaires agissent entre les molécules, plus les molécules sont grandes plus les forces intermoléculaires sont plus élevées ; les molécules plus petites possèdent des forces intermoléculaires plus faibles donc il faudra moins d'énergie pour les séparer et les transformer en gaz donc point d'ébullition plus faible et vice versa.

Les points représentatifs de cette distillation **ASTM D86** sont comme suit :

À 10% du volume distillé : $T(10) = 102^{\circ}\text{C}$

À 50% du volume distillé : $T(50) = 241^{\circ}\text{C}$

À 90% du volume distillé : $T(90) = 367^{\circ}\text{C}$

T_i : la température pour laquelle $i\%$ du produit a été distillé.

V.2.11. Distillation TBP du brut 3:

Les résultats de distillation TBP de brut 3 sont présentés dans les tableaux (V.7, V.8, V.9) en Annexe A.

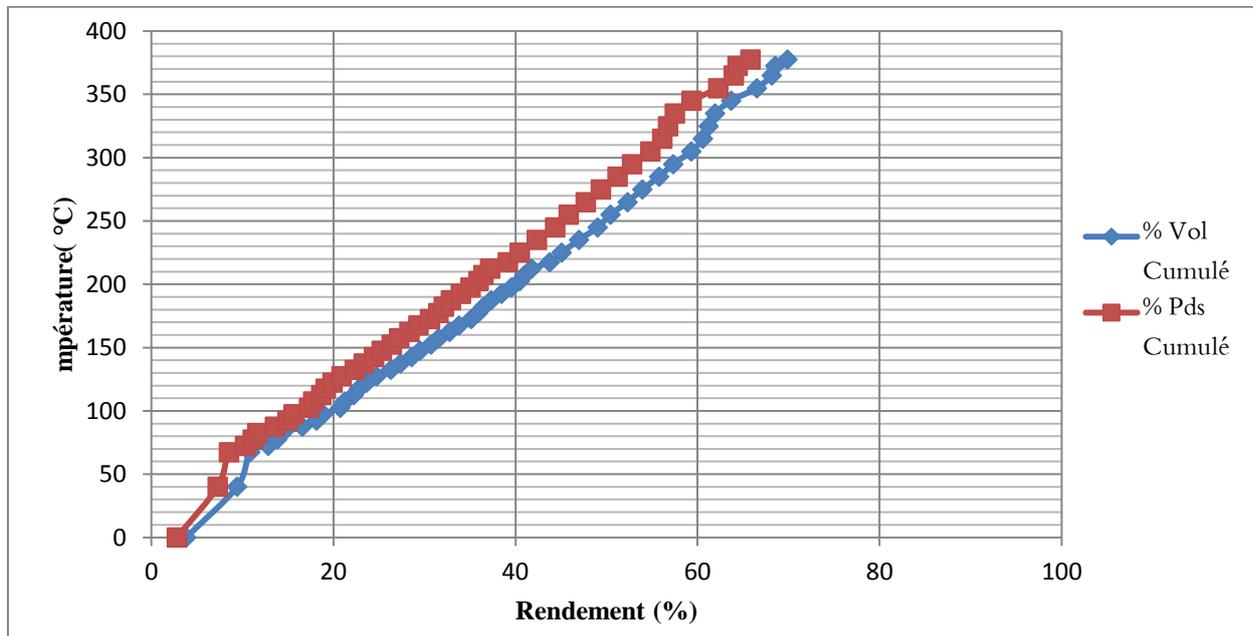


Figure V.8. : Courbe de Distillation TBP du Brut 3

La courbe de distillation TBP de brut 3 représente le pourcentage volumique cumulé et de poids cumulé de distillat en fonction de la température d'ébullition (°C).

Commentaire :

En premier lieu, nous avons recueillis les gaz non condensable qui représentent 3.83% volumique du volume total.

La température 15.3 °C représente le point initial de la TBP ce qui correspond à la température d'ébullition du constituant le plus volatil.

Après une distillation à pression atmosphérique, jusqu'à 220°C, nous avons récupérés 32 fractions pétrolières dont le pourcentage volumique représente 39.94 % par rapport à la charge, c'est ce qui montre encore une fois que le brut est riche en produit légers. [P-8]

En ce qui concerne la distillation sous vide de 40 mm Hg elle nous à permis de récupérer 10 fractions dont le pourcentage volumiques est de 16.16 %, par rapport à la charge totale des fractions moyennes.

Quand le deuxième vide de 10 mm Hg, il nous a permet d'avoir 8 fractions de pourcentage en volume égale à 9.27 % par rapport à la charge indiquant le rendement en fraction lourdes.

Enfin, cette distillation nous a permis de récupérer un résidu de 30.13% par rapport à la charge.

Chapitre V Résultats des analyses expérimentales, bilan et discussion

Le pourcentage volumique distillé du PI jusqu'à 250 °C représente son rendement en produits blancs étant de 41.58% en poids et de 45.18% en volume. Nous pouvons donc confirmer que le pétrole brut étudié est un pétrole moyen (TFC entre 30 et 45%).

TFC : Teneur en fraction claires. [P-8]

V.2.12. Bilan de valorisation des coupes larges :

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

| |
|----------------------|
| C ₅ -80°C |
| 80-165°C |
| 165-250°C |
| 250-320°C |
| 320-380°C |
| 380+°C |

Les rendements en coupes larges ont été calculés à partir des données de la distillation TBP, ces derniers sont donnés dans le tableau présenté ci-après :

Tableau V.9 : Bilan de valorisation des coupes larges du pétrole brut 3.

| Coupes | Poids | Position sur pétrole brut | %volume | Position sur pétrole brut |
|---|-------|---------------------------|---------|---------------------------|
| Légers C ₅ : < C ₅ | 2,80 | 00,00-2,80 | 3,83 | 00,00-3,83 |
| Naphta légère : PI-80°C | 8,34 | 2,80-11,14 | 10,00 | 3,83-13,83 |
| Naphta Lourde : 80-165°C | 17,22 | 11,14-28,36 | 18,94 | 13,83-32,77 |
| Kérosène : 165-250 | 16,02 | 28,36-44,38 | 16,24 | 32,77-49,01 |
| Gas-oils (Diesels) : 250-320°C | 11,76 | 44,38-56,14 | 11,59 | 49,01-60,60 |
| 320-380°C | 9,66 | 56,14-54,80 | 9,27 | 60,60-69,87 |
| Gas-oil sous vide (Fuel) : 380-530 °C | 19,11 | 65,80-84,91 | 17,50 | 69,87-87,37 |
| Résidus : 380 + °C | 34,20 | 65,80-100,00 | 30,13 | 96,87-100,00 |
| 530+°C | 15,09 | 84,91-100,00 | 12,63 | 87,37-100,00 |

La courbe de distillation **ASTM TBP** du pétrole brut **3** représente le pourcentage en poids de distillat en fonction de la Températures d'ébullition (°C).

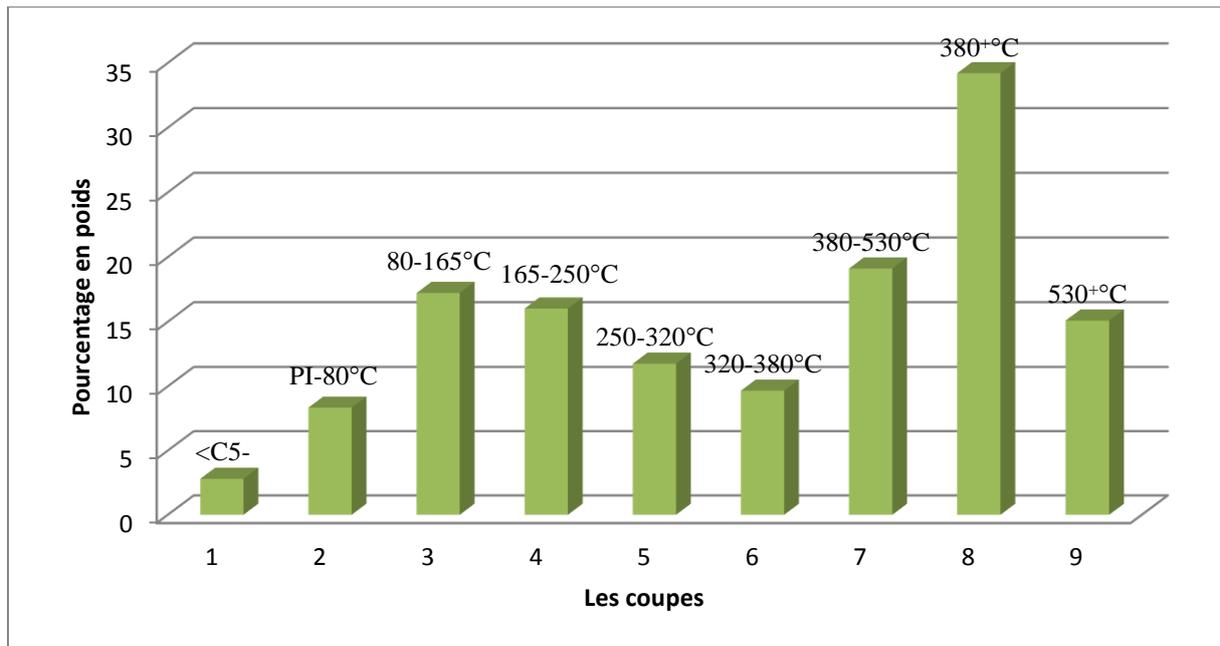


Figure V.9 : Les coupes larges du brut 3

Commentaire :

La figure V.9 présente le découpage du pétrole brut 3 effectué au laboratoire. Il ressort que ce brut contient :

- Une fraction de GPL ayant un rendement volumique de 3.83% pour une température d'ébullition inférieure à 15.3 °C ;
- Une fraction légère comprenant une essence totale qui englobe du naphta léger et du naphta lourd avec un pourcentage en volume de 10% pour du naphta léger 18.94% pour du naphta lourd ayant un intervalle de température respectivement de 15.3 à 80°C et de 80 à 165 °C ;
- Une fraction de type kérosène avec un pourcentage en volume de 16.24% ayant un intervalle de température d'ébullition comprise entre 165 et 250 °C ;
- Une fraction de type gasoil comprenant du gasoil léger et du gasoil lourd avec un pourcentage en volume de 11.59% pour du gasoil léger et 9.27% pour du gasoil lourd ayant un intervalle de température respectivement de 250 à 320°C et de 320 à 380 °C ;
- Une fraction lourde de type fuel avec un pourcentage volumique de 17.50 % ayant un intervalle de température d'ébullition entre 380 et 530 °C.
- Un résidu ayant un rendement en volume de 42.76% pour une température d'ébullition entre 380 et 530°C et plus ;
- D'après ce découpage on conclut que ce pétrole brut contient un bon rendement des coupes moyennes plus particulièrement l'essence ce qui le classe parmi les pétroles moyens. [P-8]

Tableau V.10: Teneur en éléments métalliques dans les 3 pétroles bruts :

| Les éléments métalliques | Teneur en métaux en ppm | | |
|--------------------------|-------------------------|--------|--------|
| | Brut 1 | Brut 2 | Brut 3 |
| Usures : | | | |
| Fe | 0.1 | 2.2 | 15,4 |
| Cr | 0.2 | 0.0 | 0,1 |
| Pb | 0.7 | 0.8 | 7,5 |
| Cu | 0.1 | 0.1 | 0,0 |
| Sn | 0.0 | 0.0 | 0,0 |
| Al | 0.3 | 0.5 | 0,2 |
| Ni | 1.1 | 0.0 | 0,8 |
| Ag | 0.3 | 0.0 | 0,3 |
| Mo | 0.6 | 0.9 | 2,6 |
| Ti | 0.0 | 0.0 | 0,0 |
| V | 1.4 | 0.3 | 0,9 |
| Dopages : | | | |
| B | 0.2 | 0.1 | 1,3 |
| Mg | 0.1 | 5.4 | 57,2 |
| Ca | 0.1 | 78.8 | >800 |
| Zn | 3.7 | 0.0 | 6,4 |
| Polluants : | | | |
| Si | 2.0 | 0.9 | 1,5 |
| Na | 0.4 | 258 | >800 |

Brut1 : il se caractérise par la faible présence des métaux, il n’y aura donc pas de risque de corrosion et de contamination d’équipements.

Brut2 : il se caractérise par la faible présence des métaux, mais la présence du manganèse, Calcium et sodium en grand quantité, il y aura donc une corrosion et une contamination d’équipement engendré par ces sels.

Brut3 : il est caractérisé par la présence des métaux en grand quantité tel que le fer, le plomb, le molybdène, le baryum, le manganèse, le calcium le zinc, ainsi que le sodium, il y aura donc un risque de corrosion et contamination d’équipement.

V .3.Etude de valorisation des mélanges effectués pour obtenir le pétrole Sahara Blend

V .3.1.Introduction :

Plusieurs pétroles bruts sont commercialisés à travers le monde. Leur prix est établi par rapport aux bruts de références dont la qualité standard est connue. Les acheteurs et les vendeurs situent les prix des diverses variétés de brut à un niveau plus ou moins élevé que celui du brut de référence.

En Algérie le brut de référence est appelé « **Sahara Blend** », c’est un mélange de bruts issus de plusieurs champs de la région de Hassi Messaoud .

Chapitre V Résultats des analyses expérimentales, bilan et discussion

V.3.2. Caractéristiques physico-chimique du Sahara Blend :

Tableau V.11: caractéristique physico-chimiques du Sahara Blend

| Caractéristiques | | Résultats |
|--|--------------------|-------------------|
| Masse volumique à 20°C, | g/cm ³ | [08040 - 0.7934] |
| Masse volumique à 15°C, | g/cm ³ | [0.8077 - 0.7897] |
| Specificgravity 60/60°F | | [0.8084 - 0.7904] |
| °API | | [43.5 - 47.5] |
| Tension de vapeur Reid à 37,8°C (100°F), | Kg/cm ² | 0.61183 |
| Viscosité cinématique en cSt à : | | |
| ▪ 20,0°C/68°F | cSt | 3.222 |
| ▪ 37,8°C /100°F | cSt | 1.887 |
| Point de congélation, | °C | -32 |
| Point d'écoulement, | °C | -29 |
| Indice d'acidité | mgKOH/g | 1.50 |
| Teneur en soufre par RX, | %Pds | 0.10 |
| Teneur en asphaltènes, | %Pds | 0.10 |
| Facteur de caractérisation, | KUOP | 12.1 |
| Poids moléculaire, | g/mole | 190 |
| Pouvoir Calorifique Supérieur, | Kcal/Kg | 11100 |

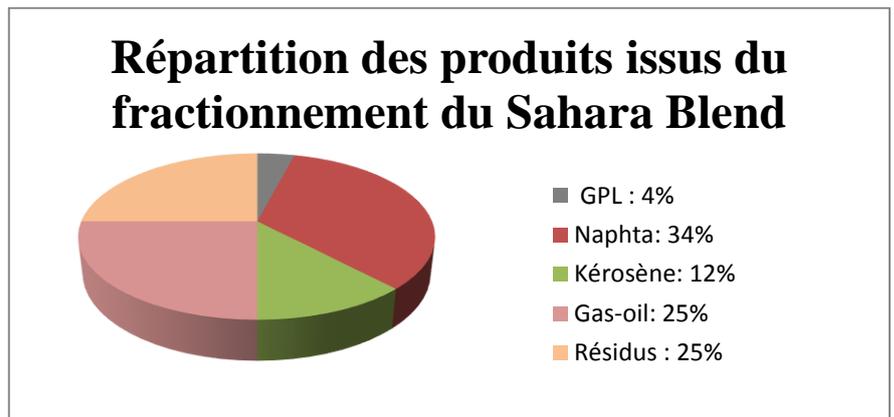
V.3.3. Propriété de distillation TBP du Sahara Blend :

Tableau V.12 : Propriété de distillation TBP du Sahara Blend

| Distillation TBP (true boiling point) °C | | % pds |
|--|-----------|-------|
| Ethane | | 0,05 |
| Propane | | 1,07 |
| Iso butane | | 0,57 |
| N-butane | | 2,55 |
| Naphta léger | 15 - 80 | 10,88 |
| Naphta lourd | 90 - 150 | 16,47 |
| | 80 - 175 | 22,21 |
| | 100 - 150 | 11,78 |
| Kérosène | 150 - 230 | 17,45 |
| | 175 - 230 | 11,74 |
| | 150 - 250 | 21,58 |
| Gas-oil | 175 - 400 | 40,76 |
| | 230 - 400 | 29,03 |
| | 230 - 375 | 25,34 |
| Résidu | > 375 | 25,10 |

Proportions des produits issus du fractionnement du Sahara Blend :

- GPL: 4%
- Naphta: 34%
- Kérosène: 12%
- Gas-oil: 25%
- Résidus: 25%



V .3.4.Caractéristiques physico-chimiques général des mélanges effectués :

Dans cette partie, nous présentons les résultats des essais réalisés ainsi que les courbes de distillation TBP des mélanges de brut pour les comparait avec celles de Sahara Blend.

V .3.4.1.Préparation des mélanges :

Nous avons préparé des mélanges à partir des trois bruts précédemment caractérisé :

- **Mélange 1 : 80% du brut 1 + 10% du brut 2 + 10% du brut 3.**
- **Mélange 2 : 75% du brut 1 + 15% du brut 2 + 10% du brut 3.**
- **Mélange 3 : 70% du brut 1 + 20% du brut 2 + 10% du brut 3.**

Nous avons mesuré la densité de chaque mélange à 15°C pour identifier celui qui appartient à l'intervalle de la densité du Sahara Blend [$0.8077 < d_4^{15} < 0.7897$] ;

La densité des deux premiers mélanges appartient à l'intervalle du Sahara Blend ($d_4^{15}=0.8055 \pm 2.10^{-4} \text{ g/cm}^3$; $d_4^{15}=0.8063 \pm 2.10^{-4} \text{ g/cm}^3$), le 3eme n'appartient pas ($d_4^{15}=0.8097 \pm 2.10^{-4} \text{ g/cm}^3$).

Nous avons fait subir à ces deux mélanges de pétrole brut plusieurs analyses dans le but de déterminer leurs principales caractéristiques. Nous avons effectué également une distillation TBP. Cette dernière nous a permis de récupérer les coupes larges de chaque mélange.

Chapitre V Résultats des analyses expérimentales, bilan et discussion

V.3.4.2. Résultats d'analyses préliminaires des mélanges :

V.3.4.2.a. Mélange 1 :

Tableau V.13: Résultats des analyses physico-chimiques du mélange 1.

| caractéristiques | | Résultats |
|--|--------------------|-----------|
| Masse volumique à 20°C, | g/cm ³ | 0.8018 |
| Masse volumique à 15°C, | g/cm ³ | 0.8055 |
| Specific gravity 60/60°F | | 0.8063 |
| °API | | 44 |
| Tension de vapeur Reid à 37,8°C (100°F), | Kg/cm ² | 0.5527 |
| Viscosité cinématique en cSt à : | | |
| ▪ 20,0°C/68°F | cSt | 2.904 |
| ▪ 37,8°C /100°F | cSt | 2.093 |
| Point de congélation, | °C | -54 |
| Point d'écoulement, | °C | -51 |
| Indice d'acidité | mgKOH/g | 1.34 |
| Corrosion à la lame de cuivre (50°C/3heures) | | Classe 1a |
| Teneur en eau et sédiment BSW, | %Vol | 0.10 |
| Teneur en soufre par RX, | %Pds | 0.091 |
| Teneur en asphaltènes, | %Pds | 0.06 |
| Teneur en mercure, | µg/l | 12.47 |
| Teneur en paraffine, | %Pds | 1.88 |
| Facteur de caractérisation, | KUOP | 12.1 |
| Poids moléculaire, | g/mole | 190 |
| Pouvoir Calorifique Supérieur, | Kcal/Kg | 11100 |

V.3.4.2.b. Mélange 2 :

Tableau V.14: Résultats des analyses physico-chimiques du mélange 2.

| caractéristiques | | Résultats |
|--|--------------------|-----------|
| Masse volumique à 20°C, | g/cm ³ | 0.8026 |
| Masse volumique à 15°C, | g/cm ³ | 0.8063 |
| Specific gravity 60/60°F | | 0.8071 |
| °API | | 43.82 |
| Tension de vapeur Reid à 37,8°C (100°F), | Kg/cm ² | 0.5415 |
| Viscosité cinématique en cSt à : | | |
| ▪ 20,0°C/68°F | cSt | 3.009 |
| ▪ 37,8°C /100°F | cSt | 2.167 |
| Point de congélation, | °C | -51 |
| Point d'écoulement, | °C | -48 |
| Indice d'acidité | mgKOH/g | 1.35 |
| Corrosion à la lame de cuivre (50°C/3heures) | | Classe 1a |
| Teneur en eau et sédiment BSW, | %Vol | 0.15 |
| Teneur en soufre par RX, | %Pds | 0.10 |

| | | |
|--------------------------------|---------|-------|
| Teneur en asphaltènes, | %Pds | 0.09 |
| Teneur en mercure, | µg/l | 9.47 |
| Teneur en paraffine, | %Pds | 1.40 |
| Facteur de caractérisation, | KUOP | 12 |
| Poids moléculaire, | g/mole | 180 |
| Pouvoir Calorifique Supérieur, | Kcal/Kg | 11080 |

Tableau V.15 : Teneur en éléments métalliques des deux mélanges

| Les éléments métalliques | Teneur en métaux en ppm | |
|--------------------------|-------------------------|-----------|
| | Mélange 1 | Mélange 2 |
| Usures : Fe | 0.0 | 0.0 |
| Cr | 0.0 | 0.0 |
| Pb | 0.0 | 0.0 |
| Cu | 0.0 | 0.0 |
| Sn | 0.0 | 0.0 |
| Al | 0.1 | 0.0 |
| Ni | 0.5 | 0.6 |
| Ag | 0.3 | 0.3 |
| Mo | 0.1 | 1.3 |
| Ti | 0.0 | 0.0 |
| V | 0.2 | 0.3 |
| Dopages : B | 0.1 | 0.0 |
| Mg | 0.1 | 0.0 |
| Ca | 0.6 | 0.4 |
| Zn | 2.1 | 2.8 |
| Polluants : Si | 1.6 | 2.0 |
| Na | 4.2 | 2.5 |

Les deux Mélanges effectués se caractérisent par la faible présence des métaux, il n'y aura donc pas de risque de corrosion et de contamination d'équipements.

V.3.5. Distillation TBP des mélanges :

V.3.5.1. Distillation TBP du Mélange 01 :

Les résultats de distillation TBP du mélange 1 sont présentés dans le tableau V.12 en Annexe A.

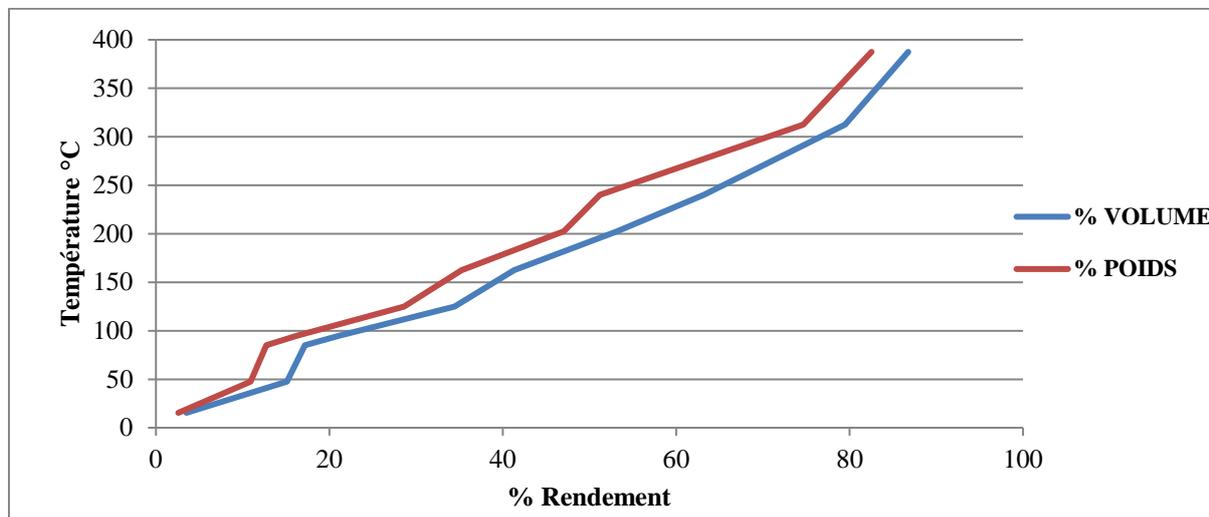


Figure V.10 : Courbe de Distillation TBP du mélange 1

V.3.5.2. Distillation TBP du Mélange 02 :

Les résultats de distillation TBP du mélange 2 sont présentés dans le tableau V.13 en Annexe A.

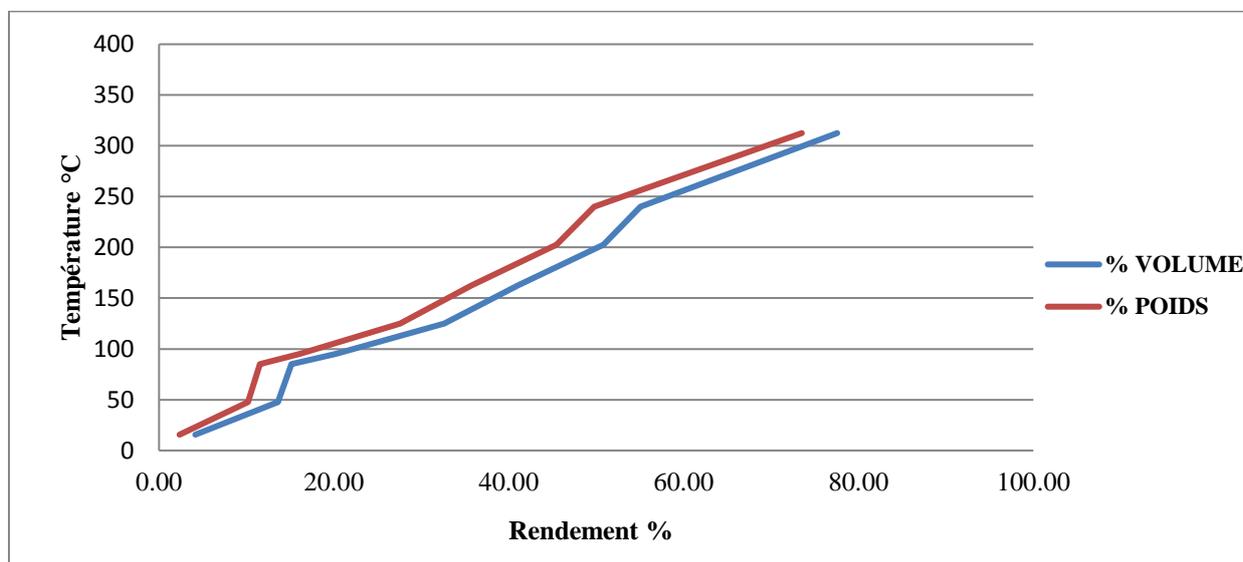


Figure V.11: Courbe de Distillation TBP du mélange 2

Les courbes de distillation TBP des deux mélanges représentent le pourcentage volumique cumulé et le poids cumulé de distillat en fonction de la Température d'ébullition (°C).

Chapitre V Résultats des analyses expérimentales, bilan et discussion

V.3.6. Bilan de valorisation des coupes larges des mélanges :

Le tableau V.16 représente une comparaison des coupes larges de la distillation TBP des deux mélanges effectués au laboratoire avec celle du Sahara Blend

Tableau V.16 : Bilan de valorisation des coupes larges des pétroles bruts.

| Distillation TBP (true boiling point) °C | Sahara Blend % Pds | Mélange 1 %Pds | Mélange 2 %Pds |
|--|-----------------------|-------------------|-------------------|
| Ethane | 0,05 | 2.58 | 2.34 |
| Propane | 1,07 | | |
| Iso butane | 0,57 | | |
| N-butane | 2,55 | | |
| Naphta léger 15 - 80 | 10,88 | 8.33 | 7.84 |
| Naphta lourd 90 - 150 80 - 175 100 - 150 | 16,47 | 15.86 | 16.04 |
| | 22,21 | 24.32 | 25.53 |
| | 11,78 | 12.30 | 11.49 |
| Kérosène 150 - 230 175 - 230 150 - 250 | 17,45 | 18.45 | 17.89 |
| | 11,74 | 11.81 | 9.76 |
| | 21,58 | 22.60 | 22.17 |
| Gas-oil 175 - 400 230 - 400 230 - 375 | 40,76 | 47.28 | 41.22 |
| | 29,03 | 35.47 | 31.46 |
| | 25,34 | 27.59 | 28.05 |
| Résidu > 375 | 25,10 | 23.24 | 25.88 |

V.3.7. Etude comparative :

Dans cette parties, une comparaison des principales propriétés du Sahara Blend (la densité, la teneur en soufre, et le pourcentage des coupes larges du la distillation TBP), ainsi que certains caractéristiques physicochimiques, va être effectuée avec les résultats des deux mélanges réalisés au laboratoire.

Le Tableau V.17 représente une comparaison des pourcentages des coupes larges de la distillation TBP des deux mélanges effectués au laboratoire avec celle du Sahara Blend.

Tableau V.17 : Pourcentages des coupes larges des pétroles bruts.

| | Sahara Blend | Mélange 01 | Mélange 02 |
|----------|--------------|------------|------------|
| GPL | 4% | 2,58% | 2,34% |
| Naphta | 34% | 33,63% | 33,37% |
| kérosène | 12% | 11,81% | 9,76% |
| Gas-oil | 25% | 28,59% | 28,05% |
| Résidus | 25% | 23,24% | 25,88% |

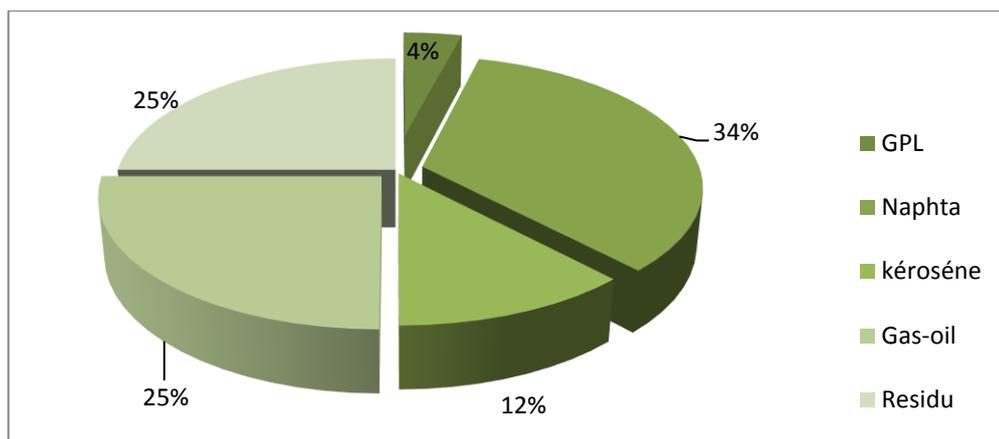


Figure V.12: Fractionnement du Sahara Blend

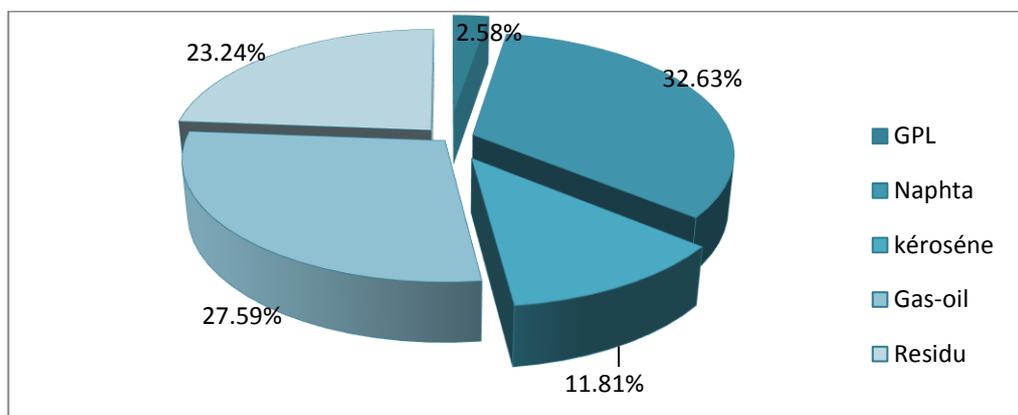


Figure V.13: Fractionnement du mélange 1

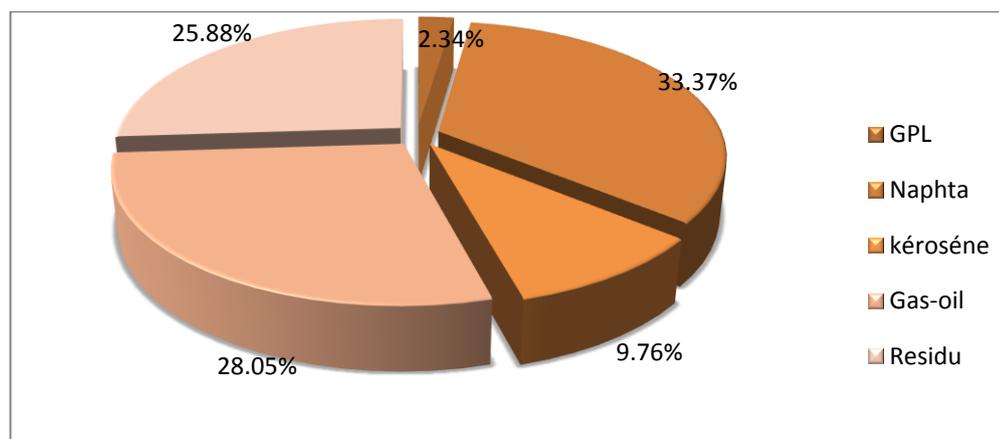


Figure V.14: Fractionnement du mélange 2

Chapitre V Résultats des analyses expérimentales, bilan et discussion

Ces trois graphiques présentent les fractionnements des deux mélanges ainsi que celui de Sahara Blend :

Le pourcentage en poids du GPL des deux mélanges est plus faible que celui du Sahara Blend, cela est dû à la faible présence des GPL dans les trois pétroles bruts utilisés dans les mélanges, vu que les pétroles bruts stabilisés contiennent moins de 4% de GPL.

Pour les produits blancs (Naphta et Kérosène), ainsi que pour le Gasoil, on a obtenu de bons rendements dans les deux mélanges.

Pour la fraction Naphta, la quantité totale distillée est évaluée à 33.63% poids de la charge totale pour le 1^{er} mélange, et à 33.37% poids de la charge totale pour le 2^{ème} mélange, ce qui montre qu'on a obtenu des % poids qui sont presque égaux à celle de la coupe Naphta du Sahara Blend (34% pds).

Pour la fraction Kérosène, la quantité totale distillée est évaluée respectivement à 11.81% et 9.76% poids de la charge totale pour le 1^{er} mélange et le 2^{ème} mélange. Par comparaison avec celle du Sahara Blend, le % poids du 1^{er} mélange est égal au % poids de la coupe kérosène du Sahara Blend.

Le pourcentage poids distillé de la fraction Gasoil des 2 mélanges est plus grand que celui de la coupe Gasoil du Sahara Blend, ce qui montre que nous avons obtenu un bon rendement des coupes Gasoil dans le cas des 2 mélanges.

Le résidu obtenu, présente respectivement 23.44% et 25.88% poids pour le 1^{er} et le 2^{ème} mélange. Par contre le % poids du résidu du Sahara Blend est de 25%, ce qui montre que le 1^{er} mélange est plus riche en produits légers.

Le tableau V.18 représente une comparaison des propriétés physico-chimiques des deux mélanges effectués au laboratoire avec celle du Sahara Blend.

Tableau V.18 : Les propriétés physico-chimiques des pétroles bruts.

| caractéristiques | | Mélange 1 | Mélange 2 | Sahara Blend |
|--|--------------------|-----------|-----------|-------------------|
| Masse volumique à 20°C, | g/cm ³ | 0.8018 | 0.8026 | [0.8040 - 0.7934] |
| Masse volumique à 15°C, | g/cm ³ | 0.8055 | 0.8063 | [0.8077 - 0.7897] |
| Specific gravity 60/60°F | | 0.8063 | 0.8071 | [0.8084 - 0.7904] |
| °API | | 44 | 43.82 | [43.5 - 47.5] |
| Tension de vapeur Reid à 37,8°C (100°F), | Kg/cm ² | 0.5527 | 0.5415 | 0.61183 |
| Viscosité cinématique en cSt à : | | | | |
| ▪ 20,0°C/68°F | cSt | 2.904 | 3.009 | 3.222 |
| ▪ 37,8°C /100°F | cSt | 2.093 | 2.167 | 1.887 |
| Point de congélation, | °C | -54 | -51 | -32 |
| Point d'écoulement, | °C | -51 | -48 | -29 |
| Teneur en eau et sédiment BSW, | %Vol | 0.10 | 0.15 | 0.10 |
| Teneur en soufre par RX, | | 0.09 | 0.10 | 0.10 |
| Teneur en asphaltènes, | %Pds | 0.06 | 0.09 | 0.10 |
| Facteur de caractérisation, | KUOP | 12.1 | 12 | 12.1 |
| Poids moléculaire, | g/mole | 190 | 180 | 190 |
| Pouvoir Calorifique Supérieur, | Kcal/Kg | 11100 | 11080 | 11100 |

D'après les résultats obtenus au sein du laboratoire, on a constaté que les densités des deux mélanges (M_1 : $d_4^{15}=0.8055 \pm 2.10^{-4}$ g/cm³; M_2 : $d_4^{15}=0.8063 \pm 2.10^{-4}$ g/cm³) appartiennent à l'intervalle de la densité du Sahara Bend [$0.8077 < d_4^{15} < 0.7897$].

Les deux mélanges sont caractérisés par leur faible teneur en soufre (<0,5% (M_1 : 0.09% Pds, M_2 : 0.10 % Pds), une faible présence d'eau et sédiment (M_1 : 0.10% Vol, M_2 : 0.15% Vol) , ainsi qu'une faible teneur en asphaltènes (M_1 : 0.06% Pds, M_2 : 0.09 % Pds), ce qui évitera au raffineur les opérations ultérieures de séparation dans le but de minimiser tous risques de corrosion des installations dans les raffineries, et le bouchage des canalisations, lors de transport.[P-8, 14, 15]

La faible variation de la viscosité mesurée à 20°C (M_1 : 2.904cSt, M_2 : 3.009cSt) et à 37.8°C (M_1 : 2.093cSt, M_2 : cSt), la valeur de son KUOP (M_1 : 12.1, M_2 : 12) et celle du point d'écoulement (M_1 : -54°C, M_2 : -51°C) indiquent qu'ils appartiennent à la famille des hydrocarbures mixtes a tendance paraffinique. Ce qui est aussi confirmé par la valeur de leurs poids moléculaires (M_1 : 190g/mole, M_2 : 180g /mole). [P-8, 14, 17]

Les valeurs de TVR mesurée (M_1 : 0.5527Kg/cm², M_2 : 0.5415Kg/cm²) reflètent une présence de légers dans les deux mélanges, ceci est confirmé par les résultats de leurs distillation. [P-14]

Ils présentent aussi un pouvoir calorifique assez important (M_1 : 11100Kcal/Kg, M_2 : 11080Kcal/Kg) permettant une meilleure qualité de combustion des produits pétroliers. [P-16]

Les caractéristiques des deux mélanges sont très proches à celles du Propriétés du Sahara Blend.

En comparant les caractéristiques des deux mélanges, il s'est avéré que le mélange 1 présente des propriétés plus proches à celles du Sahara Blend.

Avec : M_1 : 1^{er} mélange
 M_2 : 2eme mélange

VI .3.8.Conclusion :

Les travaux présentés dans cette étude ont permis de répondre en grande partie à notre objectif général, qui était de réaliser un mélange de bruts de différentes densités pour obtenir et optimisé un mélange conforme aux caractéristiques du Sahara Blend.

L'étude réalisée sur les mélanges nous a permis de sélectionner le premier mélange comme un pétrole répondant aux caractéristiques du Sahara Blend

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE :

Nous avons réalisés à travers cette étude un mélange de pétroles bruts issus de différentes régions Algériennes, pour obtenir et optimiser un mélange qui sera conforme aux caractéristiques du Sahara Blend.

Nous avons effectué des mélanges à partir des trois pétroles bruts que nous avons choisis selon leurs densités. Un bilan a été ensuite effectué sur les trois bruts. Il comporte : la caractérisation physico-chimique, la distillation ASTM, la distillation TBP, les courbes de distillation et les bilans de valorisation des coupes larges.

Selon la mesure de la densité à 15°C, nous avons constaté que la densité des deux premiers mélanges appartient à l'intervalle du Sahara Blend ($d_4^{15}=0.8055 \pm 2.10^{-4} \text{ g/cm}^3$; $d_4^{15}=0.8063 \pm 2.10^{-4} \text{ g/cm}^3$), contrairement à celle du 3eme mélange dont la densité est inférieur ($d_4^{15}=0.8097 \pm 2.10^{-4} \text{ g/cm}^3$).

Les deux mélanges de pétrole brut ont subi une série d'analyses dans le but de déterminer leurs principales caractéristiques physico-chimiques. En suite, une distillation TBP a été effectuée afin de récupérer les coupes larges de chaque mélange.

Ces résultats nous ont permis de comparer les pourcentages des coupes larges de la distillation TBP et les propriétés physico-chimiques des deux mélanges effectués au laboratoire à celle du Sahara Blend.

❖ A partir des résultats obtenus plusieurs conclusions peuvent être tirées :

- Les deux mélanges sont caractérisés par leur faible teneur en soufre (**M₁**: 0.09%Pds, **M₂**: 0.10 % Pds)
- Une faible présence d'eau et de sédiment (**M₁**: 0.10% Vol, **M₂**: 0.15% Vol),
- Une faible teneur en asphaltènes (**M₁**: 0.06%Pds, **M₂**: 0.09 % Pds),
- Un pouvoir calorifique assez important (**M₁** : 11100Kcal/Kg, **M₂**:11080Kcal/Kg),
- Des résultats négatifs à la corrosion de la lame de cuivre.
- Le pourcentage en poids en C₅ des deux mélanges est plus faible que celui du Sahara Blend. Cela est dû à la faible présence des GPL dans les trois pétroles bruts utilisés dans les mélanges. De plus les pétroles bruts stabilisés contiennent moins de 4% de GPL.
- Pour les produits blancs (Naphta et Kérosène), de bons rendements ont été obtenus dans le cas des deux mélanges.
- Le pourcentage en poids distillé de la fraction Gasoil des deux mélanges est plus grand que celui de la coupe Gasoil du Sahara Blend, ce qui montre que nous avons obtenu un bon rendement des coupes Gasoil dans le cas des deux mélanges.
- Le pourcentage en poids du résidu est inférieur à celui du Sahara Blend pour le premier mélange, quant au 2eme mélange, il présente un % égal à celui du Sahara Blend
- Les autres propriétés des deux mélanges, sont très proches à celles du Sahara Blend.

CONCLUSION GENERALE

Ce bilan sur les mélanges permet de prévoir leurs comportements une fois arrivé à la raffinerie et de déterminer ses principales qualités pour sa valorisation.

Ces résultats ont permis de répondre en grande partie à l'objectif général de notre étude, les propriétés des deux mélanges sont très proches à celles du Sahara Blend.

Ces mélanges étant caractérisés par leur faible teneur en soufre, évitera au raffineur des opérations ultérieures de séparation dans le but de minimiser tout les risques de corrosion des installations dans les raffineries, éviter la dégradation des catalyseurs et la pollution atmosphérique (SO_2 et SO_3). Le bon rendement des coupes larges montre que ces bruts sont riches en produits légers.

Les caractéristiques des deux mélanges sont très proches à celles du Sahara Blend.

A partir des résultats obtenus nous avons sélectionné le 1^{er} mélange dont les propriétés sont très proches à celles du Sahara Blend.

Perspective :

Afin d'améliorer la qualité des mélanges, il serait préférable d'utiliser le condensat dans leur constitution en raison de sa forte teneur en produits légers, très faible teneur en soufre et sa densité comprise entre 0.7 et 0.8 (soit un degré API supérieur à 45°API).

Bibliographie

Bibliographie :

- [1] Christine TRAVERS, Eric TOCQUE, Technique de l'ingénieur [BE 8520] ,2008 .
- [2] http://elearn2013.univ-ouargla.dz/courses/RAFFINAGE/document/B2_1.pdf?cidReq=RAFFINAGE
- [3] <http://www.connaissancedesenergies.org/en-dehors-du-transport-quels-sont-les-autres-usages-du-petrole>.
- [4] <https://jancovici.com/transition-energetique/petrole/a-quoi-nous-sert-ce-fameux-petrole/>.
- [5] <http://lhomme-esclave-de-lor-noir.e-monsite.com/pages/les-utilisations-du-petrole.html>.
- [6] Jérémy Laxalde. Analyse des produits lourds du pétrole par spectroscopie vibrationnelle .Chimie théorique et/ou physique. Université des Sciences et Technologie de Lille - Lille I, 2012. Française.
- [7] FEIA Islem.OKBA Mohammed Nadjib ; Amélioration de la teneur en précurseurs d'aromatiques de la NAPHTA B au niveau du splitter de l'unité Topping de la raffinerie de SKIKDA RA1/K ; 01/06/2015.
- [8] http://www.guides.be/article/les_types_de_ptrole.html.
- [9] <http://mag.additifcarburant.fr/petrole-brut-brent-wti-et-dubai/>
- [10] <http://www.yumpu.com/fr/document/view/31132105/sahara-blend-amp-produits-dacrivacs-ministare-de-lacnergie-et-des-mines>.
- [11] Techniques nouvelles pour l'exploration et l'exploitation des ressources de pétrole et de gaz (Les). Tome 1 Volume 1. Editions TECHNIP, 1979 ; page 14.
- [12] Jean-Pierre WUAQUAIER, le raffinage du pétrole tome 2, 1994 édition Technip.
- [13] <https://www.actuenvironnement.com/ae/dictionnaire-environnement/diffinition/gaz-de-petrole-liquifie-glp.php4>
- [14] ENSPM formation Industrie-IFP training (2004), le pétrole, édition d'IFP, Paris.
- [15] Hicham E., Etude de l'inhibition de la corrosion de l'acier doux au carbone en milieu acide ortho phosphorique par un antibiotique organique, Mémoire d'Etudes Supérieures Approfondies, Université de Oujda (Maroc), 2000.
- [16] M. Di Benedetto, LES METAUX LOURDS, " Génie des Procédés", centre SPIN, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Saint-Etienne.
- [17] [www .Technique-de-l'ingénieur.com](http://www.Technique-de-l'ingénieur.com)..
- [18] M.BRENNAN. A Practical Approach to Quantitative Metal Analysis of Organic Matrices.John Wiley & sons.2008.

- [19] M.FINGAS.Handbook of oil Spill Science and Technology.John Wiley & Sons.2015.
- [20] Claude Lesné : médecin, CNRS, Département de Santé Publique, Université de Rennes 1, FICHE RESUMEE TOXICO ECOTOXICO CHIMIQUE, Famille : Composés soufrés inorganiques, Septembre 2009.
- [21]https://www.actu-environnement.com/ae/dictionnaire_environnement/definition/mercure_hg.php4.
- [22] R.A.NADKARNI.Elemental Analysis of fuels and lubricants : Recent Advences and Future Prospects.ASTM international,2005.
- [23] S.M.Wilhelm and N, Bloom.Fuel Processing Technology. Elsevier, 2000.
- [24] C.Wolff « Viscosité»,Technique de L'ingénieur, (1982).
- [25] M.KENAOUI ET DIDAOUI, construction a l'étude de fractionnement et caractérisation d'un pétrole brut algérien : 2014 -2015
- [26] Ibrahim YOUNOSS WAKAI, Développement des corrélations pour le calcul des propriétés du pétrole et de ses fractions ,2011-2012.
- [27] Chems Eddine CHITOUR « Raffinage, Les Propriétés Physique des Hydrocarbures et des Fractions Pétrolières », Editions de l'office des publications universitaires (1983).
- [28] S.colombano, A. SAADA. E .VICTOR .Nature des produits pétrolier et origine du vieillissement BRGM/RP -64174-fr décembre 2014.
- [29] J.ANCHEYTA and J.G.SPEIGHT. Hydroprocessing of Heavy Oils and Residua.Chemical Industries, CRC Press, 2007.
- [30] CENTRE D'EXPERTISE EN ANALYSE ENVIRONNEMENTALE DU QUÉBEC. 2015. Hydrocarbures pétroliers : caractéristiques, devenir et criminalistique environnementale – Études GENV22 et GENV23, Évaluation environnementale stratégique globale sur les hydrocarbures. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 41.
- [31] P.WUITHIER, Le pétrole Raffinage et génie chimique, Tome1, 1972 édition Technip.
- [32] Thierry MONSEMPÈS, Ingénieur H.E.I. D.E.A. de l'Université des Sciences et Technologies de Lille, CORROSION DE L'ACIER PAR DES PETROLES CONTENANT DES ACIDES NAPHTENIQUES : RECHERCHE D'UNE METHODE DE MESURE DE LA VITESSE INSTANTANEE DE CORROSION, p26-37, 2000, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon.
- [33] Jean-Fran,cois PORTHA, METHODOLOGIE POUR TENIR COMPTE DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL D'UN PROCEDE LORS DE SA CONCEPTION,

NANCY UNIVERSITE´ INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE LORRAINE-IFP
Lyon, 2008

[34] Air quality guidelines for Europe .Copenhague, bureau régional de l'organisation mondiale de la santé pour l'Europe (publication régionales de l'OMS, Série européenne, N°23). Air quality guidelines for Europe, 2^e édition, Copenhague, Bureau régional de l'Organisation mondiale de la Santé pour l'Europe ,2000(publication régionales de l'OMS, Série européenne, N°91).

[35] Jean-Pierre WUAQUAIER, le raffinage du pétrole tome 1, 1994 édition Technip.

[36] François Ropital, Yves Chauvin, (prix nobel de chimie 2005), Corrosion et Dégradation des Matériaux Métalliques ,comprehension des phénomènes et applications dans l'industrie pétrolière et des procédés , Edition TECHNIP,2009, IFP Publication

[37] LE PROCESS : LA SÉPARATION MANUEL DE FORMATION COURS EXP-PR-PR070 Révision 0.1.

[38] Lefebvre Y (1998) Seawater circuits.Ed. Technip, Paris.

[39] <http://www.linternaute.com/dictionnaire/fr/definition/paraffine>

[40] <http://travail-emploi.gouv.fr/sante-au-travail/prevention-des-risques/autres-dangers-et-risques/article/hydrogene-sulfure>

[41] Emna Ben Fredj, Yassine Bouissa, Mariem Zoghlami, Rapport du projet théorique: Les matériaux HRM dans l'industrie pétrolière, Matériaux à haute résistance mécaniques et leurs procédés de fabrication SYS862, École de Technologie Supérieure Université du Québec.

[42] BROZ – L. DUPONT – A. JANES , Rubrique 1523 : Soufre Fabrication industrielle, fusion et distillation, emploi et stockage, Rapport final Prestation pour l'administration Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable, institue national de l'environnement industriel et des risque, Paris, Septembre 2003.

[43] MASSARD F. (DIR) .Aide-mémoire du thermicien. Paris : édition Elsevier, 1997.518p ,TISSOT B. bitume. Encyclopaedia Universalis , 2003

[44] BERTRAND J.-N., « L'industrie chimique et le pétrole », conférence JCSV, Sciences adventure, 2012.

[45] <http://sante.lefigaro.fr/mieux-etre/environnement/dioxyde-soufre/quels-effets>

ANNEXES A

Tableau I.1 : Constants physiques pour quelques hydrocarbures aliphatiques saturés.

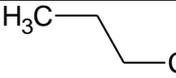
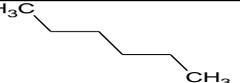
| | Formule chimique | Masse molaire | Température d'ébullition C° (1 atm) | d_4^{15} (liquide) |
|------------------|---|----------------------|--|--|
| Ethane | $\text{H}_3\text{C}-\text{CH}_3$ | 30,1 | -88,6 | 0,377 |
| n-butane |  | 58,1 | -0,5 | 0,585 |
| n-pentane |  | 72,1 | +36,1 | 0,631 |
| n-heptane |  | 100,1 | +98,4 | 0,688 |

Tableau I.2 : Constants physiques pour quelques hydrocarbures aliphatiques cycliques saturés

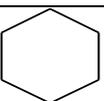
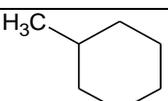
| | Formule chimique | Masse molaire | Température d'ébullition C° (1 atm) | d_4^{15} (liquide) |
|----------------------------|---|----------------------|--|--|
| Cyclopentane |  | 70,1 | 49,3 | 0,750 |
| Méthyl cyclopentane |  | 84,2 | 71,8 | 0,753 |
| Cyclohexane |  | 84,2 | 80,7 | 0,783 |
| Méthylcyclohexane |  | 98,2 | 100,9 | 0,774 |

Tableau I.3 : constants physiques pour quelques carburants aromatiques.

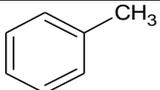
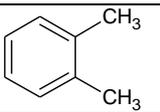
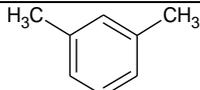
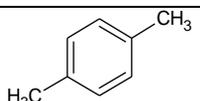
| | Formule chimique | Masse molaire | Température d'ébullition C° (1 atm) | d_4^{15} (liquide) |
|-----------------|---|----------------------|--|--|
| Benzène |  | 78,1 | 0,1 | 0,884 |
| Toluène |  | 92,1 | 110,6 | 0,871 |
| O-xylène |  | 106,2 | 144,4 | 0,884 |
| M-xylène |  | 106,2 | 139,1 | 0,868 |
| P-xylène |  | 106,2 | 138,4 | 0,865 |

Tableau I.1 : Les caractéristiques des procédés d'hydrosulfuration.

| | |
|---------------------------------|--|
| Température | 330 à 400°C d'autant plus élevée que la charge est lourde |
| pression | D'autant plus élevée que la charge est lourde <ul style="list-style-type: none"> - 20 à 30 bar sur des essences - 50 à 100 bar sur gazole - Plus de 150 bar sur résidus |
| catalyseurs | <ul style="list-style-type: none"> - Non empoisonnés par le soufre - A base d'oxydes de cobalt et de molybdène sur alumine, actifs après sulfuration - Perdent leur activité en se chargeant de coke |
| hydrogène | <ul style="list-style-type: none"> - Apport de gaz riche en hydrogène nécessaire car les réactions en consomment - Recyclage pour empêcher la formation de coke sur le catalyseur |
| Mise en œuvre de procédé | <ul style="list-style-type: none"> - Réchauffage de la charge et de l'hydrogène pour atteindre la température de réaction - Réaction chimique de désulfuration sur le catalyseur dans un seul réacteur - Recyclage de l'hydrogène séparé à haute pression - Séparation du gaz acide et purification du produit désulfuré - Lavage du gaz acide pour récupérer l'H₂S avec une solution d'amine et régénération amine - Régénération périodique du catalyseur |
| matériel | <ul style="list-style-type: none"> - Pompes - Compresseurs - Four - Réacteurs - Echangeur – Aéroréfrigérants - Ballons séparateurs |

Tableau I.2 : La teneur en soufre maximale de certains produits pétroliers.

| Produit | Teneur en soufre Maximum %masse |
|---|---|
| Coupes essences (Super sans plomb) | 0,005% en 2009 |
| Carburateurs JetA1 | Teneur en mercaptans 0,3% |
| Gazole moteur | 0,005% en 2009 |
| Fuels domestique | 0,1% en 2008 |
| Fuels lourds | HTS 4% TBTS 1% 1% en 2003 pour tous les fuels |

Tableau I.3 : Données importantes relatives aux dangers des produits issus de la combustion du soufre [55].

| produits | SO₂ | SO₃ | H₂S | CS₂ |
|--|--|---|--|--|
| Etiquetage CE | -Toxique. | -Toxique. -Corrosif. | -Très toxique. -Extrêmes Inflammable. -Dangereux pour l'environnement. | -Toxique. -Facilement Inflammable. |
| Etat à Tambiante et P atmosphérique et caractéristiques Physiques | Gazeux. T ébullition : -10°C. T fusion : -75,5 °C. Pression de vapeur : 3.10 ³ mmHg (à25°C). | Liquide. T ébullition : 45°C T fusion : 16,8°C Pression de vapeur : 433 mmHg (à25°C). | Gazeux. T ébullition : -60°C T fusion : -85,5°C Pression de vapeur : 1,56.10 ⁴ mmHg (à25°C). | Liquide. T ébullition : 46°C. T fusion : -111,5°C. Pression de vapeur : 359 mmHg (à25°C). |
| Densité des vapeurs (air =1) | 2,26 | Non disponible | 1 ,19 | 2,63 |
| Risque pour la santé | Toxique par inhalation et irritant pour les yeux et les voies respiratoires | Toxique et corrosif par inhalation, ingestion et contact | Très toxique par inhalation et irritant pour les yeux et les voies respiratoires | Toxique par inhalation et irritant pour les yeux et les voies respiratoires |
| Caractéristiques vis-vis du risque d'incendie ou d'explosion | Non inflammable | Non inflammable | inflammable | inflammable |

Tableau V.1 : Résultats de la distillation TBP atmosphérique du brut I

| N° Fractions | Température en °C à 760 mmHg | % Poids | % Poids Cumulés | *Densité à 20°C, g/cm ³ | *Densité à 15°C, g/cm ³ | % Volume | % Volumes Cumulés | Indice de Réfraction à 20°C | Kuop |
|-------------------------|------------------------------|---------|-----------------|------------------------------------|------------------------------------|----------|-------------------|-----------------------------|-------|
| Légers C ₅ - | < Pi=14,9°C | 2,74 | 2,74 | * | * | 3,73 | 3,73 | - | - |
| 1 | Pi-65 | 5,15 | 7,89 | 0,6473 | 0,6522 | 6,33 | 10,06 | 1,3703 | 12,65 |
| 2 | 65-70 | 0,86 | 8,75 | 0,6757 | 0,6804 | 1,01 | 11,07 | 1,3846 | 12,47 |
| 3 | 70-75 | 1,01 | 9,76 | 0,6816 | 0,6862 | 1,17 | 12,24 | 1,3856 | 12,43 |
| 4 | 75-80 | 1,21 | 10,97 | 0,6878 | 0,6924 | 1,4 | 13,64 | 1,3893 | 12,38 |
| 5 | 80-85 | 0,99 | 11,96 | 0,6947 | 0,6993 | 1,13 | 14,77 | 1,3927 | 12,31 |
| 6 | 85-90 | 1,59 | 13,55 | 0,7029 | 0,7075 | 1,8 | 16,57 | 1,3959 | 12,23 |
| 7 | 90-95 | 1,78 | 15,33 | 0,7117 | 0,7162 | 1,99 | 18,56 | 1,4011 | 12,13 |
| 8 | 95-100 | 1,24 | 16,57 | 0,7182 | 0,7227 | 1,37 | 19,93 | 1,4035 | 12,08 |
| 9 | 100-105 | 1,33 | 17,9 | 0,721 | 0,7255 | 1,46 | 21,39 | 1,4045 | 12,09 |
| 10 | 105-110 | 1,42 | 19,32 | 0,7234 | 0,7279 | 1,56 | 22,95 | 1,4058 | 12,10 |
| 11 | 110-115 | 1,84 | 21,16 | 0,7278 | 0,7323 | 2,01 | 24,96 | 1,4083 | 12,08 |
| 12 | 115-120 | 0,77 | 21,93 | 0,729 | 0,7335 | 0,84 | 25,8 | 1,4085 | 12,11 |
| 13 | 120-125 | 0,82 | 22,75 | 0,7329 | 0,7374 | 0,89 | 26,69 | 1,4114 | 12,10 |
| 14 | 125-130 | 1,47 | 24,22 | 0,7412 | 0,7456 | 1,58 | 28,27 | 1,416 | 12,02 |
| 15 | 130-135 | 1,74 | 25,96 | 0,7462 | 0,7506 | 1,85 | 30,12 | 1,4187 | 11,99 |
| 16 | 135-140 | 1,91 | 27,87 | 0,7498 | 0,7542 | 2,03 | 32,15 | 1,4205 | 11,98 |
| 17 | 140-145 | 1,33 | 29,2 | 0,7516 | 0,756 | 1,41 | 33,56 | 1,4214 | 12,00 |
| 18 | 145-150 | 1,32 | 30,52 | 0,7578 | 0,7622 | 1,38 | 34,94 | 1,4248 | 11,95 |
| 19 | 150-155 | 1,36 | 31,88 | 0,7639 | 0,7683 | 1,41 | 36,35 | 1,4284 | 11,90 |
| 20 | 155-160 | 1,62 | 33,5 | 0,7697 | 0,7739 | 1,67 | 38,02 | 1,4318 | 11,86 |
| 21 | 160-165 | 1,24 | 34,74 | 0,7732 | 0,7773 | 1,27 | 39,29 | 1,4338 | 11,85 |
| 22 | 165-170 | 1,75 | 36,49 | 0,775 | 0,779 | 1,8 | 41,09 | 1,4348 | 11,87 |
| 23 | 170-175 | 1,71 | 38,2 | 0,7786 | 0,7825 | 1,75 | 42,84 | 1,4367 | 11,86 |
| 24 | 175-180 | 1,2 | 39,4 | 0,783 | 0,7867 | 1,22 | 44,06 | 1,4389 | 11,84 |
| 25 | 180-185 | 0,92 | 40,32 | 0,7859 | 0,7896 | 0,93 | 44,99 | 1,4404 | 11,84 |
| 26 | 185-190 | 1,19 | 41,51 | 0,7874 | 0,7911 | 1,2 | 46,19 | 1,4412 | 11,86 |
| 27 | 190-195 | 1,36 | 42,87 | 0,7882 | 0,7919 | 1,37 | 47,56 | 1,4422 | 11,89 |
| 28 | 195-200 | 1,49 | 44,36 | 0,7957 | 0,7993 | 1,49 | 49,05 | 1,4462 | 11,83 |
| 29 | 200-205 | 1,47 | 45,83 | 0,7966 | 0,8002 | 1,47 | 50,52 | 1,4465 | 11,86 |
| 30 | 205-210 | 0,77 | 46,6 | 0,7978 | 0,8014 | 0,77 | 51,29 | 1,4474 | 11,88 |
| 31 | 210-215 | 0,82 | 47,42 | 0,7992 | 0,8028 | 0,81 | 52,1 | 1,4476 | 11,90 |
| 32 | 215-220 | 1,32 | 48,74 | 0,8003 | 0,8039 | 1,31 | 53,41 | 1,4482 | 11,92 |

Tableau V.2: Résultats de la distillation TBP sous vide à 40 mm Hg

| Fraction N° | Température °C à 760 mmHg | % Poids | % Poids cumulés | Densité à 20 °C | Densité à 15 °C | % Volume | % Volumes cumulés | Indice de Réfraction 20°C | K _{UOP} |
|-------------|---------------------------|---------|-----------------|-----------------|-----------------|----------|-------------------|---------------------------|------------------|
| 33 | 220-230 | 1,7 | 50,44 | 0,8085 | 0,8121 | 1,67 | 55,08 | 1,4527 | 11,86 |
| 34 | 230-240 | 2,46 | 52,9 | 0,8119 | 0,8155 | 2,41 | 57,49 | 1,4543 | 11,89 |
| 35 | 240-250 | 2,5 | 55,4 | 0,826 | 0,8295 | 2,41 | 59,9 | 1,4651 | 11,77 |
| 36 | 250-260 | 1,92 | 57,32 | 0,8315 | 0,835 | 1,84 | 61,74 | 1,4676 | 11,76 |
| 37 | 260-270 | 2,19 | 59,51 | 0,8334 | 0,8369 | 2,09 | 63,83 | 1,4682 | 11,81 |
| 38 | 270-280 | 1,83 | 61,34 | 0,8408 | 0,8442 | 1,73 | 65,56 | 1,4715 | 11,78 |
| 39 | 280-290 | 2,21 | 63,55 | 0,8412 | 0,8446 | 2,09 | 67,65 | 1,4717 | 11,85 |
| 40 | 290-300 | 2,3 | 65,85 | 0,8425 | 0,8459 | 2,17 | 69,82 | 1,4724 | 11,90 |
| 41 | 300-310 | 1,76 | 67,61 | 0,8484 | 0,8518 | 1,65 | 71,47 | 1,4746 | 11,89 |
| 42 | 310-320 | 2,02 | 69,63 | 0,8557 | 0,8591 | 1,89 | 73,36 | 1,4789 | 11,85 |

Tableau V.3 : Résultats de la distillation TBP sous vide à 10 mm Hg

| Fraction N° | Température °C à 760 mmHg | % Poids | % Poids cumulés | Densité à 20 °C | Densité à 15 °C | % Volume | % Volumes cumulés | Indice de Réfraction 20°C | K _{UOP} |
|-------------|---------------------------|---------|-----------------|-----------------|-----------------|----------|-------------------|---------------------------|------------------|
| 43 | 320-330 | 1,27 | 70,9 | 0,8619 | 0,8653 | 1,17 | 74,53 | 1,4828 | 11,83 |
| 44 | 330-340 | 1,89 | 72,79 | 0,8746 | 0,878 | 1,72 | 76,25 | 1,4908 | 11,73 |
| 45 | 340-350 | 2,35 | 75,14 | 0,8751 | 0,8785 | 2,14 | 78,39 | 1,491 | 11,78 |
| 46 | 350-360 | 1,34 | 76,48 | 0,8774 | 0,8808 | 1,21 | 79,6 | 1,4924 | 11,82 |
| 47 | 360-370 | 1,14 | 77,62 | 0,8784 | 0,8816 | 1,03 | 80,63 | 1,4926 | 11,87 |
| 48 | 370-375 | 0,71 | 78,33 | 0,8804 | 0,8838 | 0,64 | 81,27 | 1,4934 | 11,88 |
| 49 | 375-380 | 0,73 | 79,06 | 0,8823 | 0,8857 | 0,66 | 81,93 | 1,4943 | 11,89 |
| 50 | 380+ | 20,94 | 100 | **0,9254 | **0,9287 | 18,07 | 100 | - | - |

Tableau V.4 : Résultats de la distillation TBP atmosphérique du brut 2.

| N° Fractions | Température en °C à 760 mmHg | % Poids | % Poids Cumulés | *Densité à 20°C, g/cm ³ | *Densité à 15°C, g/cm ³ | % Volume | % Volumes Cumulés | Indice de Réfraction à 20°C | Kuop |
|---------------------|------------------------------|---------|-----------------|------------------------------------|------------------------------------|----------|-------------------|-----------------------------|-------|
| Légers (C5-) | < PI=17 | 0,89 | 0,89 | * | * | 1,03 | 1,03 | - | - |
| 1 | 17-65 | 3,83 | 4,72 | 0,6553 | 0,6599 | 4,83 | 5,86 | 1,3760 | 12,29 |
| 2 | 65-70 | 0,34 | 5,06 | 0,6971 | 0,7017 | 0,4 | 6,26 | 1,3954 | 12,1 |
| 3 | 70-75 | 0,3 | 5,36 | 0,7089 | 0,7134 | 0,35 | 6,61 | 1,4009 | 11,96 |
| 4 | 75-80 | 0,49 | 5,85 | 0,7130 | 0,7175 | 0,57 | 7,18 | 1,4033 | 12 |
| 5 | 80-90 | 0,27 | 6,12 | 0,7160 | 0,7205 | 0,31 | 7,49 | 1,4044 | 11,98 |
| 6 | 90-95 | 0,44 | 6,56 | 0,7200 | 0,7245 | 0,5 | 7,99 | 1,4058 | 11,99 |
| 7 | 95-100 | 0,87 | 7,43 | 0,7215 | 0,7260 | 1 | 8,99 | 1,4063 | 12,02 |
| 8 | 100-105 | 0,73 | 8,16 | 0,7223 | 0,7268 | 0,83 | 9,82 | 1,4067 | 12,06 |
| 9 | 105-110 | 0,28 | 8,44 | 0,7255 | 0,7300 | 0,33 | 10,15 | 1,4081 | 12,07 |
| 10 | 110-115 | 0,79 | 9,23 | 0,7262 | 0,7307 | 0,89 | 11,04 | 1,4085 | 12,11 |
| 11 | 115-120 | 0,51 | 9,74 | 0,7263 | 0,7308 | 0,58 | 11,62 | 1,4082 | 12,16 |
| 12 | 120-125 | 1,35 | 11,09 | 0,7306 | 0,7351 | 1,53 | 13,15 | 1,4113 | 12,14 |
| 13 | 125-130 | 0,46 | 11,55 | 0,7440 | 0,7484 | 0,51 | 13,66 | 1,4175 | 11,97 |
| 14 | 130-135 | 0,42 | 11,97 | 0,7461 | 0,7505 | 0,46 | 14,12 | 1,4191 | 11,99 |
| 15 | 135-140 | 0,55 | 12,52 | 0,7483 | 0,7527 | 0,62 | 14,74 | 1,4203 | 12 |
| 16 | 140-145 | 0,59 | 13,11 | 0,7506 | 0,7550 | 0,64 | 15,38 | 1,4218 | 12,01 |
| 17 | 145-150 | 0,84 | 13,95 | 0,7512 | 0,7556 | 0,93 | 16,31 | 1,4219 | 12,05 |
| 18 | 150-155 | 0,74 | 14,69 | 0,7524 | 0,7568 | 0,81 | 17,12 | 1,4225 | 12,08 |
| 19 | 155-160 | 0,7 | 15,39 | 0,7613 | 0,7657 | 0,76 | 17,88 | 1,4272 | 11,99 |
| 20 | 160-165 | 0,73 | 16,12 | 0,7660 | 0,7703 | 0,79 | 18,67 | 1,4298 | 11,96 |
| 21 | 165-170 | 0,93 | 17,05 | 0,7676 | 0,7718 | 1 | 19,67 | 1,4307 | 11,98 |
| 22 | 170-175 | 1,03 | 18,08 | 0,7687 | 0,7729 | 1,11 | 20,78 | 1,4316 | 12,01 |
| 23 | 175-180 | 0,91 | 18,99 | 0,7740 | 0,7781 | 0,97 | 21,75 | 1,4341 | 11,97 |
| 24 | 180-185 | 0,48 | 19,47 | 0,7793 | 0,7832 | 0,51 | 22,26 | 1,4366 | 11,94 |
| 25 | 185-190 | 0,65 | 20,12 | 0,7804 | 0,7842 | 0,69 | 22,95 | 1,4375 | 11,97 |
| 26 | 190-195 | 1,01 | 21,13 | 0,7807 | 0,7845 | 1,07 | 24,02 | 1,4377 | 12,01 |
| 27 | 195-200 | 0,89 | 22,02 | 0,7823 | 0,7860 | 0,94 | 24,96 | 1,4383 | 12,03 |
| 28 | 200-205 | 0,81 | 22,83 | 0,7863 | 0,7900 | 0,85 | 25,81 | 1,4395 | 12,01 |
| 29 | 205-210 | 0,61 | 23,44 | 0,7868 | 0,7905 | 0,65 | 26,46 | 1,4402 | 12,04 |
| 30 | 210-215 | 0,95 | 24,39 | 0,7887 | 0,7924 | 0,99 | 27,45 | 1,4413 | 12,06 |
| 31 | 215-220 | 1,06 | 25,45 | 0,7918 | 0,7955 | 1,11 | 28,56 | 1,4429 | 12,05 |
| 32 | 220-230 | 1,99 | 27,44 | 0,7941 | 0,7977 | 2,08 | 30,64 | 1,4436 | 12,08 |

Tableau V.5 : Résultats de la distillation TBP sous vide à 40 mm Hg

| Fractio N° | Température °C à 760 mmHg | % Poids | % Poids cumulés | Densité à 20 °C | Densité à 15 °C | % Volume | % Volumes cumulés | Indice de Réfraction 20°C | K _{UOP} |
|---------------|---------------------------------|------------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------|----------------------|---------------------------------|------------------|
| 33 | 230-240 | 2,39 | 29,83 | 0,7983 | 0,8019 | 2,47 | 33,11 | 1,4457 | 12,09 |
| 34 | 240-250 | 1,62 | 31,45 | 0,8064 | 0,8100 | 1,66 | 34,77 | 1,4495 | 12,05 |
| 35 | 250-260 | 2,2 | 33,65 | 0,8089 | 0,8125 | 2,26 | 37,03 | 1,4515 | 12,09 |
| 36 | 260-270 | 1,96 | 35,61 | 0,8131 | 0,8167 | 2 | 39,03 | 1,4531 | 12,1 |
| 37 | 270-280 | 2,26 | 37,87 | 0,8183 | 0,8218 | 2,28 | 41,31 | 1,4563 | 12,1 |
| 38 | 280-290 | 1,98 | 39,85 | 0,8208 | 0,8243 | 2 | 43,31 | 1,4577 | 12,14 |
| 39 | 290-300 | 2,1 | 41,95 | 0,8236 | 0,8271 | 2,11 | 45,42 | 1,4588 | 12,17 |
| 40 | 300-310 | 2,41 | 44,36 | 0,8256 | 0,8291 | 2,41 | 47,83 | 1,4597 | 12,21 |
| 41 | 310-320 | 2,38 | 46,74 | 0,8305 | 0,8340 | 2,38 | 50,21 | 1,4620 | 12,21 |
| 42 | 320-330 | 1,26 | 48,00 | 0,8349 | 0,8383 | 1,24 | 51,45 | 1,4641 | 12,07 |

Tableau V.6 : Résultats de la distillation TBP sous vide à 10 mm Hg

| Fractio N° | Température °C à 760 mmHg | % Poids | % Poids cumulés | Densité à 20 °C | Densité à 15 °C | % Volume | % Volumes cumulés | Indice de Réfraction 20°C | K _{UOP} |
|---------------|---------------------------------|------------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------|-------------------------|---------------------------------|------------------|
| 43 | 330-340 | 2,52 | 50,52 | 0,8373 | 0,8407 | 2,49 | 53,94 | 1,4655 | 12,25 |
| 44 | 340-350 | 2,21 | 52,73 | 0,8391 | 0,8425 | 2,18 | 56,12 | 1,4662 | 12,29 |
| 45 | 350-360 | 2,13 | 54,86 | 0,8407 | 0,8441 | 2,09 | 58,21 | 1,4675 | 12,33 |
| 46 | 360-370 | 1,56 | 56,42 | 0,8462 | 0,8496 | 1,54 | 59,75 | 1,4706 | 12,32 |
| 47 | 370-375 | 1,25 | 57,67 | 0,8481 | 0,8515 | 1,21 | 60,96 | 1,4716 | 12,34 |
| 48 | 375-380 | 1,1 | 58,77 | 0,8499 | 0,8533 | 1,08 | 62,04 | 1,4725 | 12,34 |
| résidu | 380 ⁺ | 41,23 | 100 | 0,8997 | 0,9031 | 37,96 | 100 | 1,5035 | 12,29 |

Tableau V.7: Résultats de la distillation TBP atmosphérique du brut3

| N° Fractions | Température en °C à 760 mmHg | % Poids | % Poids Cumulés | *Densité à 20°C, g/cm ³ | *Densité à 15°C, g/cm ³ | % Volume | % Volumes Cumulés | Indice de Réfraction à 20°C | Kuop |
|---------------------|------------------------------|---------|-----------------|------------------------------------|------------------------------------|----------|-------------------|-----------------------------|-------|
| Légers (C5-) | < PI=15,3 | 2,8 | 2,8 | * | * | 3,83 | 3,83 | - | - |
| 1 | 15,3-65 | 4,49 | 7,29 | 0,6468 | 0,6517 | 5,59 | 9,42 | 1,37 | 12,66 |
| 2 | 65-70 | 1,24 | 8,53 | 0,6946 | 0,6992 | 1,43 | 10,85 | 1,3943 | 12,44 |
| 3 | 70-75 | 1,75 | 10,28 | 0,7077 | 0,7123 | 1,99 | 12,84 | 1,3979 | 11,97 |
| 4 | 75-80 | 0,86 | 11,14 | 0,7091 | 0,7136 | 0,99 | 13,83 | 1,3994 | 12,01 |
| 5 | 80-85 | 0,49 | 11,63 | 0,716 | 0,7205 | 0,55 | 14,38 | 1,4022 | 11,95 |
| 6 | 85-90 | 1,96 | 13,59 | 0,7174 | 0,7219 | 2,20 | 16,58 | 1,404 | 11,98 |
| 7 | 90-95 | 1,38 | 14,97 | 0,722 | 0,726 | 1,54 | 18,12 | 1,4062 | 11,96 |
| 8 | 95-100 | 0,66 | 15,63 | 0,7221 | 0,7266 | 0,75 | 18,87 | 1,4063 | 12,01 |
| 9 | 100-105 | 1,68 | 17,31 | 0,7232 | 0,7277 | 1,87 | 20,74 | 1,4065 | 12,05 |
| 10 | 105-110 | 0,47 | 17,78 | 0,7247 | 0,7292 | 0,52 | 21,26 | 1,4076 | 12,08 |
| 11 | 110-115 | 0,88 | 18,66 | 0,7251 | 0,7296 | 0,99 | 22,25 | 1,408 | 12,12 |
| 12 | 115-120 | 0,5 | 19,16 | 0,7296 | 0,7341 | 0,55 | 22,80 | 1,4099 | 12,10 |
| 13 | 120-125 | 0,76 | 19,92 | 0,7307 | 0,7352 | 0,85 | 23,65 | 1,4105 | 12,13 |
| 14 | 125-130 | 0,98 | 20,9 | 0,7338 | 0,7383 | 1,09 | 24,74 | 1,4128 | 12,13 |
| 15 | 130-135 | 1,44 | 22,34 | 0,7425 | 0,7469 | 1,56 | 26,30 | 1,4166 | 12,04 |
| 16 | 135-140 | 0,98 | 23,32 | 0,7449 | 0,7493 | 1,06 | 27,36 | 1,4183 | 12,05 |
| 17 | 140-145 | 1,15 | 24,47 | 0,7511 | 0,7555 | 1,25 | 28,61 | 1,4211 | 12,00 |
| 18 | 145-150 | 0,84 | 25,31 | 0,7568 | 0,7612 | 0,91 | 29,52 | 1,4251 | 11,96 |
| 19 | 150-155 | 1,1 | 26,41 | 0,7598 | 0,7642 | 1,18 | 30,70 | 1,4269 | 11,96 |
| 20 | 155-160 | 0,82 | 27,23 | 0,7614 | 0,7658 | 0,88 | 31,58 | 1,427 | 11,98 |
| 21 | 160-165 | 1,13 | 28,36 | 0,7635 | 0,7679 | 1,19 | 32,77 | 1,4281 | 12,00 |
| 22 | 165-170 | 0,98 | 29,34 | 0,7655 | 0,7699 | 1,03 | 33,80 | 1,4294 | 12,01 |
| 23 | 170-175 | 1,26 | 30,6 | 0,7656 | 0,77 | 1,34 | 35,14 | 1,4295 | 12,06 |
| 24 | 175-180 | 0,93 | 31,53 | 0,768 | 0,7723 | 0,73 | 35,87 | 1,4299 | 12,05 |
| 25 | 180-185 | 0,59 | 32,12 | 0,7739 | 0,778 | 0,63 | 36,50 | 1,4327 | 12,02 |
| 26 | 185-190 | 0,81 | 32,93 | 0,7753 | 0,7793 | 0,84 | 37,34 | 1,434 | 12,04 |
| 27 | 190-195 | 1,07 | 34 | 0,7757 | 0,7797 | 1,11 | 38,45 | 1,4343 | 12,08 |
| 28 | 195-200 | 1,07 | 35,07 | 0,7804 | 0,7842 | 1,10 | 39,55 | 1,4368 | 12,05 |
| 29 | 200-205 | 0,89 | 35,96 | 0,7835 | 0,7872 | 0,93 | 40,48 | 1,4376 | 12,05 |
| 30 | 205-210 | 0,51 | 36,47 | 0,7848 | 0,7885 | 0,52 | 41,00 | 1,4389 | 12,07 |
| 31 | 210-215 | 0,76 | 37,23 | 0,785 | 0,7887 | 0,78 | 41,78 | 1,4391 | 12,11 |
| 32 | 215-220 | 1,95 | 39,18 | 0,7976 | 0,8012 | 1,99 | 43,77 | 1,4438 | 11,96 |

Tableau V.8 : Résultats de la distillation TBP sous vide à 40 mm Hg

| Fractio N° | Température °C à 760 mmHg | % Poids | % Poids cumulés | Densité à 20 °C | Densité à 15 °C | % Volume | % Volumes cumulés | Indice de Réfraction 20°C | K _{UOP} |
|---------------|---------------------------------|------------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------|----------------------|---------------------------------|------------------|
| 33 | 220-230 | 1,28 | 40,46 | 0,799 | 0,8026 | 1,29 | 45,06 | 1,445 | 12,00 |
| 34 | 230-240 | 1,9 | 42,36 | 0,8005 | 0,8171 | 1,93 | 46,99 | 1,4461 | 12,06 |
| 35 | 240-250 | 2,02 | 44,38 | 0,8064 | 0,822 | 2,02 | 49,01 | 1,4495 | 12,05 |
| 36 | 250-260 | 1,45 | 45,83 | 0,8117 | 0,8267 | 1,44 | 50,45 | 1,452 | 12,05 |
| 37 | 260-270 | 1,88 | 47,71 | 0,8155 | 0,8311 | 1,86 | 52,31 | 1,4542 | 12,07 |
| 38 | 270-280 | 1,66 | 49,37 | 0,8208 | 0,8346 | 1,63 | 53,94 | 1,4571 | 12,07 |
| 39 | 280-290 | 1,86 | 51,23 | 0,8225 | 0,8358 | 1,84 | 55,78 | 1,4581 | 12,11 |
| 40 | 290-300 | 1,58 | 52,81 | 0,8248 | 0,838 | 1,56 | 57,34 | 1,4593 | 12,15 |
| 41 | 300-310 | 2,02 | 54,83 | 0,8292 | 0,8429 | 1,98 | 59,32 | 1,4613 | 12,16 |
| 42 | 310-320 | 1,31 | 56,14 | 0,8352 | 0,8488 | 1,28 | 60,60 | 1,4642 | 12,14 |

Tableau V.9: Résultats de la distillation TBP sous vide à 10 mm Hg

| Fractio N° | Température °C à 760 mmHg | % Poids | % Poids cumulés | Densité à 20 °C | Densité à 15 °C | % Volume | % Volumes cumulés | Indice de Réfraction 20°C | K _{UOP} |
|---------------|---------------------------------|------------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------|-------------------------|---------------------------------|------------------|
| 43 | 320-330 | 0,63 | 56,77 | 0,8365 | 0,8595 | 0,62 | 61,22 | 1,4652 | 12,19 |
| 44 | 330-340 | 0,74 | 57,51 | 0,8378 | 0,8631 | 0,71 | 61,93 | 1,4656 | 12,24 |
| 45 | 340-350 | 1,83 | 59,34 | 0,8395 | 0,8657 | 1,76 | 63,69 | 1,4669 | 12,28 |
| 46 | 350-360 | 2,93 | 62,27 | 0,8432 | 0,8686 | 2,82 | 66,51 | 1,4688 | 12,29 |
| 47 | 360-370 | 1,72 | 63,99 | 0,847 | 0,8715 | 1,64 | 68,15 | 1,4708 | 12,30 |
| 48 | 370-375 | 0,41 | 64,4 | 0,8493 | 0,8729 | 0,39 | 68,54 | 1,4718 | 12,31 |
| 49 | 375-380 | 1,4 | 65,8 | 0,8508 | 0,8734 | 1,33 | 69,87 | 1,473 | 12,37 |
| 50 | 380-530 | 19,11 | 84,91 | 0,8828 | 0,8979 | 17,50 | 87,37 | 1,4932 | 12,20 |
| résidu | 530+ | 15,09 | 100 | 0,9665 | 1,0221 | 12,63 | 100,00 | - | 11,70 |

La conversion des masses volumiques de 20°C à 15°C est effectuée selon les tables ASTM D1250-80.

(*) : La masse volumiques des légers n'a pu être calculé à partir de la composition chromatographique et ce, pour des raisons techniques.

(**) : La masse volumique du résidu 380⁺ °C aux températures 20°C et 15°C ont été obtenues par calcul.

Tableau V.10: Condition de la distillation du brut et ses fractions :

Une charge de 1.089L du 1^{er} mélange et 1.262L du 2eme mélange ont été distillée dans les conditions indiquées dans le tableau ci-dessous :

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

Tableau V.11: Correspondance pression-température distillation (abaque beale et doscksey)

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

Tableau V.12 : Les résultats de distillation TBP de mélange 1 :

| Fraction | Température °C | % Poids | % poids cumulé | % volume | %volume cumulé | Densité à 20°C | Densité à 15 °C | Kuop |
|----------|----------------|---------|----------------|----------|----------------|----------------|-----------------|-------|
| 1 | c 5 | 2,58 | 2,58 | 3,51 | 3,51 | - | - | - |
| 2 | pi -80 | 8,33 | 10,91 | 10,02 | 15,12 | 0,6655 | 0,6702 | 12,41 |
| 3 | 80-90 | 1,84 | 12,75 | 2,08 | 17,20 | 0,7057 | 0,7103 | 12,15 |
| 4 | 90 -100 | 3,55 | 16,30 | 3,95 | 21,15 | 0,7197 | 0,7242 | 12,03 |
| 5 | 100 -150 | 12,31 | 28,61 | 13,27 | 34,42 | 0,7428 | 0,7472 | 11,97 |
| 6 | 150 -175 | 6,64 | 35,25 | 6,87 | 41,30 | 0,7735 | 0,7776 | 11,85 |
| 7 | 175 -230 | 11,81 | 47,06 | 11,93 | 53,22 | 0,7942 | 0,7978 | 11,89 |
| 8 | 230- 250 | 4,17 | 51,23 | 4,11 | 57,33 | 0,814 | 0,8176 | 11,90 |
| 9 | 250 -375 | 23,44 | 74,67 | 22,16 | 79,49 | 0,8486 | 0,852 | 11,93 |
| 10 | 375-400 | 7,88 | 82,54 | 7,28 | 86,77 | 0,8684 | 0,8718 | 12,14 |
| 11 | 400 | 15,37 | 97,92 | 13,23 | 100,00 | 0,9326 | 0,9359 | 11,38 |

Tableau V.13 : Les résultats de distillation TBP de mélange 2 :

| Fraction | température °C | % poids | % poids cumules | % volume | % volume cumulée | densité a 20 °C | Densité a 15 °C | Koup |
|----------|----------------|---------|-----------------|----------|------------------|-----------------|-----------------|-------|
| 1 | c 5 | 2,34 | 2,34 | 4,15 | 4,15 | - | - | - |
| 2 | pi -80 | 7,84 | 10,18 | 9,44 | 13,59 | 0,665 | 0,6697 | 12,11 |
| 3 | 80-90 | 1,36 | 11,55 | 1,55 | 15,14 | 0,7051 | 0,7079 | 11,70 |
| 4 | 90 -100 | 4,55 | 16,09 | 5,09 | 20,23 | 0,716 | 0,7205 | 11,55 |
| 5 | 100 -150 | 11,49 | 27,58 | 12,38 | 32,60 | 0,7441 | 0,7485 | 11,28 |
| 6 | 150 -175 | 8,13 | 35,71 | 8,40 | 41,01 | 0,7755 | 0,7795 | 11,03 |
| 7 | 175 -230 | 9,76 | 45,47 | 9,83 | 50,84 | 0,7964 | 0,8 | 10,95 |
| 8 | 230- 250 | 4,28 | 49,75 | 4,23 | 55,07 | 0,8135 | 0,8171 | 10,89 |
| 9 | 250 -375 | 23,77 | 73,52 | 22,49 | 77,57 | 0,8485 | 0,8519 | 10,76 |
| 10 | 375-400 | 3,41 | 76,92 | 3,12 | 80,68 | 0,8774 | 0,8808 | 10,70 |
| 11 | 400 | 22,47 | 99,39 | 19,32 | 100,00 | 0,9345 | 0,9378 | - |

Calcul :**A. Densité :**

Densité du brut à 15 °C converti au degré API :

$$\text{DegréAPI} = \frac{141.5}{\text{Specificgravity}} - 131.5$$

Détermination de Spécif-gravité :

$$\text{spesifique gravité} = \frac{d_4^{15}}{0.99904}$$

Les densités des coupes à 15°C :

Elles sont obtenues par les **tables ASTM D1250-80 TOME VIII 53B** de la conversion des densités de 20°C à 15°C par lecture sur table. (Voir l'Annexe).

B. % poids des coupes distillées :

$$\begin{array}{lcl} \% \text{ poids des coupes} & \longrightarrow & \% \text{ poids totale du brut} \\ \text{Charge des coupes} & \longrightarrow & \text{charge totale du brut} \end{array}$$

$$\% \text{poids} = \frac{\text{charge des coupes} * \% \text{ poids totale du brut}}{\text{charge totale du brut}}$$

➤ Avec : La charge des coupes = [(piège + fraction) - piège vide]

C. % Volume des coupes distillées :

La loi générale :

$$\rho = \frac{m}{V}$$

Avec : ρ = la densité de pétrole
 m = le poids du pétrole
 V = le volume du pétrole

Donc :

$$\% V = \frac{Pi/di}{Pt/dt} \times 100$$

$$\% V_i = \frac{V_i}{V_t} \times 100 = \frac{Pi/di}{Pt/dt} \times 100$$

$$\% V_i = \frac{Pi}{Pt} \times 100 \times \frac{dt}{di}$$

$$\% V_i = \% P_i \times \frac{dt}{di}$$

Avec :

- **P_i** : poids de chaque coupe.
- **P_t** : poids du brut.
- **d_i** : densité de chaque coupe à 15°C
- **d_t** : densité du brut à 15 °C

D. Facteur de caractérisation Kuop :

Il est directement lié à la température d'ébullition moyenne et la masse volumique du produit pétrolier selon la formule :

$$K_{UOP} = \frac{\sqrt[3]{T_{eb}}}{SP. gr60/60}$$

Où T_{eb} est la température d'ébullition exprimée en degrés Rankine (°R). Est converti à °C selon la formule :

$$\text{°R} = 1,8\text{°C} + 491,67$$

ANNEXES B



Figures IV.1 : appareil pour détermination de la Tension de vapeur Reid



Figures IV.2 : appareil pour détermination de l'indice d'acidité



Figure IV.3 : Appariel de détermination de la Teneur en eau et sédiments (BSW)



Figure IV.4. Appareil de détermination de la teneur en soufre par fluorescence rayon X.



Figure IV.5 : Appareil de détermination de la Teneur en Asphaltènes.

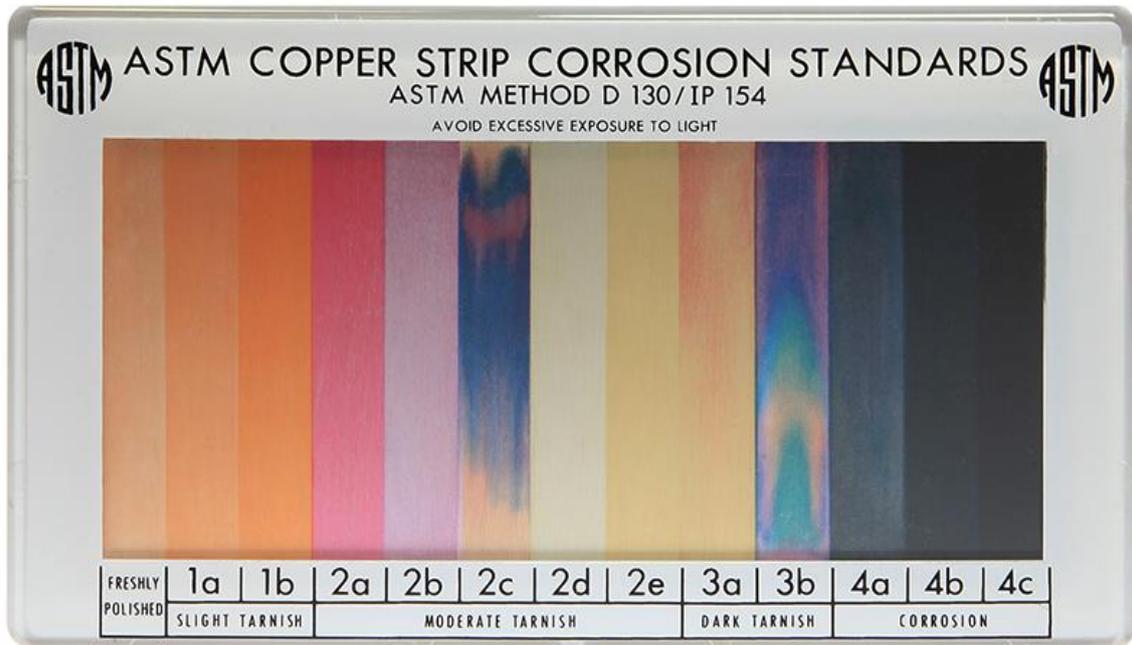


Figure I V.6 : Table de séries de couleurs de référence de la Corrosion à la lame de cuivre.



Figure IV.7 : Bain thermostaté pour la viscosité cinématique manuelle (Type de capillaire : CANNON FENSKE).



Figure IV.8 : Appareil de Distillation TBP ASTM D2892



Figure IV.9 : Appareil de Distillation ASTM D86



Figure IV.10 : Appareil de détermination de la Densité
(Densimètre électrique à tube en U oscillant)



Figure IV.11. Appareil de détermination de point de congélation et point de trouble

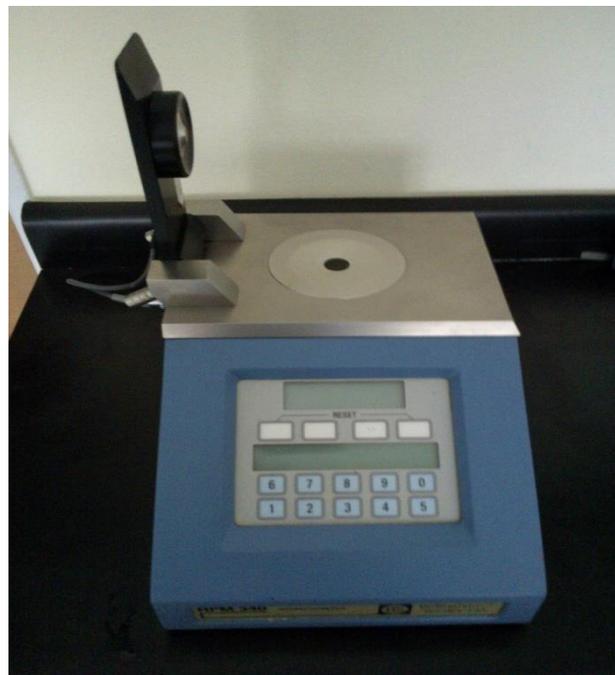
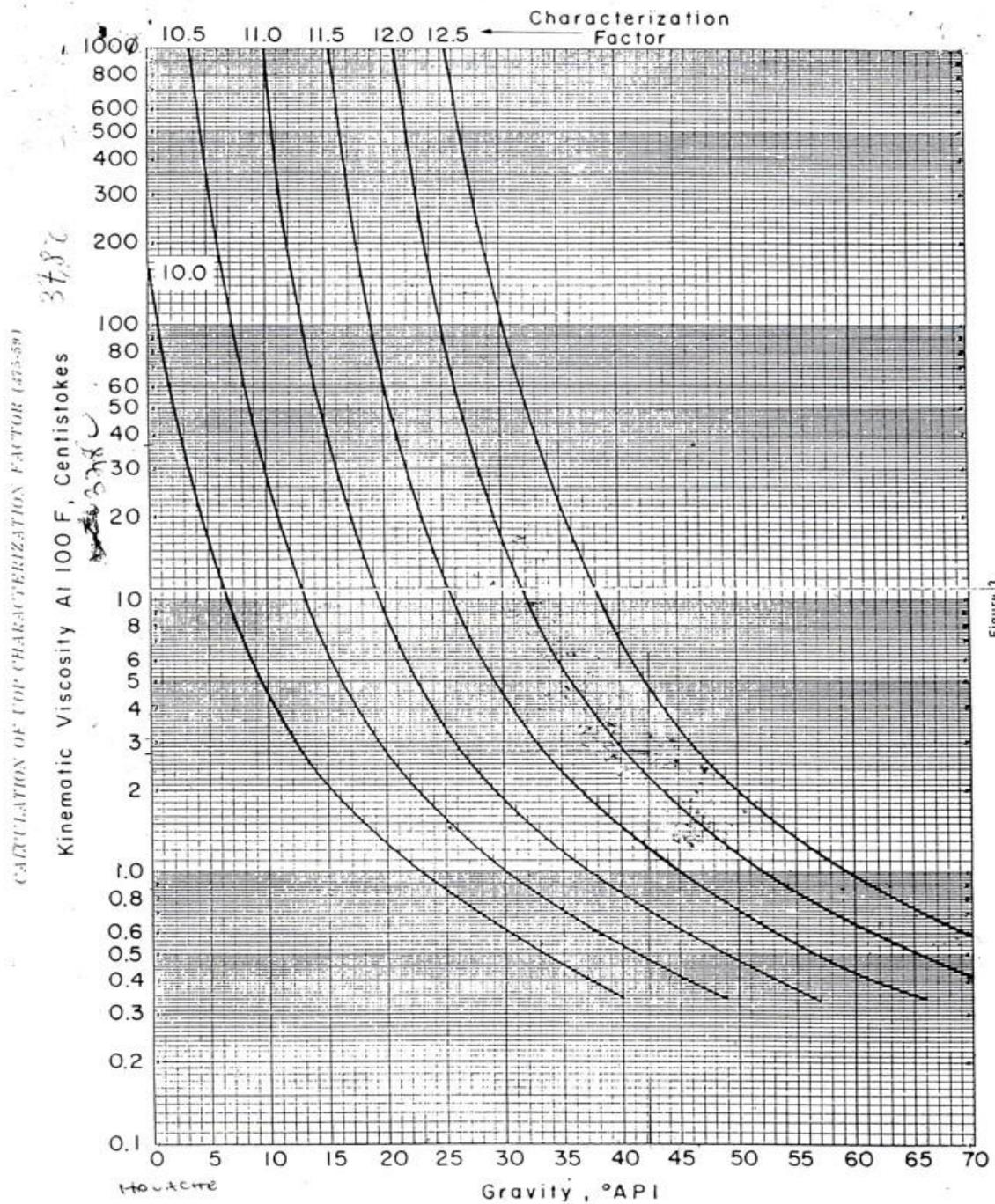


Figure IV.12 : Appareil de détermination de l'indice de réfraction « Réfractomètre ».



Figure IV.13 : Appareil semi-automatique de la distillation des produits pétroliers à pression réduites ASTM D1160.



Figures IV.1 Abaque de détermination de Facteur de caractérisation KUOP à partir de La Viscosité à 100 F et le ° API « UOP Method 375 ».

Figures IV.2 Abaque de détermination du poids moléculaire à partir de facteur de caractérisation Kuop et la densité en specificgravity.

TABLE 53B, GENERALIZED PRODUCTS
DENSITY CORRECTION TO 15 C

| TEMP. C | DENSITY AT OBSERVED TEMPERATURE | | | | | | | | | | TEMP. C | |
|------------|---------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------------|-------|
| | 653.0 | 655.0 | 657.0 | 659.0 | 661.0 | 663.0 | 665.0 | 667.0 | 669.0 | 671.0 | | 673.0 |
| 16.50 | 654.4 | 656.4 | 658.4 | 660.4 | 662.4 | 664.4 | 666.4 | 668.4 | 670.4 | 672.4 | 674.4 | 16.50 |
| 16.75 | 654.7 | 656.7 | 658.7 | 660.7 | 662.7 | 664.7 | 666.6 | 668.6 | 670.6 | 672.6 | 674.6 | 16.75 |
| 17.00 | 654.9 | 656.9 | 658.9 | 660.9 | 662.9 | 664.9 | 666.9 | 668.9 | 670.9 | 672.9 | 674.9 | 17.00 |
| 17.25 | 655.1 | 657.1 | 659.1 | 661.1 | 663.1 | 665.1 | 667.1 | 669.1 | 671.1 | 673.1 | 675.1 | 17.25 |
| 17.50 | 655.4 | 657.4 | 659.4 | 661.4 | 663.4 | 665.4 | 667.4 | 669.4 | 671.3 | 673.3 | 675.3 | 17.50 |
| 17.75 | 655.6 | 657.6 | 659.6 | 661.6 | 663.6 | 665.6 | 667.6 | 669.6 | 671.6 | 673.6 | 675.6 | 17.75 |
| 18.00 | 655.9 | 657.8 | 659.8 | 661.8 | 663.8 | 665.8 | 667.8 | 669.8 | 671.8 | 673.8 | 675.8 | 18.00 |
| 18.25 | 656.1 | 658.1 | 660.1 | 662.1 | 664.1 | 666.1 | 668.1 | 670.1 | 672.1 | 674.1 | 676.0 | 18.25 |
| 18.50 | 656.3 | 658.3 | 660.3 | 662.3 | 664.3 | 666.3 | 668.3 | 670.3 | 672.3 | 674.3 | 676.3 | 18.50 |
| 18.75 | 656.6 | 658.6 | 660.6 | 662.6 | 664.5 | 666.5 | 668.5 | 670.5 | 672.5 | 674.5 | 676.5 | 18.75 |
| 19.00 | 656.8 | 658.8 | 660.8 | 662.8 | 664.8 | 666.8 | 668.8 | 670.8 | 672.8 | 674.8 | 676.7 | 19.00 |
| 19.25 | 657.1 | 659.0 | 661.0 | 663.0 | 665.0 | 667.0 | 669.0 | 671.0 | 673.0 | 675.0 | 677.0 | 19.25 |
| 19.50 | 657.3 | 659.3 | 661.3 | 663.3 | 665.3 | 667.2 | 669.2 | 671.2 | 673.2 | 675.2 | 677.2 | 19.50 |
| 19.75 | 657.5 | 659.5 | 661.5 | 663.5 | 665.5 | 667.5 | 669.5 | 671.5 | 673.5 | 675.5 | 677.5 | 19.75 |
| 20.00 | 657.8 | 659.8 | 661.7 | 663.7 | 665.7 | 667.7 | 669.7 | 671.7 | 673.7 | 675.7 | 677.7 | 20.00 |
| 20.25 | 658.0 | 660.0 | 662.0 | 664.0 | 666.0 | 668.0 | 669.9 | 671.9 | 673.9 | 675.9 | 677.9 | 20.25 |
| 20.50 | 658.2 | 660.2 | 662.2 | 664.2 | 666.2 | 668.2 | 670.2 | 672.2 | 674.2 | 676.2 | 678.1 | 20.50 |
| 20.75 | 658.5 | 660.5 | 662.5 | 664.4 | 666.4 | 668.4 | 670.4 | 672.4 | 674.4 | 676.4 | 678.4 | 20.75 |
| 21.00 | 658.7 | 660.7 | 662.7 | 664.7 | 666.7 | 668.7 | 670.7 | 672.6 | 674.6 | 676.6 | 678.6 | 21.00 |
| 21.25 | 659.0 | 660.9 | 662.9 | 664.9 | 666.9 | 668.9 | 670.9 | 672.9 | 674.9 | 676.9 | 678.8 | 21.25 |
| 21.50 | 659.2 | 661.2 | 663.2 | 665.2 | 667.1 | 669.1 | 671.1 | 673.1 | 675.1 | 677.1 | 679.1 | 21.50 |
| 21.75 | 659.4 | 661.4 | 663.4 | 665.4 | 667.4 | 669.4 | 671.4 | 673.4 | 675.3 | 677.3 | 679.3 | 21.75 |
| 22.00 | 659.7 | 661.6 | 663.6 | 665.6 | 667.6 | 669.6 | 671.6 | 673.6 | 675.6 | 677.6 | 679.5 | 22.00 |
| 22.25 | 659.9 | 661.9 | 663.9 | 665.9 | 667.9 | 669.8 | 671.8 | 673.8 | 675.8 | 677.8 | 679.8 | 22.25 |
| 22.50 | 660.1 | 662.1 | 664.1 | 666.1 | 668.1 | 670.1 | 672.1 | 674.0 | 676.0 | 678.0 | 680.0 | 22.50 |
| 22.75 | 660.4 | 662.4 | 664.3 | 666.3 | 668.3 | 670.3 | 672.3 | 674.3 | 676.3 | 678.3 | 680.3 | 22.75 |
| 23.00 | 660.6 | 662.6 | 664.6 | 666.6 | 668.6 | 670.5 | 672.5 | 674.5 | 676.5 | 678.5 | 680.5 | 23.00 |
| 23.25 | 660.9 | 662.8 | 664.8 | 666.8 | 668.8 | 670.8 | 672.8 | 674.8 | 676.7 | 678.7 | 680.7 | 23.25 |
| 23.50 | 661.1 | 663.1 | 665.1 | 667.0 | 669.0 | 671.0 | 673.0 | 675.0 | 677.0 | 679.0 | 681.0 | 23.50 |
| 23.75 | 661.3 | 663.3 | 665.3 | 667.3 | 669.3 | 671.3 | 673.2 | 675.2 | 677.2 | 679.2 | 681.2 | 23.75 |
| 24.00 | 661.6 | 663.5 | 665.5 | 667.5 | 669.5 | 671.5 | 673.5 | 675.5 | 677.4 | 679.4 | 681.4 | 24.00 |

OBSERVED DENSITY = 653.0 TO 673.0

4

* DENOTES EXTRAPOLATED VALUE

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

Figures IV.3 Table de conversion des masses volumiques ASTM D1250-80
TOME VII 53B

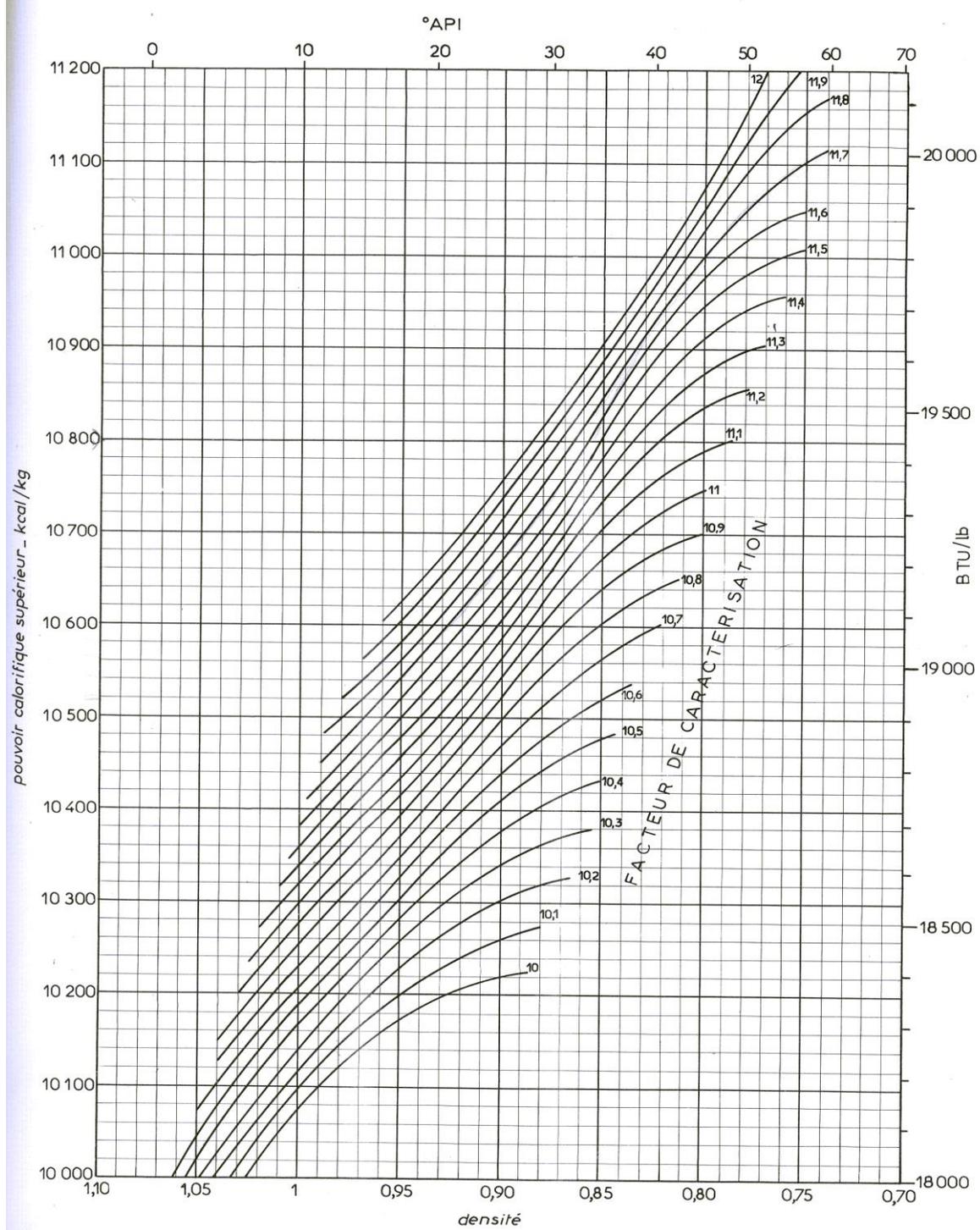


Figure IV. 4 Le diagramme de pouvoir calorifique supérieur des combustibles liquides.

