

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université de Larbi Tébessi
Faculté des Sciences Exactes et des Sciences de la Nature et de la Vie
Département: Sciences de la matière



MEMOIRE DE MASTER
Domaine : Sciences de la matière
Filière : chimie
Option : Chimie organique et matériaux organiques

Thème

Prévision des propriétés physiques et chimiques des hydrocarbures purs et des fractions pétrolières pour un brut de référence algérienne (Sahara blend)

Présenté par :

DJEDDI Abdelghani

Devant le jury :

GRAIDIA Amel	MAA U. Tébessa	Président
BELGHIT Chafik	MAA U. Tébessa	Rapporteur
LEHESASNA Souhir	MAA U. Tébessa	Examineur

Date de soutenance : 23/05/2017

Dédicace

Je dédie ce travail

A mes parents

A Ma chère femme

A mes sœurs et frères

A toute ma famille, proche ou éloignée

A tous mes amis

REMERCIEMENTS

Ce travail a été réalisé au laboratoire de caractérisation des produits pétroliers au niveau de Centre de recherche et développement - Boumerdes, sous la direction de Madame Boufadane Karima, et ses collaborateurs : KHODAS Khaled, MENACER Mohamed, Ait IDIR Mahrez.

Avant toute chose je remercie Dieu tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour accomplir ce travail.

Je tiens à exprimer toute ma gratitude à Monsieur le Professeur Belghit Chafik, pour m'avoir orienté et soutenu tout au long de ce travail.

J'exprime une énorme reconnaissance aux enseignants de département des sciences de la matière pour m'avoir consacré de ses temps, pour ses aides, son soutien et ses encouragements.

J'exprime une reconnaissance particulière à mes collègues : Selmi Mohamed Sadek et Zerfaoui Djamel, Hamdi Nabil et tous personnels de SONATRACH .DP, secteur Djebel Onk. Pour son aide, son soutien et ses précieux conseils.

Je tiens à remercier Mr GOUASMIA Abdelkrim professeur Université Larbi Tébessi, pour m'avoir fait l'honneur de m'orienter

Je tiens à exprimer mes remerciements à madame A. Graïdia, MAA, Université Larbi Tébessi, pour m'avoir fait l'honneur d'accepter de présider le jury.

Je tiens à exprimer mes remerciements à madame S. Lehasna, MAA, Université Larbi Tébessi, Pour avoir accepté de faire partie de ce jury.

ملخص

الهدف الرئيسي من هذه الدراسة هو معرفة الخواص الفيزيوكيميائية و الترموديناميكية للمواد البترولية مستخدمين في ذلك تقنيات تحليل مختلفة . ومع ذلك، فإن بعض لها طرق تحليل طويلة وتتطلب معدات باهظة الثمن .حيث غالبا ما يتم استبدالها بطرق المعادلات الحسابية لتحديد قيمها العددية. مهمتنا هي إجراء تجارب نظامية من أجل تحليل النفط الخام. وفي مقارنة ثانية ولتحديد قيم الخصائص الحرجة قمنا باستخدام المعادلات الحسابية النظرية ومقارنتها بمعادلات عملية. وقد أسفرت عن نتائج يمكن الاعتماد عليها.

كلمات مفتاحية: التقطير، جزء البترول، المستخلصات النفطية، تجربة نظامية، ASTM، والخصائص الحرجة، التخصيص،

Résumé

L'objectif de la présente étude est la connaissance des propriétés physico-chimiques et thermodynamiques de pétrole brut et ses fractions pétrolières fait appel à différentes techniques de caractérisation. Cependant, une partie des cas, des méthodes utilisées sont longues et dépendant d'un matériel coûteux. C'est pourquoi les techniques permettant la détermination de ces grandeurs sont souvent remplacées par des méthodes de calcul, par des corrélations.

Notre travail consiste à réaliser des essais normalisés pour caractériser le pétrole brut.

Dans une seconde approche, et pour calculer les propriétés critiques, nous avons utilisé des corrélations de la littérature comparées à d'autre méthode empirique, elles présentent une bonne fiabilité.

Mots clés : Distillation, fraction pétrolière, coupes pétrolières, essai normalisée, ASTM, propriétés critiques, caractérisation,

Abstract

The objective of this study is to know the physicochemical and thermodynamic properties of crude oil and its cuts using different analytical techniques. However, some of the cases, methods used are long and dependent on expensive equipment. This is why the techniques for determining these quantities are often replaced by calculation methods, by correlations. Our job is to realize a standardized test to characterize crude oil.

In a second approach, and in order to calculate the critical properties, correlations of the literature have been used compared to other empirical methods and have good reliability.

Key words: Distillation, petroleum fractions, petroleum cuts, standardized test, ASTM, critical properties, characterization,

SOMMAIRE

Introduction Générale	1
CHAPITRE I	2
I-Généralités sur le pétrole.....	2
I-1 Introduction.....	2
I-2 Classification des pétroles bruts.....	3
I-3 Etude géologique des hydrocarbures.....	3
I-3-1 Origine des pétroles.....	4
I-3-2 Bassins sédimentaires des pétroles et des gaz.....	4
3-3 Réserves des pétroles et des gaz en Algérie.....	5
I-4 L'exploitation pétrolière.....	5
I-4-1 La découverte du champ.....	6
I-4-2 L'évaluation du champ.....	6
I-4-3 La production du champ.....	7
I-4-4 L'abandon du champ.....	7
I-5 Le transport et le stockage de pétrole.....	7
I-5-1 Le transport par voie maritime.....	8
I-5-2 Le transport par voie terrestre.....	8
I-5-3 Le stockage du pétrole.....	8
I-6 Composition des pétroles bruts.....	8
I-6-1 Définition de pétrole.....	8
I-6-2 Composition des pétroles bruts et des produits pétroliers.....	9
I-6-2-1 hydrocarbures.....	9
a) les paraffines (aliphatiques saturés ou alcanes).....	9
b) Les aromatiques.....	10
c) Les oléfines (hydrocarbures aliphatiques insaturés ou alcènes).....	10
I-6-2-2 Composés autres que les hydrocarbures.....	11
a) Composés soufrés.....	11
b) Composés oxygénés.....	12
c) Composés azotés.....	12
d) Composés organométalliques.....	12
e) Composés chimiquement mal définis.....	12
I-7 Conclusion.....	13

SOMMAIRE

CHAPITRE II	14
II- Technique de séparation et de transformation de pétrole.....	14
II- 1 Introduction.....	14
II- 2 Raffinage de pétrole.....	14
II- 3 Distillation.....	15
II- 3-1 Principe de la distillation	16
II- 3-2 Distillation analytique des produits pétroliers légers	16
II- 3-2-1 Distillation ASTM (American Society for Testing Materials):	16
II- 3-2-2 Distillation TBP (True Boiling Point)	17
II- 3-2-3 Distillation simulée par chromatographie gazeuse	18
II- 3-3 Découpage du pétrole brut	18
II- 3-4 Distillation sous pression réduite des produits pétroliers	19
II- 4 Conclusion.....	19
CHAITRE III	20
III-Etude des propriétés physico-chimiques et thermodynamiques des hydrocarbures.....	20
III-1 Introduction	20
III-2 Spécification et normalisation.....	20
III.3. Les principales propriétés et essais normalisées sur le pétrole brut.....	20
III-3-1 Volatilité :	21
III-3-1-1 Densité (specific gravity)	21
a) Détermination de la densité	22
b) Calcule de la densité.....	23
III-3-6-1 La masse molaire.....	23
❖ Pour un corps purs ou mélange des corps purs	24
❖ Pour une fraction pétrolière.....	24
> Méthode de Riazi-Daubert.....	24
> Equation de Huang.....	24
❖ Pour le mélange des fractions pétrolières.....	25
III-3-1-3 Pression (ou Tension) de vapeur.....	26
a) Détermination de la pression de vapeur REID (TVR)	26
b) Calcul de la TVR.....	26
III-3-4 Point d'éclair (point de flash)	27
III-3-4-1 Détermination de point d'éclair	28
III-3-2 Fluidité.....	28

SOMMAIRE

III-3-2-1 La Viscosité.....	28
a) Viscosité dynamique.....	28
b) Viscosité cinématique.....	29
> Détermination de la viscosité de pétrole.....	29
> Calcul de la viscosité.....	30
III-3-2-2 Points de trouble, de congélation et d'écoulement.....	31
a) Point de trouble.....	31
b) Point de congélation.....	31
c) Point d'écoulement.....	31
d) Détermination des points et de trouble et d'écoulement des produits pétroliers.....	31
II-3-3 Combustion.....	32
III-3-3-1 Pouvoir calorifique.....	32
a) Détermination de pouvoir calorifique.....	33
III-3-3-2 Résidu de carbone Conradson (CCR)	33
a) Détermination de Résidu de carbone Conradson.....	34
III-3-3-2 L'indice d'octane (NO)	35
a) Détermination de l'indice d'octane.....	35
❖ Sensibilité du carburant.....	36
III-3-3-2 Indice de cétane.....	37
a) Détermination de l'indice de cétane.....	37
a) Indice de cétane calculé.....	37
III-3-3-2 Le point de fumée (Smoke point)	38
b) Point de fumée calculée.....	39
III-3-4 Les propriétés optiques.....	39
III-3-4-1 Indice de réfraction	39
a) Détermination de l'Indice de réfraction.....	40
a) Calculé de l'indice de réfraction.....	40
III-3-4-2 Indice de corrélation.....	41
III-3-5 Les propriétés thermodynamiques.....	41
III-3-5-1 La capacité calorifique.....	41
III-3-5-2 Enthalpie et enthalpie de formation:	41
III-3-5-3 Entropie	41
III-3-6 Les propriétés spécifiques calculées au pétrole	42
III-3-6-1 Facteur de caractérisation Watson (Kuop)	42

SOMMAIRE

III-3-6-3 Paramètre (I/d)	42
III-3-7 Propriétés critiques.....	43
III-3-7-1 Interprétation des courbes (P-V-T)	44
III-3-7-2 Détermination des propriétés critiques.....	44
III-3-7-3 Calcul des propriétés critiques.....	45
a) Température critique.....	46
❖ Cas des corps purs	46
> Corrélation de Joback.....	46
❖ Cas des mélanges de corps purs et des fractions pétrolières.....	46
> Règle de Kay.....	46
> Equation de Riazi-daubert	46
> Corrélation de Lee et Kesler	47
> Equation de Belghit.....	47
b) Pression critique.....	47
❖ Cas des mélanges de corps purs et des fractions. Pétrolières.....	47
> Equation de Riazi-daubert	47
> Lee et Kesler	47
> Equation de Belghit.....	48
3. Volume critique.....	48
> Méthode de Lydersen	48
> Methode de Watanasiri.....	49
> Equation de Lee-Kesler.....	49
> Equation de Belghit.....	49
4- Facteur acentrique (W)	49
> Corrélation de Pitzer	50
> Corrélation d'EDMISTER.....	50
> Corrélation de Lee-Kesler.....	50
> Corrélation de Belghit.....	51
5- Facteur compressibilité (a)	51
III-4 Essais normalisés liées à la stabilité et à la nature chimique.	51
III-4-1 Teneur en soufre des pétroles bruts.....	52
III-4-2 Teneur en azote des pétroles bruts.....	52
III-4-3 Teneurs en eau, sédiments et sels des pétroles bruts.....	52
III-4-4 Teneur en eau des pétroles bruts.....	52

SOMMAIRE

III-4-2 Teneur en sédiments (Bottom Sediments)	52
III-4-2 Teneur en sels des pétroles bruts.....	52
III-4-2 Indice d'acidité des pétroles bruts.....	53
CHAPITRE IV	54
IV-Analyse du pétrole brut traité prélevé au niveau de centre de stockage HMD.....	54
IV-1-Introduction.....	55
IV-2-Détail de travail.....	56
IV-3-Analyses et Résultats	57
IV-3-1-Détermination des principales caractéristiques du pétrole brut.....	59
IV-3-2-Distillation de pétrole	60
IV-3-2-1 Distillation ASTM D86.....	60
a) Distillation « True Boiling Point » T.B.P.....	61
b) Découpage du pétrole brut.....	64
c) Distillation sous vide du résidu atmosphériques ‘R380+°C’.....	65
IV-4-Interprétation des Principaux Résultats	66
IV-4-Conclusion.....	67
CHAPITRE V	68
Calcul des propriétés physico-chimiques et thermodynamiques des hydrocarbures.....	68
V.1 Introduction.....	69
V.2-1 Température critique	70
V.2-1-2 Etude graphique	71
V.2-2-1 Pression critique	72
V.2-2-1 Volume critique	73
V.2-1-2 Etude graphique	74
V.2-4 Commentaires	75
V.2-1-2 Etude graphique	80
V-2-6 Commentaire.....	81
V-3 Conclusion	81
Conclusion générale	82

NOTATIONS ET ABREVIATIONS

a : factor of compressibility

ASTM : American Society for Testing and Materials

API : American Petroleum Institute

C_p : Capacité calorifique à pression constante

CGAI : Contribution de groupes avec interactions intramoléculaires

CRD : Centre de recherche et développement.

C / H: Rapport carbone / hydrogène Dev (%) : Déviation ou erreur relative (%)

FP : Fraction Pétrolière

H : Enthalpie

H_{vb} : Enthalpie de vaporisation normale

Kuop Facteur de caractérisation Watson

H / C: Rapport hydrogène /carbone

I : Indice de corrélation (facteur de caractérisation de HUANG)

ISO : International Standard Organizations

Kuop : Facteur de caractérisation de Watson

m: Masse fractionnaire

MMou M: Masse molaire

NF : Normes Françaises

NO : Nombre d'octane

Nb : Nombre

P_c : Pression critique

P_a : Pression atmosphérique

PF : point final

R : Radical

S_{vb} : Entropie de vaporisation normale

SpGr : Specific- gravity à 60°F/60°F

T_{mav} : Température moyenne d'ébullition

T_c : Température critique

T_b : Température d'ébullition

T_{cg} : Température de congélation

T_r : Température réduite

T_v : Tension de vapeur

TBP : True Boiling Point

V_c : Volume critique

V_m : Volume molaire

X₁, X₂, X₃ : Fractions molaires

X_i, X_{Net}, X_A : Fractions molaires en hydrocarbures.

d₂₀ : Densité à 20°C

d₁₅ : Densité à 15°C

n₂₀ : Indice de réfraction à 20°C

SpGr : Specific gravity

W : facteur acentrique

I/d : facteur de caractérisation

K : kelven

°R : degré Rankine

μ: Viscosité dynamique

ν : Viscosité cinématique

λ : L'enthalpie de changement d'état.

R_f est la réfraction molaire,

∑ N_k (tck) : la somme des contributions de groupements

T_b : température d'ébullition

T_r : Température réduite

BSW : Bottom Sediments Water

Tables des figures et Tableaux et Corrélations

Tables des Figures et Tableaux et Corrélations

N°	Corrélations	Figures	Tableaux
1	T° = dont le point d'ébullition. p17	Schéma de l'enfouissement des hydrocarbures p4	Classification de pétrole brut en fonction de sa densité. p3
2	Densité à T = 4°C. p23	Formation de la roche-réservoir de pétrole brut : p5	Densité moyenne de quelques pétroles bruts : p3
3	specific gravity p23	Schéma principale du Raffinage. p14	Constantes physiques et chimiques des paraffines p9
4	°API p24	Différentes étapes de distillation de pétrole brut. p15	Constantes physiques et chimiques des oléfines p10
5	masse moléculaire fractionnaire. P24	Appareil de Distillation ASTM D 86. P16	Constantes physiques et chimiques des naphènes. p10
6	Riazi-Daubert P24	Courbe de distillation ASTM. P16	Constantes physiques et chimiques des aromatiques. P11
7	Equation de Huang P24	Appareil de Distillation ASTM D2892-13. P18	Fractionnement (découpage) de pétrole brut Algérien p19
8	masse moléculaire mélange. P25	méthodes de lecture d'un densimètre p22	densités de quelques pétroles p21
9	Pertes (% Volume) P2	Densimètre de l'industrie Pétrolière. p22	Densités moyennes de quelques pétroles bruts p21
10	viscosité dynamique. P30	Schéma et dispositif de mesure de pression de vapeur REID. p26	tables de la correction de la température p23

Tables des figures et Tableaux et Corrélations

11	Indice de réfraction p40	Schéma et dispositif de mesure du point d'éclair. p29	Teneur de vapeur Reid et point d'éclair de quelques pétrole bruts p27
12	Facteur de de HUANG. P40	Schéma et dispositif d'un viscosimètre. p30	Quelques valeurs de viscosité dynamique p28
13	Enthalpie. p41	Schéma et dispositif de mesure de Points de trouble, de congélation et d'écoulement. p32	Viscosité de quelques cinématiques pétroles bruts à 20 °C. p29
14	f. de caractérisation Kuop. p42	Schéma et dispositif de mesure de Résidu de carbone Conradson.p34	Conversion quelques unités de viscosité. p31
15	Paramètre : [1/d] P43	Schéma et dispositif de Moteur CFR. p36	PCI quelque des fuels commerciaux. p36
16	l'isotherme critique p45	Indice de cétane calculé. p37	Facteur (Kuop) différentes familles d'hydrocarbures. p42
17	Température Critique - Corrélation de Joback. P46	Schéma et dispositif de mesure le point de fumée (Smoke point) P38	Paramètre (I/d) différentes familles d'hydrocarbures P43
18	Température Critique -Règle de Kay. P46	Point de fumée calculé. P39	Teneur en soufre de quelques pétroles bruts. P51
19	Tc - Equation de Riazi-daubert. P46	Réfractomètres d'ABBE. P40	Teneur en azote et rapport N/S de quelques bruts. P52
20	Tc - Corrélation de Lee et Kesler. P46	Représentation graphique de la chaleur de vaporisation pour un mélange. P47	Teneur en eau de quelques bruts. P53
21	Tc -Equation de Belghit. P47	Diagramme P-T d'un corps pur. P45	Teneur en eau et sédiments de quelques bruts. P53

Tables des figures et Tableaux et Corrélations

22	Pc -Corrélation de Riazi Daubert47	La courbe de distillation ASTM D86. P61	Indice d'acide de quelques bruts en mg KOH/g. p54
23	Pc -Corrélation de Lee et Kesler. P48	Courbe de la Distillation « TBP » du Pétrole Brut. P64	Déférentes étapes réalisées pour analyser le pétrole brut57
24	Pc -Règle de Kay P48	Courbe de la Distillation Sous Vide du Résidu Atmosphérique	Résultats expérimentales obtenues. P59
25	Pc -Equation de Belghit. P48	Température Critique des fractions pétrolières en fonction de la Teb p71	Teneur en Éléments Métalliques. P60
26	Vc -Méthode de Lydersen. P48	Pression Critique des fractions pétrolières en fonction de la Teb p74	Données de la Distillation ASTM D86
27	Vc -Methode de Watanasiri, p49	Volume Critique des fractions pétrolières en fonction de la Teb p77	Données de la Distillation TBP. P62
28	Vc -Equation de Lee-Kesler. P48	Facteur acentrique des fractions pétrolières en fonction de la Teb p80	différentes coupes larges de pétrole brut. P64
29	Vc -Equation de Belghit. P49		Distillation sous vide du résidu atmosphériques 69
30	(w) Corrélacion de Pitzer. P50		Valeurs obtenues de la température critique. 69
31	(w)Corrélacion d'EDMISTER. P50		Valeurs obtenues de la pression critique. P72
32	(w)Corrélacion de Lee-Kesler. P50		Valeurs obtenues de volume critique. P78
33	(W)Corrélacion de Belghit. P51		Valeurs obtenues de la température critique p76
34	Facteur de compressibilité.p51		
35	L'erreur par rapport Corrélacion de Riazi-Daubert.p68		

INTRODUCTION

GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Pour les mélanges complexes de type fraction pétrolière, il n'est pas toujours possible d'analyser avec précision leurs caractéristiques pour en déduire la nature et la composition de chaque constituant. Aussi, pour pouvoir représenter de tels mélanges, la notion de pseudo-constituant est introduite. Ces derniers jouent, au sein d'une coupe pétrolière, un rôle équivalent à celui d'un corps pur dans un mélange défini. Il est alors nécessaire, pour tout calcul thermodynamique, de connaître les propriétés intrinsèques de ces pseudo-constituants. Ces calculs sont possibles grâce à l'utilisation de corrélations spécifiques ne nécessitant pas la connaissance de la structure chimique du pseudo-constituant. La génération des propriétés de pseudo-constituants peut être effectuée en fournissant pour chaque pseudo-constituant les données de base nécessaires pour les corrélations utilisées. Il convient donc de fournir au moins deux propriétés caractéristiques parmi les suivantes :

- température d'ébullition sous 1 atm,
- densité spécifique (SPGR) ou degré API,
- facteur de caractérisation de WATSON,
- masse molaire.

Pour aller plus loin dans ces travaux, l'étude qui nous a été confiée dans le cadre de cette thèse a pour l'objectif principal la caractérisation de pétrole brut et les fractions pétrolières mise au point **prévoir des propriétés physiques et chimiques des hydrocarbures purs et des fractions pétrolières pour un brut de référence algérienne (Sahara blend)**

Nous avons mesuré les propriétés de base et calculé les propriétés critiques on utilise deux méthodes de calcul des propriétés des fractions pétrolières consiste méthode de Riazi-Daubert et méthode de Belghit

Le présent rapport de thèse comporte cinq chapitres :

Le chapitre I expose d'une manière succincte des généralités sur le pétrole brut. Une description de cette matière première du point de vue composition chimique est également présentée, production, consommation, la variation du prix, secteur d'utilisation.

INTRODUCTION GENERALE

- Le chapitre II est attribué aux techniques de séparation et de transformation
- Le chapitre III est scindé en deux parties :

Dans la première partie de ce chapitre, quelques concepts de base de la thermodynamique sur les propriétés que nous étudions.

Dans la deuxième partie, nous abordé le problème de la détermination des propriétés physiques et thermodynamiques des fractions pétrolières. Tout au long de cette partie, nous avons présenté ces propriétés (T_c , V_c , P_c , W), pour chaque propriété, une définition ainsi qu'un fondement thermodynamique sont données. Les méthodes exprimables, quand elles existent, son également présentées, suivies des méthodes de calcul disponibles dans la littérature et qui permettent de prédire ces paramètres rapidement dans le cas des fractions pétrolières.

Le chapitre : IV dans ce chapitre nous avons présenté les essais normalisés sur le pétrole brut prélevé de centre de stockage Hassi Messaoud.

Le chapitre V : nous avons énoncé Calcul des propriétés critiques regroupa les résultats obtenus dans le cadre résultats et interprétation.

Le chapitre V regroupa les résultats obtenus dans le cadre de cette recherche. Dans un tel contexte, nous avons utilisé des corrélations pour l'estimation des propriétés. Comparée à corrélation empirique de Riazi, les corrélations de Belghit a enregistré pour les quatre propriétés de meilleurs résultats en termes de déviations standards moyennes.

CHAPITRE I
GENERALITE SUR
LE PETROLE

CHAPITRE I Généralités sur le pétrole

I-1 Introduction

Les pétroles bruts se présentent le plus généralement sous la forme de liquides plus ou moins visqueux. Leur couleur varie du vert au brun noir et dégagent une odeur d'hydrogène sulfuré, de térébenthine ou simplement d'hydrocarbures.

Leur composition chimique est très complexe et dépend essentiellement de leur âge (évolution du kérogène).[1]

I-2 Classification des pétroles bruts

Généralement, on classe les pétroles bruts en fonction de la densité en 3 grandes catégories : (voir Tableau 1).

Tableau 1: Classification de pétrole brut en fonction de son densité[15]

Bruts	Densité
bruts légers	0.77 - 0.84
bruts moyen	0.84 - 0.89
bruts lourds	> 0.89

Voilà les densités moyennes de quelques pétroles bruts : (voir Tableau 2)[1]

Tableau 2: densité moyenne de quelques pétroles bruts

Bruts	Densité
Brut Hassi Messaoud	0.848
But Arabian light (Arabie saoudite)	0.858
Brut Cyrus (Iran)	0.940
Brut Boscán (Venezuela)	1.000

Il est évident que cette densité variable reflète des compositions en familles chimiques très différentes.

I-3 Etude géologique des hydrocarbures

I-3-1 Origine des pétroles

Qu'arrive-t-il à cette matière organique piégée dans le sédiment ?

L'eau au-dessus du sédiment peut contenir une certaine quantité d'oxygène libre (O_2); c'est selon la circulation au fond du bassin. Par contre, dans le sédiment, le peu d'oxygène libre qu'il peut y avoir est rapidement consommé par l'oxydation d'une partie de la matière organique, ce qui fait que les conditions dans le sédiment deviennent rapidement des conditions anoxiques, c'est-à-dire sans O_2 ; on dit qu'il s'agit d'un milieu anaérobie. La matière organique, composée de carbone, hydrogène, oxygène et azote (C.H.O.N), les O et les N, laissant les carbones (C) et les hydrogènes (H): c'est la dégradation biochimique de la matière organique.[15]

Les carbones et les hydrogènes s'unissent alors pour former de nouvelles molécules composées principalement de ces deux éléments et qu'on appelle des hydrocarbures (HC). Une des premières molécules à se former est le CH_4 , le méthane (gaz naturel). Ce méthane se forme dans les couches supérieures du sédiment; les molécules d'HC sont amenées à des **températures** et **pressions** de plus en plus élevées; c'est l'enfouissement. A partir d'ici, les molécules d'hydrocarbures vont devenir de plus en plus complexes.

Le schéma qui suit résume ce qui se passe à mesure de l'enfouissement et comment se forme l'huile et le gaz.[15]

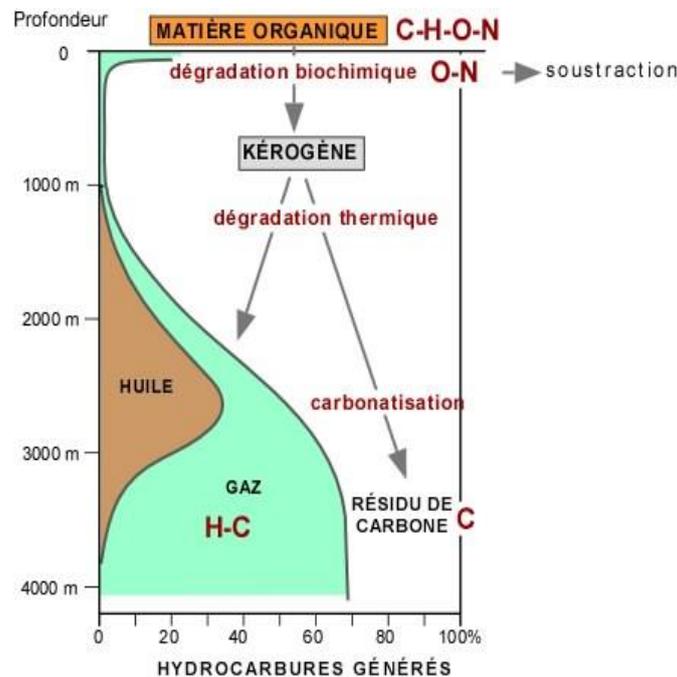


Figure 1: schéma de l'enfouissement des hydrocarbures

I-3-2 Bassins sédimentaires des pétroles et des gaz

En volume, ces gouttelettes représentent peu. Rappelons qu'au départ on avait quelque chose comme 10 ou 15% de matière organique et qu'une partie seulement de cette matière a été transformée en pétrole. La roche dans laquelle se forment les gouttelettes d'hydrocarbures est appelée **roche-mère**. En langage pétrolier un gisement ou un piège ou un bassin sédimentaire des pétroles et des gaz.[3]

Il faut en arriver à ce que les gouttelettes se concentrent, en se déplaçant par exemple. C'est le processus de la **migration**. Il faut que les conditions géologiques soient telles que les gouttelettes en viennent à être expulsées de la roche-mère, puis transportées dans une roche perméable pour venir se concentrer dans ce qu'on appelle une **roche-réservoir** où le pétrole se trouve dans les pores de la roche ; une sorte de roche éponge. [3] (voir **Figure 2**)

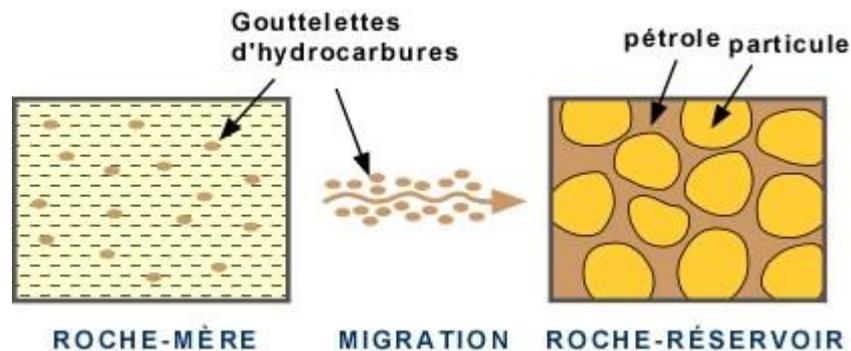


Figure 2: Formation de la roche-réservoir de pétrole brut

I-3-3 Réserves des pétroles et des gaz en Algérie

Avec un volume initial en place de **16 milliards** de mètres cubes équivalent-pétrole découvert depuis 1948, date de la première découverte commerciale à, près de Sidi Aissa, en pleine zone des nappes, l'Algérie occupe le **troisième** rang parmi les pays producteurs de pétrole en Afrique, et le 12ème rang dans le monde.

Une grande partie de ces réserves a déjà été produite surtout pour le pétrole. Les réserves en hydrocarbures découvertes en Algérie à ce jour sont renfermées dans un peu plus de 200 gisements d'huile et de gaz. [3]

I-4 L'exploitation pétrolière

Quelles sont les grandes étapes d'un projet de développement d'un champ pétrolier ?

La durée de vie de l'exploitation d'un gisement d'hydrocarbures est longue. De la découverte d'un gisement à sa mise en production, les opérations d'exploration puis de production s'étalent sur plusieurs dizaines d'années.

On distingue quatre étapes principales dans la vie d'un champ pétrolier ou gazier. [3]

I-4-1 La découverte du champ

Le pétrole et le gaz sont piégés dans des roches réservoirs qui sont enfouies sous les océans ou sous les continents.

Pour les localiser, les géologues analysent les images du sous-sol obtenues par échographie sismique. Ils reconstituent les couches géologiques du sous-sol, puis ils définissent des « prospects » ou gisements potentiels.

Des forages d'exploration, qui peuvent atteindre plusieurs kilomètres de profondeur, sont nécessaires pour confirmer la présence d'hydrocarbures dans le gisement. [3]

I-4-2 L'évaluation du champ

Une fois la découverte confirmée, des modèles numériques du gisement (souvent en 3D) sont réalisés sur ordinateur. Ils permettent :

- ❖ D'estimer le volume de pétrole et de gaz en place dans le réservoir avant la mise en production du gisement,
- ❖ De simuler l'extraction des fluides contenus dans la roche réservoir.
- ❖ De créer des scénarii potentiels de mise en production du champ, en fonction de divers facteurs tels que techniques d'extraction, nombre de puits, taille et type des installations de production, etc.

Des forages d'appréciation du gisement sont implantés pour obtenir de nouvelles données sur les caractéristiques du réservoir.

NB : Si la balance entre la quantité des « ressources en place » et le coût estimé du développement est jugée économiquement satisfaisant, le gisement est développé puis mis en production. [4]

I-4-3 La production du champ

C'est la phase d'exploitation du gisement qui demande la mise en place de tout l'équipement nécessaire.

- ❖ Le plan de développement du champ définit :
- ❖ Le nombre de puits à forer pour pouvoir produire,
- ❖ Les techniques de récupération et d'extraction du pétrole emprisonné dans la roche réservoir,
- ❖ Le type et le coût des installations comme les plates-formes, en fonction de milieu (marées, tempêtes, courants, vents, corrosion...),
- ❖ Les dispositifs de séparation des gaz et des fluides,
- ❖ Les sites de traitements pour préserver l'environnement.

La période pendant laquelle on extrait les hydrocarbures varie généralement de 15 à 30 ans et peut se prolonger jusqu'à 50 ans et plus pour les « champs géants ».[4]

I-4-4 L'abandon du champ

Quand le débit d'hydrocarbures devient minimum, le gisement est épuisé ; c'est la phase de fermeture du gisement.

Avant d'abandonner le champ, les compagnies pétrolières :

- ❖ Démantèlent les plates-formes,
- ❖ Mettent en sécurité les puits,
- ❖ Préservent les réserves de pétrole résiduelles,
- ❖ Nettoient, dépolluent et réhabilitent le site si nécessaire, conformément aux législations nationales et internationales. [4]

I-5 Le transport et le stockage de pétrole

Comment transporte-t-on le pétrole ?

Les zones de production étant concentrées géographiquement, elles sont souvent éloignées des zones de consommation vers lesquelles le pétrole devra être acheminé, par voie maritime ou par oléoduc. Le stockage permet d'ajuster l'offre et la demande et de faire face à d'éventuelles crises internationales.

- ❖ Le principal atout du transport maritime est la souplesse : à chaque instant, on peut modifier la destination d'un navire.

❖ L'oléoduc ou pipe-line représente un lourd investissement, mais il offre un faible coût d'utilisation. [4]

I-5-1 Le transport par voie maritime

Le fret pétrolier représente près d'un tiers du commerce maritime mondial et les navires qui transportent le pétrole brut et les produits pétroliers, les tankers, ont vu leur capacité augmenter de 73 % depuis l'an 2000. Ils sillonnent les grandes routes du monde, en passant par des lieux stratégiques, comme les détroits d'Ormuz, de Malacca, ou les canaux du Suez et de Panama. [4]

I-5-2 Le transport par voie terrestre

Pour des raisons économiques, géographiques ou politiques, il peut être préférable que le pétrole voyage par voie terrestre. Il emprunte alors des oléoducs, canalisations spécifiques qui relient les ports, les raffineries et les lieux de consommation.

Les oléoducs (pipelines en anglais) sont de gros tuyaux par lesquels peuvent transiter chaque année plusieurs dizaines de millions de tonnes de pétrole. L'oléoduc le plus long du monde est celui de Druzhba (5 327 km) qui traverse huit pays : Russie, Biélorussie, Ukraine, Pologne, Allemagne, République tchèque, Hongrie et Slovaquie. [4]

I-5-3 Le stockage du pétrole

Suivant les pays, les centres de stockage de produits pétroliers sont constitués afin d'assurer une disponibilité de 10 jours de super, de 15 jours de fioul et de 15 jours de gazole. Il existe plus de 50 de ces centres où les produits pétroliers sont stockés dans des cuves de taille variable, parfois enterrées.

Les gestionnaires des centres de stockage veillent au respect de certaines conditions de sécurité. Il s'agit de prévenir essentiellement deux types de risques :

- ❖ Les incendies ;
- ❖ La pollution des sols et des nappes phréatiques due à d'éventuelles fuites.

Pour éviter ces pollutions, on vérifie régulièrement l'état des cuves et leur degré de corrosion, c'est-à-dire leur niveau d'usure. [4]

I-6 Composition des pétroles bruts

I-6-1 Définition de pétrole

Les pétroles bruts sont des mélanges complexes essentiellement composés de molécules résultant de la combinaison d'atomes de carbone tétravalents et d'atomes d'hydrogène monovalents, d'où l'appellation d'hydrocarbures. [17]

I-6-2 Composition des pétroles bruts et des produits pétroliers

L'obtention des produits pétroliers répondant à de spécifications données nécessite une séparation préalable en différentes fractions ou coupes lesquelles doivent être purifiées où subir des transformations ultérieures. [17]

Les proportions des différentes fractions recueillies sont très variables et elles diffèrent d'un pétrole à un autre, constitué par des mélanges de corps purs, mais ceux-ci sont en très grand nombre et la difficulté de la description des différentes fractions croît avec le nombre d'atomes de carbone. [17]

I-6-2-1 Les hydrocarbures

Les hydrocarbures constituent les éléments essentiels des pétroles bruts, leurs molécules ne contiennent que de carbone et de l'hydrogène et se divisent en plusieurs familles chimiques selon leur structure. Ces structures basées sur la tétravalence du carbone. [1]

a) Les paraffines (hydrocarbures aliphatiques saturés ou alcanes)

Leur formule générale est : C_nH_{2n+2}

Ils sont constitués d'un enchaînement d'atomes de carbone combinés avec l'hydrogène peuvent être structurés en chaînes droites ou ramifiées ; [17] (voir **Tableau 3**)

Tableau 3: constantes physiques et chimiques des paraffines.[1]

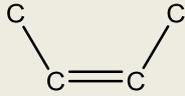
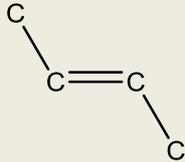
Constituants	Formule	Formule développée	M M	T _{eb} (°C)	Densité
Méthane	CH ₄	CH ₄	16.0	- 161.5	0.260
Ethane	C ₂ H ₆	CH ₃ ---- CH ₃	30.1	- 88.6	0.377
n-Butane	C ₄ H ₁₀	CH ₃ -CH ₂ -CH ₂ -CH ₃	58.1	- 0.5	0.585
Isobutane	C ₄ H ₁₀	CH ₃ —CH ₂ -- CH ₃ CH ₃	58.1	- 11.7	0.563

b) Les oléfines (hydrocarbures aliphatiques insaturés ou alcènes)

Dans ceux-ci, certains atomes de carbone de la molécule ne sont plus liés qu'à trois atomes, ce qui implique la présence d'une ou plusieurs doubles liaisons carbone-carbone.

Les premiers termes de cette famille sont également des matières de base très importantes de la pétrochimie (éthylène, propène, butènes...) [17]. (Voir Tableau 4).

Tableau 4 : constantes physiques et chimiques de quelques hydrocarbures oléfiniques. [1]

Constituants	Formule globale	Formule semi développée	Masse molaire	Température d'éb (°C)	densité
Propylène	C ₃ H ₆	C—C=C	42,1	- 47,7	0,523
Bntène-1	C ₄ H ₈	C=C—C—C	56,1	- 6,3	0,601
Cis-butène 2	C ₄ H ₈		56,1	3,7	0,627
Trans-butène2	C ₄ H ₈		56,1	0,8	0,610

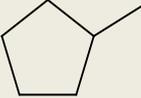
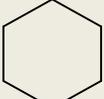
c) Les naphènes (hydrocarbures cycliques saturés)

Leur formule générale est : C_nH_{2n}

Dans ces hydrocarbures, il y a cyclisation de toute partie de squelette carboné, le nombre d'atomes de carbone du cycle ainsi formé peut varier.

Dans les pétroles bruts, les cycles les plus fréquemment rencontrés sont ceux à cinq ou six atomes de carbone, chaque atome d'hydrogène peut être substitués par une chaîne paraffinique droite ou ramifiée ; [17] (voir **Tableau 5**).

Tableau 5: constantes physiques et chimiques des naphènes. [1]

Constituants	Formule	F développée	M M	T _{éb} (°C)	Densité
Cyclopentane	C ₅ H ₁₀		70.1	49.3	0.750
Méthyl Cyclopentane	C ₆ H ₁₂		84.2	71.8	0.753
Cyclohexane	C ₆ H ₁₂		84.2	80.7	0.783

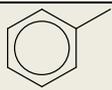
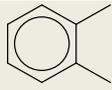
d) Les aromatiques

Leur formule générale est: C_nH_{2n-6}

Ce sont des hydrocarbures cycliques poly insaturés présents en forte concentration dans les pétroles bruts. La présence dans leur formule d'au moins un cycle à trois doubles liaisons conjuguées, leur confère des propriétés remarquables.

En effet, les premiers termes (benzène, toluène, xylène) sont des matières premières fondamentales de la pétrochimie. [17] (Voir Tableau 6).

Tableau 6: constantes physiques et chimiques de quelques hydrocarbures aromatiques [1]

Constituants	Formule globale	Formule semi développée	Masse molaire	Température d'ébullition (°C)	Densité
benzène	C_6H_6		78.1	80.1	0.884
toluène	C_7H_8		92.1	110.6	0.871
O- xylène	C_8H_{10}		106.2	144.4	0.884

I-6-2-2 Composés autres que les hydrocarbures

Dans cette catégorie entrent les molécules contenant d'autres atomes que le carbone et l'hydrogène. On y distingue les composés organiques et les organométalliques.

► **Composés soufrés**

Le soufre est l'hétéroélément le plus répandu dans les pétroles bruts,

Sa concentration peut aller de 0,1 à plus de 8 % en poids ; cette teneur est d'ailleurs corrélée avec la densité du brut et donc sa qualité (léger ou lourd).

Le soufre peut être présent sous forme inorganique : S élémentaire, Hydrogène sulfuré H_2S , Oxysulfure de carbone COS ou engagé dans des molécules organiques telles que : les sulfures, mercaptans...[15]

Exemple: propyl pentyl sulfure: $CH_3-CH_2-CH_2-S-(CH_2)_4-CH_3$ [15]

‣ **Composés oxygénés**

Les bruts contiennent généralement moins d'oxygène que de soufre. Bien que peu abondant, l'oxygène peut jouer un rôle non négligeable ; en particulier, il est responsable de l'acidité des pétroles. On trouve l'oxygène dans les phénols, les furanes, les acides carboxyliques $R-COOH$, et les esters : $R-COO-R$. [15]

‣ **Composés azotés**

Dans les pétroles bruts, l'azote se retrouve préférentiellement dans les fractions de point d'ébullition supérieur à 250 °C et est particulièrement concentré dans les résines et les asphaltènes. On trouve l'azote sous forme, amines : carboxyliques $R-NH_2$, $R-NH-R$, R_3N ou d'amides : $-CO-N<$ ou soit de **carbazoles, de pyridines (azote basique)**:

A la suite de certains procédés de raffinage (craquage catalytique par exemple) une fraction notable de l'azote pourra se retrouver dans les coupes légères et en détériorer la qualité : instabilité au stockage, couleur brune, gommages. [15]

‣ **Composés organométalliques**

Dans les fractions les plus lourdes telles que résines et asphaltènes se trouvent des atomes métalliques comme le Nickel et le Vanadium., le métal étant au centre de cet ensemble sous la forme Ni^{++} ou VO^+ . [15]

‣ **Composés chimiquement mal définis**

Lorsque l'on s'adresse aux fractions les plus lourdes des pétroles, l'analyse est aujourd'hui impuissante à isoler et donc à caractériser parfaitement les molécules présentes. Faute de mieux, l'analyste sépare ces fractions lourdes en différentes classes, conduisant ainsi à des définitions purement opératoires et non plus en termes de structures exactes.

❖ **Asphaltènes**

Les asphaltènes sont concentrés en hétéroéléments : soufre, azote, nickel et vanadium. Leur teneur est très variable dans les pétroles. Dans toute l'industrie pétrolière, ils sont la cause de nombreux problèmes.

Les asphaltènes sont en partie responsables de la viscosité et de la densité élevée des pétroles bruts lourds, conduisant à des problèmes difficiles de transport. [15]

❖ Résines

Si l'on soumet les maltènes (le reste que les asphaltènes supprimés) à une chromatographie liquide les produits élués avec les solvants les plus polaires sont appelés résines. Leur composition, là aussi, dépend du protocole utilisé.

Ces molécules à caractère aromatique très marqué et renfermant des hétéroéléments (N,O,S, et parfois Ni et V); leur masse moléculaire peut varier de 500 à 1 000.[15]

I-7 Conclusion

D'après ces classes de famille pétrolières, on voit qu'en ce qui concerne les hydrocarbures purs, il n'y a pas d'énorme obstacle dans l'évaluation de leur propriété, mais l'obstacle se restreint dans les fractions et les mélanges des fractions pétrolières.

Alors quelles sont les méthodes de séparation, de transformation, les propriétés tant rencontrées dans le milieu de l'industrie de raffinage ?

CHAPITRE II
TECHNIQUES DE
SEPARATION

CHAPITRE II Technique de séparation et de transformation de pétrole

II- 1 Introduction

Le pétrole brut n'est pas utilisé tel quel, mais après transformation en différents produits finis : carburants, combustibles, matières premières pour la pétrochimie et autres produits spécifiques (bitume, huiles lubrifiantes).

II- 2 Raffinage de pétrole

L'objectif du raffinage de mettre à la disposition du consommateur des produits de qualité, dans le respect de normes précises, notamment environnementales, et aux quantités requises par le marché. [1]

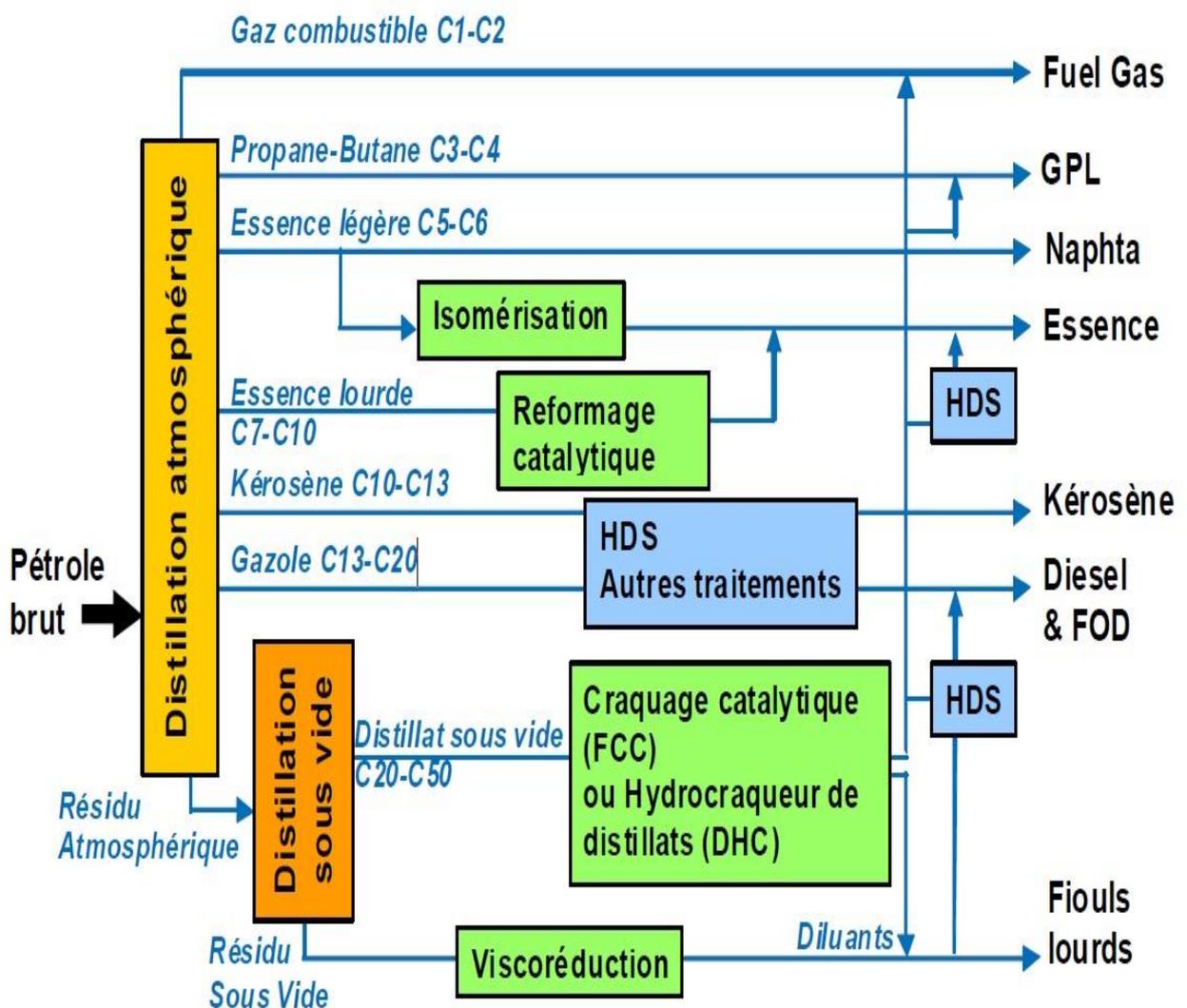


Figure 3: Schéma principale du Raffinage

II- 3 Distillation

La première opération d'une raffinerie de pétrole est de séparer le brut en plusieurs fractions qui seront traitées ultérieurement pour fournir des produits commerciaux (gaz liquéfiés, essences, kérosènes, gasoils.).

Ce procédé physique de séparation est appelé « **distillation** ». Il repose sur la différence des températures d'ébullitions des composants d'un mélange. [1]

II- 3-1 Principe de la distillation

Le principe de fonctionnement d'une colonne de distillation est simple, tout en travaillant à pression constante. Il consiste à déplacer les équilibres de phases à l'aide d'un gradient de température créé par une source froide (le condenseur) qui crée un flux de liquide froid descendant dans la colonne et une source chaude (le rebouilleur) générant un flux de vapeur chaude montant. [1]

Les différentes étapes de distillation utilisées pour traiter le pétrole brut, sont résumées sur le schéma suivant : (voir figure 4)

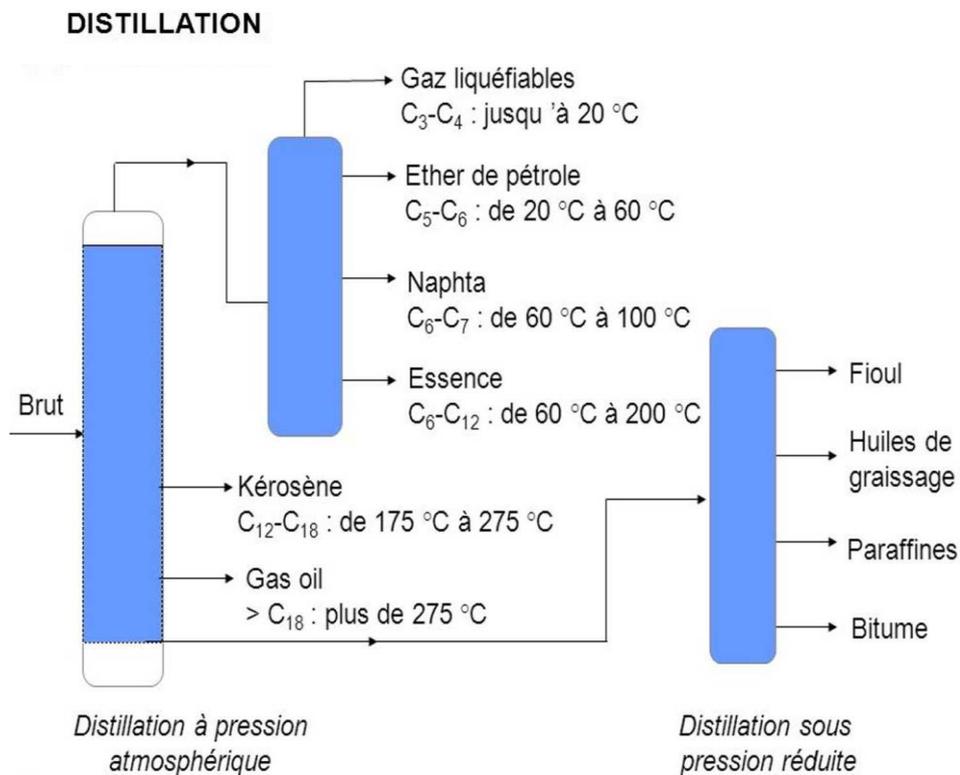


Figure 4: Différentes étapes de distillation de pétrole brut

II- 3-2 Distillation analytique des produits pétroliers légers

Cette distillation qui est généralement utilisée au laboratoire, s'effectue sur les produits dont les points d'ébullition s'étendent de 0 à 400°C. Elle est applicable aux pétroles bruts et aux fractions pétrolières selon la norme **ASTM D 86**.

De plus, elle est beaucoup moins sélective que la distillation **TBP**, mais son avantage réside dans le temps court qu'elle nécessite. [20]

II- 3-2-1 Distillation ASTM (American Society for Testing Materials):

— Norme NF EN ISO 3405 : 2000 équivalente à la norme ASTM D 86 —

Elle consiste en un appareil simple composé d'un ballon dans lequel on chauffe une prise d'échantillon de 100 ml. Les vapeurs formées sont refroidies et condensées dans un tube baignant dans de la glace puis récupérées dans une éprouvette graduée. Les températures initiales, finales ainsi que celles correspondant à tous les 10% distillés sont notées.

L'appareillage correspondant à l'essai manuel conforme à la norme est représenté sur le schéma ci-dessous (voir figure 5).[20]

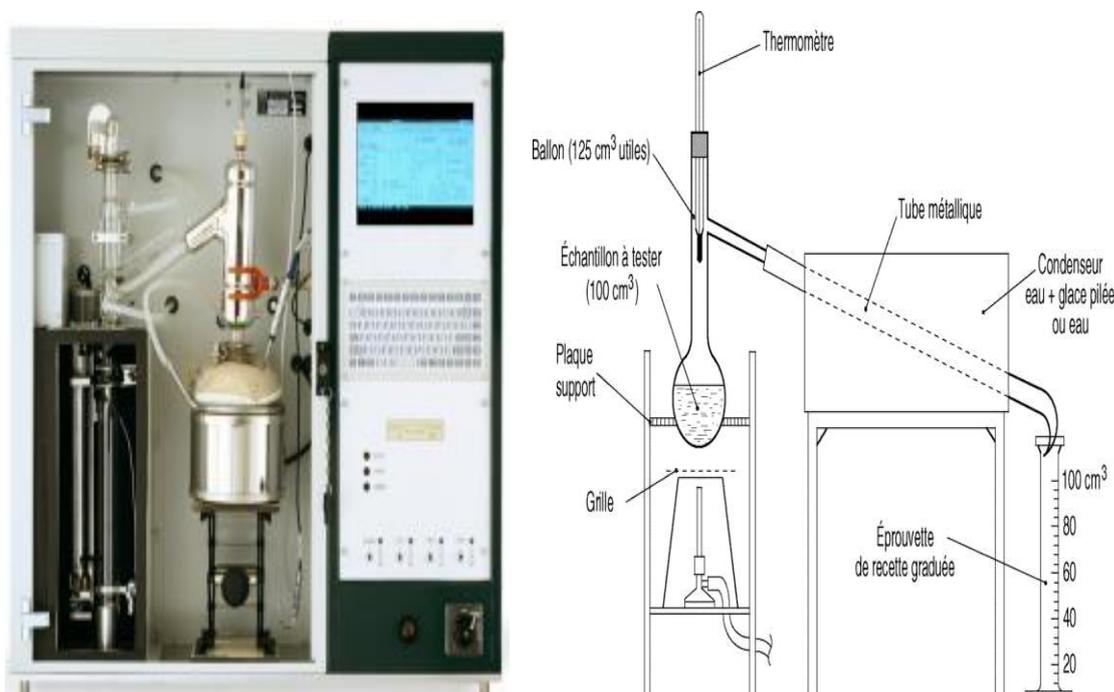


Figure 5: Appareil de Distillation ASTM D 86

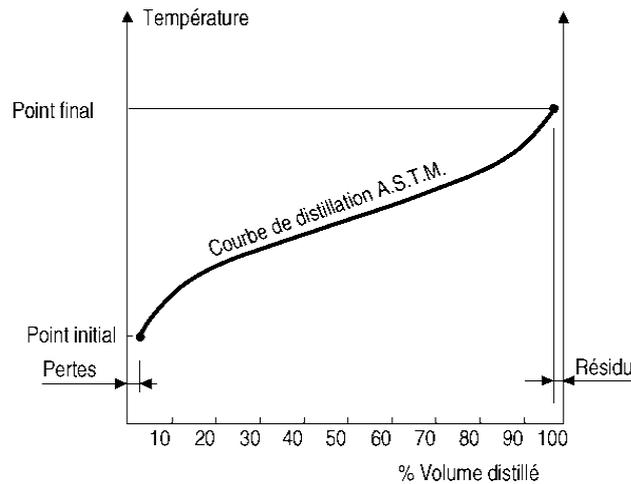


Figure 6: courbe de distillation ASTM

On s'intéresse généralement à des températures particulières dont les définitions sont rappelées ci-dessous

- ❖ **Température de point initial (PI)** qui correspond à l'apparition de la première goutte de liquide, si le produit devient plus "léger" les températures baissent
- ❖ **Température de point final (PF)** qui est la température maximale relevée au cours de l'essai, si le produit devient plus "lourd" les températures augmentent. [20]

II- 3-2-2 Distillation TBP (True Boiling Point); Norme: ASTM D2892-13-

La distillation **TBP** «**True Boiling Point**» ou dite encore distillation fractionnée en discontinu, est la première opération de raffinage, elle 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, elle permet de donner une image presque exacte de la composition d'un pétrole brut.[18]

Elle présente une haute sélectivité de séparation, puisqu'elle décompose le pétrole en une cinquantaine de coupes ayant un intervalle de distillation très étroit. Ceci, va nous permettre de les considérer comme des hydrocarbures purs fictifs dont le point d'ébullition sera égal à la moyenne arithmétique des températures initiale et finale de distillation :[15]

$$T_{eb} = (T_i + T_f) / 2 \quad [1.1]$$

La **TBP** est d'abord effectuée sous une pression atmosphérique jusqu'à ce que la température dans le bouilleur atteigne une limite correspondant au début de cracking du

résidu. Nous avons alors recours à une distillation sous vide. Si le résidu obtenu est relativement important, on procède à une autre distillation sous un vide plus poussé. [15]

Le but de la distillation TBP est d'obtenir les courbes : Température d'ébullition des produits en fonction du pourcentage distillé cumulé exprimé en poids ou plus fréquemment en volume. (Voir figure 7).[18]

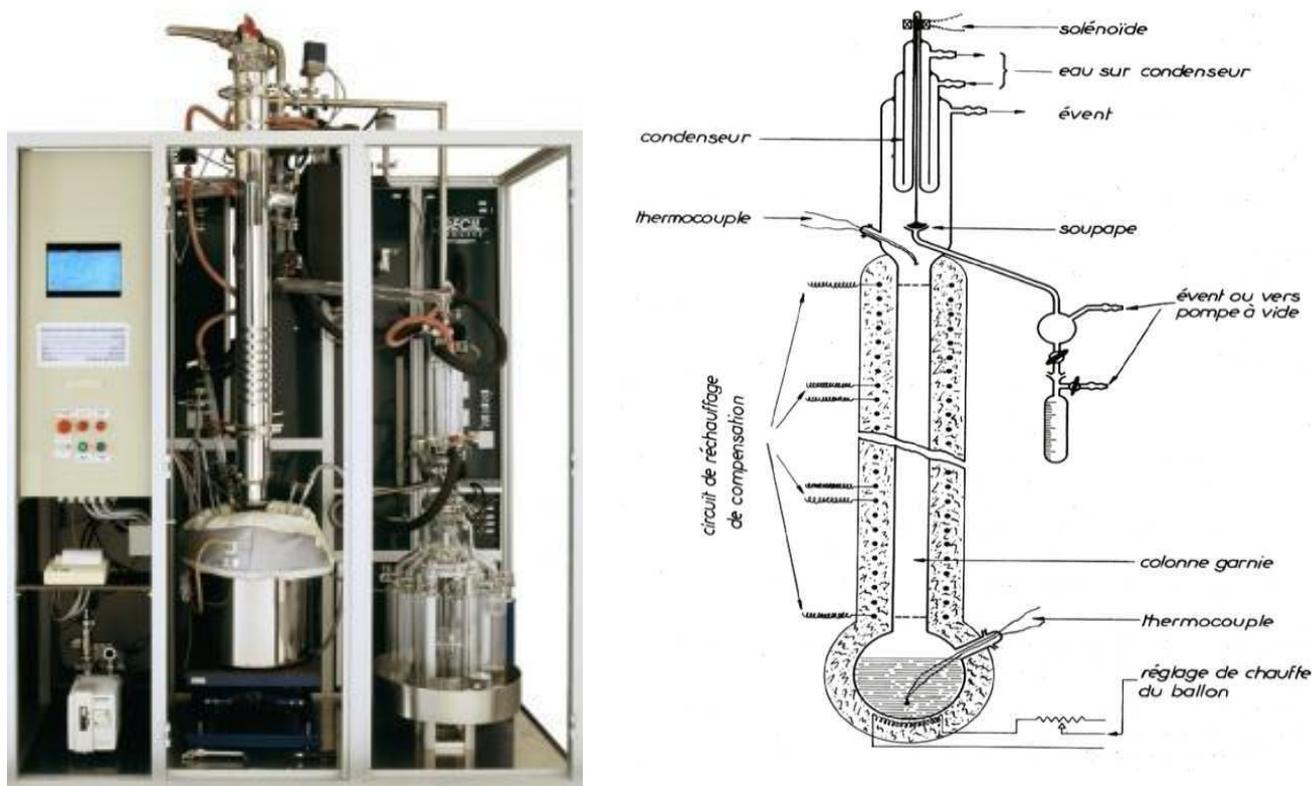


Figure 7: Appareil de Distillation ASTM D2892-13

II- 3-2-3 Distillation simulée par chromatographie gazeuse :

L'analyse de pétrole par (CPG) (chromatographie en phase gazeuse) est une méthode de séparation dans laquelle les hydrocarbures se partagent entre une phase stationnaire constituée par un solvant et une phase mobile gazeuse, désignée sous le nom de gaz vecteur.

La séparation se fait soit le long d'une colonne analytique remplie de longueur de l'ordre de quelques mètres et de diamètre intérieur de 2,5 à 4mm, soit en utilisant une colonne capillaire de quelques dizaines de mètres et de 0.1 à 0.5mm de diamètre. [20]

II- 3-3 Découpage du pétrole brut :

La courbe **TBP** (qui présente la variation des pourcentages volumiques cumulés des fractions pétrolières récupérées en fonction de leurs températures d'ébullition), permet d'effectuer le découpage du pétrole brut, dans le but de déterminer les rendements des

différents produits connus dans l'industrie pétrolière et les comparer avec les spécifications exigées par les normes. [21]

On donnera un exemple de découpage de pétrole brut, où les différentes coupes sont classées par ordre croissant de poids moléculaires et par intervalle de distillation. [21]

0°C	Gaz combustible	C1- C2
	Propane	C3
	Butane	C4
140 – 180°C	Essence légère 2 à 4 coupes lourde	C5-C10
180 – 250°C	Kérosène	C10-C14
250 – 440°C	Gas-oil léger 2 à 3 coupes moyen lourd	C14-C20
440 – 570°C	Distillats 2 à 4 coupes	C20+
	Résidu sous vide	

T_{eb}

Tableau 7 : Fractionnement (découpage) de pétrole brut Algérien

II- 3-4 Distillation sous pression réduite des produits pétroliers-ASTM D 1160

C'est une distillation réservée uniquement aux fractions trop lourdes (cas du résidu issu de la distillation **TBP**).

En effet, selon cette dernière, la limite de chauffage d'un produit pétrolier sans risque de craquage de ses molécules est de 380°C à pression atmosphérique. C'est pourquoi, le raffineur a recours à une distillation sous un vide très poussé de quelques millimètres de mercure. Cette opération est poursuivie jusqu'à une température maximale de 400°C.[21]

II- 4 Conclusion

La distillation a pour but de recueillir le maximum des produits pétroliers (gaz liquéfiés, essences, kérosènes, gasoils.).

La distillation analytique (ASTM 86, TBP) permet de tracer la courbe de distillation, c'est à dire le profil de répartition des hydrocarbures contenus dans le brut (pourcentages massiques ou volumiques en fonction de leurs différentes températures d'ébullition).

L'extraire au résidu des distillats lourds destinés à alimenter des unités de conversion afin d'obtenir des produits à haute valeur ajoutée.

CHAPTIRE III
ETUDE DES
PROPRIETES
PHYSICO-CHIMIQUES

CHAITRE III**Etude des propriétés physico-chimiques et thermodynamiques des hydrocarbures****III-1 Introduction**

La connaissance des caractéristiques physico-chimiques globales des pétroles bruts va conditionner le traitement initial (séparation des gaz associés et stabilisation su le champ de production), le transport, le stockage et bien entendu, le prix.

Les pétroles bruts ont des caractéristiques physiques et chimiques très variables d'un champ de production à un autre et même à l'intérieur de même gisement.

III-2 Spécification et normalisation**III-2-1 Spécification**

Ces essais normalisés correspondent soit à des mesures de propriétés physico-chimiques, soit à des essais de simulation dans lesquels on place le produit dans des conditions proches de celles de son utilisation.

Les exigences de qualité pour les produits se traduisent alors par des **spécifications** portant sur les résultats des mesures obtenues par les essais normalisés. [22]

Il existe divers types de spécifications douanières, administratives, intersyndicales et internes à un groupe pétrolier

III-2-2 Normalisation

Il existe plusieurs types de normes :

- **ASTM** : **American Standard for Testing Materials**;
- **AFNOR** : **Association Française de Normalisation** ;
- **I.P** : **Institute of Petroleum** (Angleterre);
- **D.I.N** : **Deuch International Norms** (Allemagne);
- **I.N.A.P.I**: **Institut National de la Propriété Industrielle** (Algérie).[22]

III.3. Les principales propriétés et essais normalisées sur le pétrole brut

Les principales propriétés des pétroles bruts obtenues par différentes méthodes analytiques sont la densité, l'indice de réfraction, le point d'écoulement, la viscosité, la tension superficielle, le point d'aniline, la tension de vapeur, la teneur en soufre et la teneur en eau, sédiments et sels.

Ces grandeurs, pour lesquelles il existe de méthodes d'essais normalisées, sont nécessaires pour interpréter les processus chimiques et pour apprécier l'efficacité des

traitements lors du raffinage. Elles sont aussi déterminantes pour éviter, en amont, les incidents qui pourraient parfois se révéler très sérieux. [22]

III-3-1 Volatilité :

III-3-1-1 Densité (specific gravity)

C'est le rapport entre la masse d'un certain volume d'échantillon à une température donnée et celle du même volume de l'échantillon de référence. [1]

Tableau 8 : densités de quelques pétroles bruts [21]

Brut	Densité
Léger	$0,76 \leq d \leq 0,82$
Moyen	$0,82 < d < 0,86$
Moyennement lourd	$0,86 \leq d < 0,90$
Lourd	$d > 0,90$

La densité d'un pétrole sera d'autant plus faible que son rapport atomique **H/C** sera grand. C'est ainsi que la densité des divers pétroles bruts varie de 0,7 à 1 (°API 70 à 100). Dans une même région géographique, la densité du brut varie d'un gisement à un autre, et d'un puits à un autre. [21]

Tableau 9 : densités moyennes de quelques pétroles bruts [1]

Nom du brut	Pays d'origine	d_4^{15}
Hassi Messaoud	Algérie	0,804
Arabian light	arabie soudite	0,858
kuwait	kuwait	0.870
boscan	venezuela	1.000

c) Détermination de la densité

La norme utilisée pour déterminer cette propriété est-ASTM D 1298 99 -[22]

La détermination de la densité se fait au moyen de trois méthodes :

- ❖ Méthode du pycnomètre ;
- ❖ Méthode de l'aréomètre ;
- ❖ Méthode du densimètre électronique.

Le plus utilisé est le densimètre électronique. Il est caractérisé par une simple manipulation et une bonne précision (voir figure 9)[23]

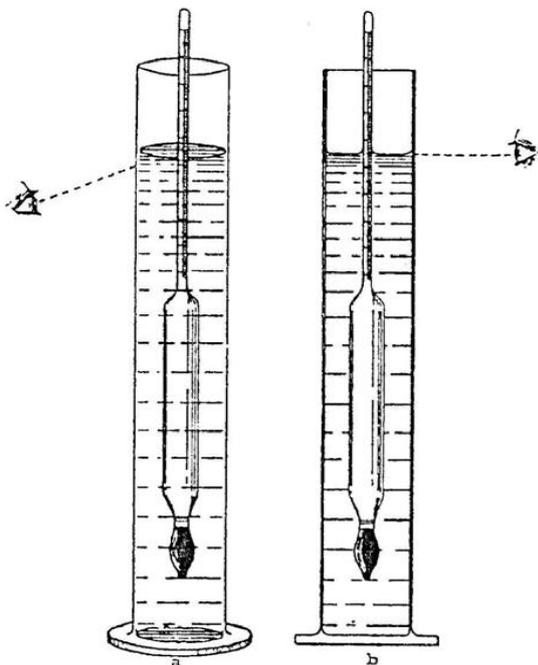


Figure 8 méthodes de lecture



Figure 9 Densimètre de l'industrie Pétrolière

Une fois le cylindre sous pression de l'hydromètre rempli conformément aux procédures établies au préalable, il faut le secouer afin d'égaliser et de stabiliser la température.

Une lecture de la température doit être faite puis comparée à une autre lecture faite environ 10 min plus tard. Si la température n'a pas changé de plus de $\pm 0,2$ °C, on peut faire les lectures de la densité. [23]

❖ Lecture de l'hydromètre (circulaire NBS C410)[23]

La figure 8 illustre la bonne méthode de lecture d'un hydromètre de type ouvert (la lecture d'un système fermé se fait de la même manière). L'œil doit être placé légèrement sous le plan de la surface du liquide (a) puis être remonté lentement jusqu'à ce que l'ellipse de la surface du liquide devienne une ligne droite (b). Le point où cette ligne droite croise un échelon de la tige graduée de l'hydromètre est la lecture de l'instrument. La valeur notée à $\frac{1}{2}$ échelon près.

NB : Comme la densité des liquides dépend de la température, il faut indiquer la température.

❖ **Correction de la lecture**

Chaque lecture doit être corrigée en fonction des données figurant sur le certificat d'étalonnage pour obtenir la valeur « réelle » (voir tableau 10).[23]

Tableau 10 : tables de la correction de la température (circulaire NBS C410)[23]

Échelle	Marge	Intervalle de graduation	Erreur d'échelle
°C	-1 - +38	0.1	± 0.1
°C	-20 - +102	0.2	± 0.15
°F	-5 - +215	0.5	± 0.25

❖ **Correction à 15 °C** : La densité doit ensuite être corrigée pour obtenir une densité équivalente à une température de 15 °C en utilisant les. [23]

❖ **Lectures supplémentaires** : Il faut répéter ces étapes jusqu'à l'obtention de deux lectures consécutives identiques. [23]

❖

d) Calcule de la densité

Généralement on se réfère à l'eau à 4°C; elle est notée [21]

$$[1.2] \quad d_4^T = \frac{\text{la masse d'un volume d'un corps à T}}{\text{la masse du meme volume d'eau à 4°C}}$$

❖ Dans le système francophone, on mesure la d_4^{20} ou la d_4^{15} .

❖ Dans le système Anglo-saxon, la « **Specific Gravity** » se mesure à 60°F pour l'échantillon ainsi que pour l'eau. Elle peut se calculer à partir de la relation :[21]

$$[1.3] \quad SpGr_{60^\circ/60^\circ F} = \frac{d_4^{15}}{0.99904}$$

❖ Dans le système Américain, les densités des bruts sont souvent exprimées en degré °API (American Petroleum Institute). C'est une fonction hyperbolique de SpGr:[21]

$$[1.4] \quad ^\circ API = \frac{141.5}{\text{densité en } 60^\circ/60^\circ F} - 131.5$$

III-3-6-1 La masse molaire

La masse molaire est une caractéristique physico-chimique très importante. Dans le cas des produits pétroliers, ce paramètre présente un intérêt particulier, car il fournit la valeur « moyenne » de la masse [21]

a) Détermination de la densité Méthode de calcul :

La norme utilisée pour déterminer cette propriété est Abaque UOP 375-59-[23]

La mesure au laboratoire s'effectue moyennant différentes méthodes : cryoscopie, ébullioscopie, osmomètre et spectrométrie de masse.

❖ **Pour un corps purs ou mélange des corps purs** : la masse moléculaire peut s'écrire :

$$M = \frac{\sum M_i \cdot x_i}{\sum x_i} \quad [1.5]$$

Avec **x_i** et **M_i** : respectivement la fraction molaire et la masse moléculaire du constituant **i**

La masse moléculaire d'un corps pur est aisément calculée à partir de sa structure chimique. [21]

❖ **Pour une fraction pétrolière** : Des corrélations faisant intervenir des grandeurs physiques différentes

▶ **Methode de Riazi-Daubert[15]**

Riazi et Daubert ont proposé une équation qui permet d'estimer la masse molaire des hydrocarbures :

$$M = 1.6607 * 10^{-4} * T_{eb}^{2.1962} * SpGr^{-1.0164} \quad [1.6]$$

M : en (g/mole) et **T_{eb}** en (°K)

▶ **Equation de Huang**

Cette équation donne une relation entre la masse molaire, la température d'ébullition, l'indice de corrélation et la densité : [15]

$$M = 7.7776 * 10^{-6} * T_{eb}^{2.1962} * I^{-2.089} * d_4^{20} \quad [1.7]$$

L'erreur constatée est de 4 à 5 %

T_{eb} : température d'ébullition en ° R ;

I: indice de corrélation.

❖ **Pour le mélange des fractions pétrolières:** on peut s'obtenir par la relation suivante:

$$M_{\text{mél}} = \frac{G_1}{M_1} + \frac{G_2}{M_2} + \dots + \frac{G_n}{M_n} \quad [1.8]$$

Avec G_i poids et M_i masse moléculaire du constituant i du mélange. [21]

III-3-1-3 Pression (ou Tension) de vapeur

La tension de vapeur mesure la tendance des molécules à s'échapper d'une phase liquide pour engendrer une phase vapeur en équilibre thermodynamique, concernant les hydrocarbures légers en occurrence l'essence, exigeant une bonne précision par la **TVR ; tension de vapeur Reid**, ou **RVP** en anglais (**Reid Vapor Pressure**).[21]

Son essai comprend une cuve à échantillon, une chambre à air représentant environ quatre fois le volume de la cuve, un bain thermostatique à 100°F et un manomètre, l'ensemble est agité convenablement, ainsi le manomètre est branché à la chambre à air et donne une indication de pression qui se stabilise lorsque l'équilibre est atteint. Cette valeur limite de la pression mesure la tension de vapeur Reid de l'essence, que l'on exprime en g/cm² ou en psi.

c) Détermination de la pression de vapeur REID (TVR)

La norme utilisée pour déterminer cette propriété est- **ASTM D323-08**. [23]

Elle est mesurée à l'aide d'une bombe Reid, elle permet la détermination de la tension de vapeur Reid qui est la somme des pressions partielles de l'échantillon et de l'air.

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, les pertes au stockage et la volatilité des essences. (Voir figure 10) [21]

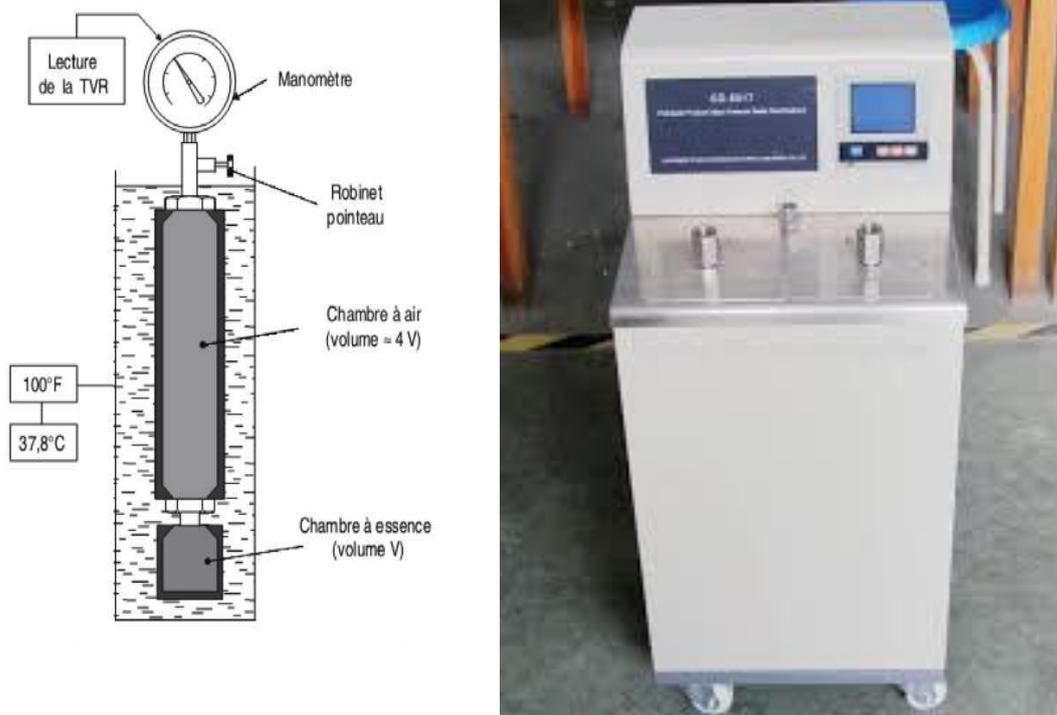


Figure 10 Schéma et dispositif de mesure de pression de vapeur REID

Cet essai consiste à remplir la petite chambre inférieure avec le produit, à plonger l'appareil dans le bain thermostat à 37,8°C et à ouvrir le robinet pointeau pour permettre au manomètre de mesurer la pression due aux vapeurs émises par l'échantillon qui s'exprime en kilo Pascals (kPa) :

La valeur de TVR dépend directement de la teneur du produit en constituants volatils à forte tension de vapeur. [21]

III-3-1-3 Calcul de la TVR:

On admet généralement que les pétroles bruts ayant une tension de vapeur supérieure à 0,2 bar à 37,8 °c (100 °F), ont un point d'éclair inférieur à 20 °c.

Au cours des diverses manipulations (remplissage et vidange des citernes et des bacs par exemple), on note des pertes en hydrocarbures légers. Ces pertes sont exprimées en % volume liquide.

D'après Nelson (1958), elles peuvent être évaluées par l'équation :

$$\text{Pertes (\% Volume)} = \frac{\text{TVR}-1}{6} \quad [1.9]$$

La TVR étant exprimée en psi, (pounds per square inch) "1 psi=6.9kpa".

$$1 \text{ kPa} = 10 \text{ mbar} (P_{\text{atmosphérique}} = 1013 \text{ m bar})$$

Pour diminuer ces pertes, les pétroles bruts sont stockés dans des bacs à toit flottant. [21]

Tableau 11 : Teneur de vapeur Reid et point d'éclair de quelques pétroles bruts. [1]

Nom du brut	Pays d'origine	TVR(bar)
Hassi Messaoud	Algérie	0,75
Nigérian	Nigeria	0,26
Kirkuk	Irak	0,29
Qatar	Qatar	0,50

III-3-4 Point d'éclair (point de flash)

Le point d'éclair caractérise la teneur en produit volatils et permet ainsi de connaître jusqu'à quelle température un produit pourra être chauffé sans danger, de plus, il renseigne l'opérateur d'une unité de distillation sur le fonctionnement des strippings. Si le point d'éclair est trop bas, il y a lieu d'augmenter le débit de vapeur d'eau au fond de colonne pour revaloriser davantage de fractions légères. [21].

III-3-4-1 Détermination de point d'éclair (Figure11)

La norme utilisée pour déterminer cette propriété est-norme **ASTM D 56**

Le **point d'éclair** également appelé est la température à laquelle il faut porter un produit pétrolier liquide pour qu'il émette dans des conditions normalisées, des vapeurs en quantité suffisante pour que celles-ci puissent s'enflammer en présence d'une flamme

A température supérieure à celle de son point d'éclair les vapeurs émises par un produit pétrolier forment donc avec l'air un mélange inflammable. Cette température ne doit toutefois pas être confondue avec la température d'auto-inflammabilité du produit qui est la température à laquelle le produit s'enflamme spontanément dans l'air. [21]

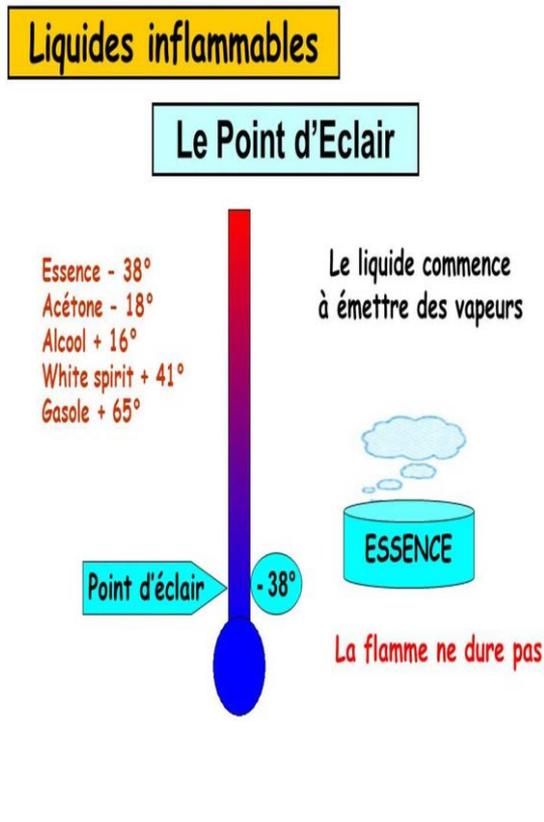


Figure 11 Schéma et dispositif de mesure du point d'éclair

III-3-2 Fluidité

III-3-2-1 La Viscosité

- La viscosité est généralement définie comme étant la caractéristique de la résistance à l'écoulement d'un fluide ; elle intervient dans tous les phénomènes liés à l'écoulement.

On distingue deux types de viscosité : la viscosité dynamique et la viscosité cinématique. [21]

c) Viscosité dynamique

La viscosité dynamique notée μ (Mû), appelée encore viscosité absolue, c'est l'effet de la traduction des interactions moléculaires au sein d'un fluide en mouvement.

La viscosité dynamique était exprimée en centpoises(**CP**), ou en pascal-seconde (**Pa.s**): Quelques valeurs de viscosité dynamique exprimée en (Tableau 12) [1]

Tableau 12 : Quelques valeurs de viscosité dynamique

Constituants	μ à 20°Cen (cP)
Éther	0.24
Eau	1.0
Kérosène	2.5
Huiles	150

La viscosité dynamique μ des liquides peut être mesurée par exemple à l'aide de Viscosimètres rotatifs dont le principe de fonctionnement repose sur la mesure du couple résistant lié à la mise en rotation d'un mobile tournant au sein de l'échantillon à analyser. [21]

d) Viscosité cinématique

La viscosité cinématique notée ν (Nû), c'est le rapport de la viscosité dynamique par la masse volumique ρ d'un fluide, elle est exprimée en mm^2/s . ou en secondes Saybolt (S.S.U.).

Des tables de conversions entre les différentes unités sont normalisées (ASTM D 2161).

Le tableau suivant présente la viscosité de quelques pétroles bruts à 20 °C. [21]

Tableau 13 : Viscosité de quelques cinématique pétroles bruts à 20 °C[1]

Nom du brut	Pays d'origine	ν (mm ² /s)
Zarzaitine	Algérie	5
Safaniyah	Arabie Saoudite	48
Bachaquero	Venezuela	> 500

e) Détermination de la viscosité de pétrole

La norme utilisée pour déterminer cette propriété est- **Norme ASTM D445-06**,

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.

Elle consiste à mesurer le temps mis par un volume déterminé de liquide pour s'écouler, dans les conditions normalisées, par un **capillaire calibré** à température fixée. [21]

La viscosité cinématique est calculée à partir du **temps d'écoulement** par la formule de raffinerie. L'évolution de la viscosité est en fonction de la température.

On utilise les appareils suivants : (voir figure 12) [21]

- Le viscosimètre **Ubbelohde** à niveau suspendu pour les liquides transparents
- Le viscosimètre **Cannon Fenske** à écoulement inversé pour les liquides opaques. [21]

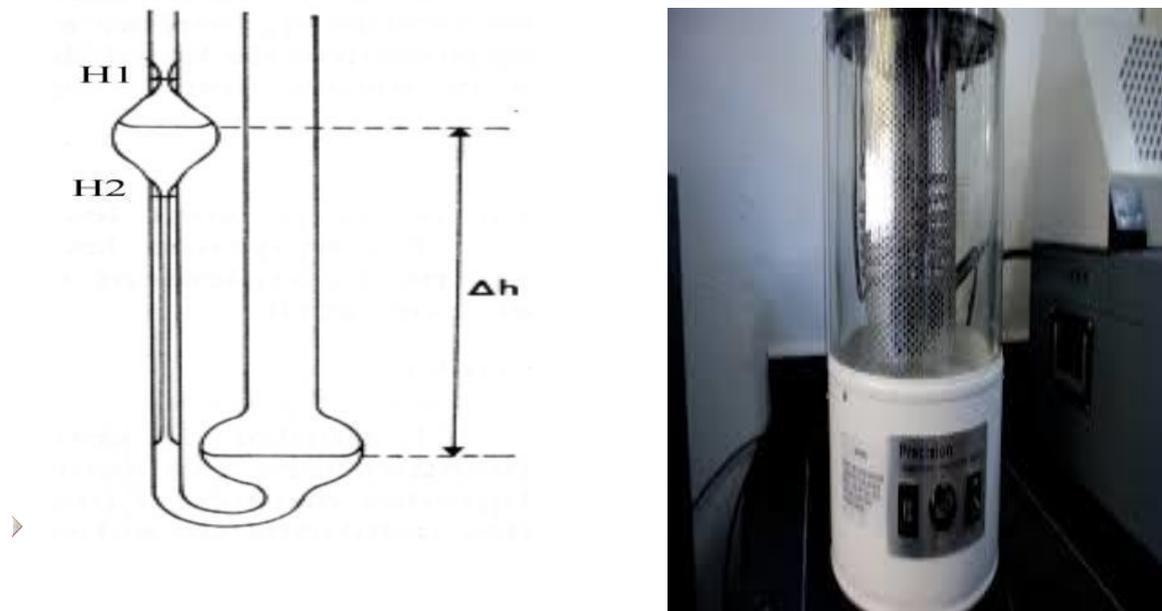


Figure 12 : Schéma et dispositif d'un viscosimètre

Après remplissage, les schémas ci-après font apparaître la situation de l'appareil Ubbelohde au déclenchement et à l'arrêt du chronomètre. [21]

e) Calcul de la viscosité

La viscosité cinématique est obtenue à partir de la viscosité dynamique par la formule suivante : [15]

$$\text{Viscosité } \mathbf{U} = \frac{\text{viscosité dynamique } \mu}{\text{masse volumique } \rho} \quad [1.10]$$

Habituellement exprimée en stokes (**St**) et en centistokes (**cSt**), la viscosité cinématique dans le système **SI** (système international) doit être mesurée en (m²/s). La correspondance avec les unités habituelles est la suivante : [21]

Tableau 14 : conversion quelques unités de viscosité [21]

Unites	conversion
1 cP	1 mPa.s
1 St	$10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$
1 cSt	$0,01 \text{ St} = 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} = 1 \text{ mm}^2/\text{s}$

III-3-2-2 Points de trouble, de congélation et d'écoulement

Ces points caractérisent soit la teneur en paraffines des huiles, soit la teneur en hydrocarbures à hauts points de congélation des autres produits. Ils permettent aussi d'apprécier les limites de températures à respecter dans la mise en œuvre des produits, en particulier pour leur pompage en hiver pour éviter les problèmes de colmatage lorsque le produit est soumis à des températures basses. [21]

Point de trouble : L'apparition de « nuages », de petits cristaux dans le produit, est considérée comme le moment de trouble. La température correspondante est dite « point de trouble ». [21]

- a) **Point de congélation** : Si on refroidit encore ce produit, il finit par prendre en masse et ne s'écoule pas en maintenant l'éprouvette horizontale. La température relevée est dite « le point de congélation ».
- b) **Point d'écoulement** : En réchauffant ce produit après solidification prolongée, il redevient fluide, la température la plus basse à laquelle le produit s'écoule est dite « le point d'écoulement »

Les points d'écoulement des pétroles bruts se situent généralement dans un intervalle compris entre - 60 °C et + 30 °C.[21].

c) Détermination des points et de trouble et d'écoulement des produits pétroliers

Les normes utilisées pour déterminer cette propriété sont **Normes ASTM D2500-11, ASTM D97-11, ASTM D2386**

L'échantillon est réchauffé au moins 15°C au-dessus du point de trouble supposé et introduit jusqu'au trait repère dans le tube à essai.

Celui-ci est fermé avec le bouchon et on positionne le thermomètre tel qu'il touche le fond du tube. On refroidit ensuite progressivement en utilisant des bains réfrigérants de plus en plus froids et on vérifie la limpidité du produit **tous les degrés**.

Le point de trouble est la température à laquelle apparaît un **trouble distinct** au fond du tube à essai. (Voir figure 13) [21]

On introduit l'échantillon jusqu'au trait repère dans le tube à essai et on positionne le thermomètre comme l'indique le schéma ci-contre. On réchauffe ensuite l'échantillon avant de le refroidir progressivement avec des bains réfrigérants de plus en plus froids.

On commence les mesures à une température de préférence baisse de 3°C et supérieure de 15°C au moins au **point d'écoulement**.

Dès que l'huile ne coule plus lorsque le tube est incliné, au **point de congélation**. [21]

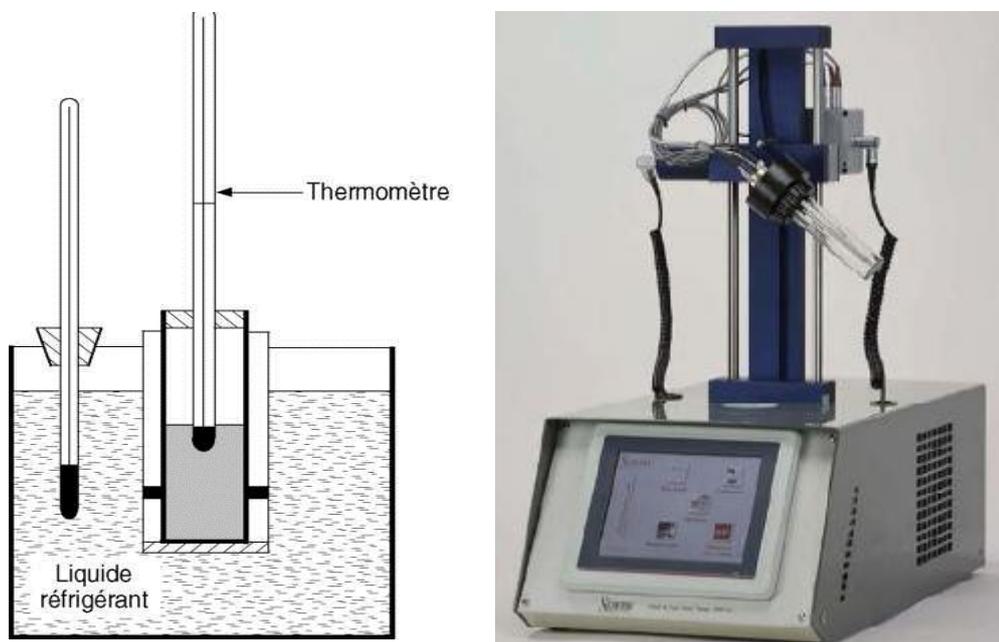


Figure 13 : Schéma et dispositif de mesure de Points de trouble, de congélation et d'écoulement

II-3-3 Combustion

La qualité de la combustion est une préoccupation importante de l'utilisateur. Elle est caractérisée notamment par :[16]

III-3-3-1 Pouvoir calorifique « P.C »

Le pouvoir calorifique est la quantité de chaleur libérée dans certaines conditions par la combustion complète conduisant à la formation de CO₂ et H₂O d'un kilogramme de produit, il exprimé par **kcal/kg** ou en **MJ/kg** (MJ = mégajoule).:[16]

a) Détermination de pouvoir calorifique

La norme utilisée pour déterminer cette propriété est **Normes norme ASTM D 240**

Le pouvoir calorifique du pétrole brut, est mesuré expérimentalement par calorimétrie.

Les essais normalisés liés à la combustion concernent les **carburants et combustibles** qui représentent plus de 80 % de la consommation de produits pétroliers ; Leurs **qualités de la combustion** est une préoccupation importante de l'utilisateur.

Une méthode de mesure de cette propriété en brûlant un échantillon de produit dans une bombe à oxygène appelée **calorimètre**. Le pouvoir calorifique est dit supérieur (**PCS**) si l'on suppose ramenés à **20°C** tous les produits de la combustion, la vapeur d'eau étant alors condensée. Le pouvoir calorifique est inférieur (**PCI**) où tous les produits sont à l'état vapeur.

Les **PCI usuels** des fuels commerciaux sont les suivants : [16]

Tableau 15 : PCI quelque des fuels commerciaux [1]

Fuel	PCI
Fuel-Oil Domestique	10 150 kcal/kg ou 42,5 MJ/kg
Fuel-Oil Lourd n° 2 HTS	9 400 kcal/kg ou 39,4 MJ/kg
Fuel-Oil Lourd n° 2 TBTS	9 900 kcal/kg ou 41,5 MJ/kg

Le pouvoir calorifique d'un produit pétrolier **diminue** quand :

- ❖ La densité augmente
- ❖ Le rapport C/H ainsi que la teneur en soufre s'accroissent

L'importance de mesurer cette grandeur est :

- ❖ Pour le technicien : dans l'établissement de tout bilan énergétique ;
- ❖ Pour l'utilisateur du véhicule : qui souhaite à la fois minimiser sa dépense pour un parcours déterminé et accroître son rayon. [16]

III-3-3-2 Résidu de carbone Conradson (CCR)

Elle est définie par la quantité de résidu de pétrole brut qui a subi une mauvaise combustion appelée « **pyrolyse** ».

Elle nous renseigne sur la tendance à former du coke ou des dépôts charbonneux au cours d'une combustion incomplète du pétrole brut ou par suite de présence d'un fort pourcentage de produit lourd.

Un **CCR** élevé dénote d'un pétrole contenant beaucoup de produits lourds (fuel et résidu) et pas assez de légers. [22]

b) Détermination de Résidu de carbone Conradson

Les normes utilisées pour déterminer cette propriété sont **Normes NF EN ISO 1070 1995**

Son principe repose sur la combustion puis pyrolyse d'une prise d'essai d'un produit non volatil dans un creuset approprié et pesé du résidu obtenu

Cet essai normalisé mesure le résidu obtenu après chauffage, combustion et pyrolyse d'un échantillon de produit pétrolier. [22]

L'appareillage est représenté sur le schéma ci-dessous (voir figure 14) [22]

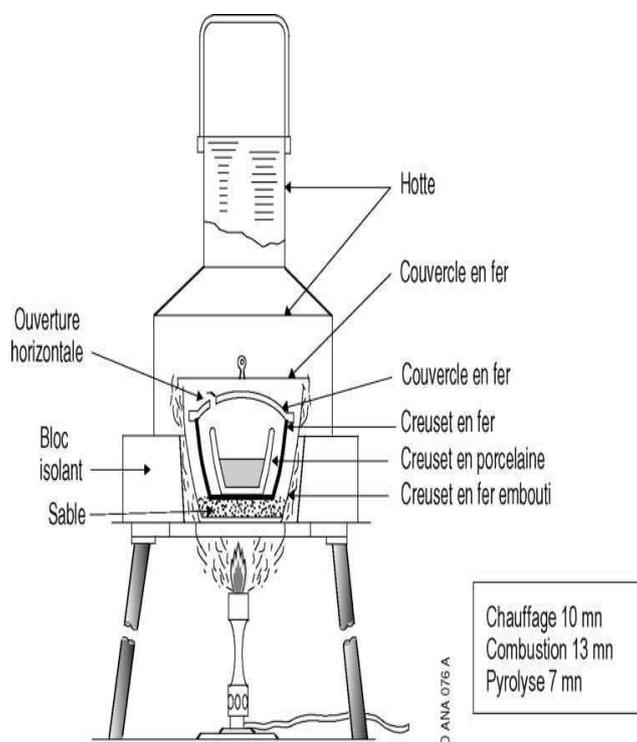


Figure 14 : Schéma et dispositif de mesure de Résidu de carbone Conradson

Le chauffage initial dure normalement 10 mn, la combustion 13 mn et la pyrolyse 7 mn. Le résidu correspond à des produits non vaporisables dans les conditions de l'essai et sa masse est rapportée à celle de l'échantillon de départ pour exprimer le résidu de Carbone Conradson en % masse (ou **C.C.R.**).

Le résultat de l'essai indique la teneur du produit pétrolier en composés non vaporisables formant des dépôts charbonneux de "coke".

Cette contrainte sur le gazole est destinée à éviter l'encrassement des injecteurs et de la chambre de combustion par les produits cokéfiabiles.

La teneur en résidu Conradson nous renseigne sur la tendance à former du coke ou des dépôts charbonneux au cours d'une combustion incomplète du pétrole brut ou par suite de présence d'un fort pourcentage de produit lourd. [22].

III-3-3-2 L'indice d'octane (NO)

L'indice d'octane est une propriété essentielle des carburants auto. Elle caractérise l'aptitude du carburant à brûler correctement dans un moteur à allumage commandé. [22]

Le nombre d'octane (**NO**) permet de classer les carburants en fonction de leur résistance à la détonation. Celle-ci est provoquée par la décomposition brutale de peroxydes, composés oxygénés instables formés lors de la combustion de l'essence, provoquant ainsi un bruit de choc sur la culasse et la tête du piston, semblable à un coup de marteau (cliquetis). Ce phénomène de détonation entraîne une surchauffe du moteur mettant ce dernier hors service.

Le nombre d'octane d'un produit pétrolier dépend de la structure chimique de ses constituants. En effet, les normales paraffines ont des **NO** faibles. Les isoparaffines, les oléfines et les aromatiques ont des **NO** élevés. [22].

b) Détermination de l'indice d'octane

Les normes utilisées pour déterminer cette propriété sont **ASTM D 2699**, **ASTM D 2700**.

Deux méthodes normalisées sont utilisées pour mesurer le nombre d'octane d'un carburant, il s'agit de la méthode **Research**(**ASTM D 2699**) et de la méthode **Motor** (**ASTM D 2700**). La principale différence entre ces deux méthodes réside dans la vitesse de rotation du moteur **CFR** qui est respectivement de 600 tr/mn et 900 tr/mn pour les méthodes **Research** et **Motor**. Notons que la valeur du nombre d'octane **Motor** (**MON**) est inférieure au nombre d'octane **Research** (**RON**), (voir figure 14). [22]

❖ Moteur CFR

Pour déterminer la capacité de résistance au cliquetis d'un carburant donné on utilise un moteur normalisé mis au point par la "COOPERATIVE FUEL RESEARCH" (**C.F.R.**) (voir figure 15).. C'est un moteur monocylindrique tournant à vitesse constante. Pour faire apparaître ou disparaître le cliquetis on peut agir sur le taux de compression variable grâce au déplacement de l'ensemble cylindre-culasse par rapport au bâti du moteur. La mesure du cliquetis est réalisée par un détecteur dont l'extrémité est placée dans la chambre de combustion. Le signal est amplifié et transmis à un appareil de mesure le "Knockmeter". [22]

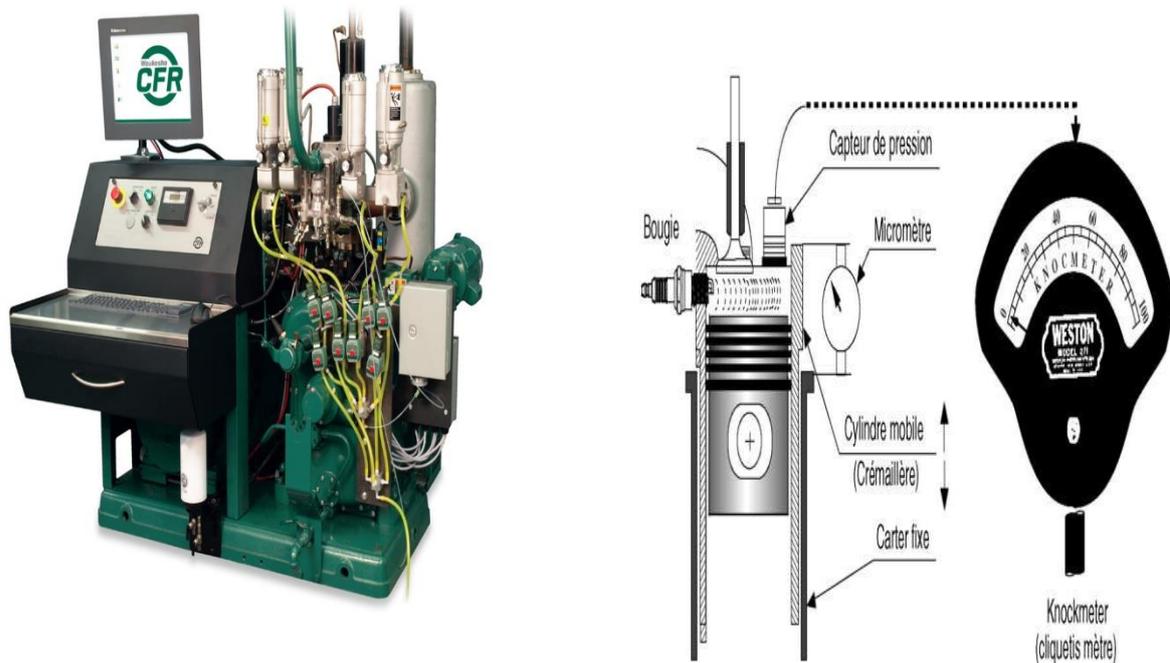


Figure 15 : Schéma et dispositif de Moteur CFR

❖ Sensibilité du carburant

Compte tenu des conditions plus sévères de la mesure, l'indice d'octane moteur est généralement inférieur à l'indice d'octane recherche. La différence **RON-MON** est appelée sensibilité d'un carburant. [22].

III-3-3-2 Indice de cétane

L'indice de cétane est une propriété très importante des carburants Diesel, car il mesure leur aptitude à s'enflammer dans la chambre de combustion des moteurs à allumage par compression.

b) Détermination de l'indice de cétane

Les normes utilisées pour déterminer cette propriété sont **ISO 5165 : 1998, ISO 4264 : 1997** –

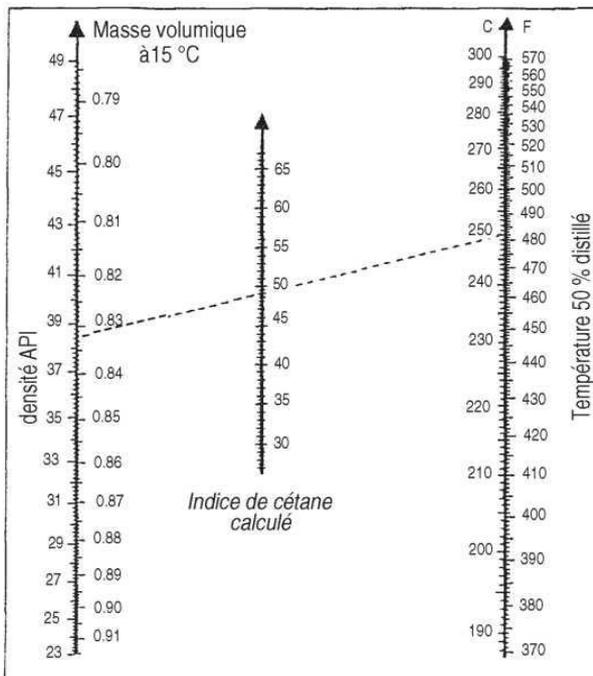
L'indice de cétane est défini par le pourcentage volumique de cétane dans le mélange des 2 carburants de référence qui a le même délai d'allumage que le gazole essayé dans le moteur **C.F.R. Diesel**. [22]

Dans ce type de moteur, le carburant est injecté dans le cylindre qui contient l'air réchauffé durant la phase de compression. On constate sur le schéma ci-dessus (figure 15) que la

combustion ne démarre pas instantanément après le début de l'injection. En effet, il y a un décalage dans le temps entre le commencement de l'injection et le début de la combustion repéré par l'augmentation brutale de la pression dans la chambre. Ce décalage est appelé **délai d'allumage**. [22]

c) **Indice de cétane calculé**

L'indice de cétane mesuré ne représente pas l'indice de cétane réel du produit d'origine quand celui-ci renferme des **additifs pro-cétane**. On utilise donc une autre approche de l'indice de cétane dite **indice de cétane calculé** pour apprécier la qualité du gazole **hors additifs**. Cette méthode utilise à la base deux propriétés facilement accessibles : la masse volumique et la volatilité. [22]



Exemple
 $d_{15} = 0,832 \Rightarrow IC = 49$
 $t_{50} = 250^{\circ}C$

Figure 16 : Indice de cétane calculé

III-3-3-2 Le point de fumée (Smoke point)

Pour évaluer le comportement d'un carburéacteur lors de sa combustion, celui-ci est brûlé dans une lampe à mèche normalisée. On cherche à obtenir la flamme la plus haute possible et cela sans formation de fumée. Cette hauteur de flamme, exprimée en millimètre, est mesurée à 0,5 mm près sur une échelle graduée incorporée à la lampe et est appelée "**point de fumée**". [22]

d) Détermination de point de fumée. [22]

La norme utilisée pour déterminé cette propriété est **-ASTM D1322-**

Le point de fumée est en relation avec la **teneur en hydrocarbures aromatiques**. Par comparaison avec les autres familles, ces hydrocarbures sont, en effet, plus riches en carbone et conduisent lors de la combustion à une flamme plus rayonnante à cause de la présence de fines particules carbonées. Ils donnent par conséquent plus facilement une flamme fumeuse.

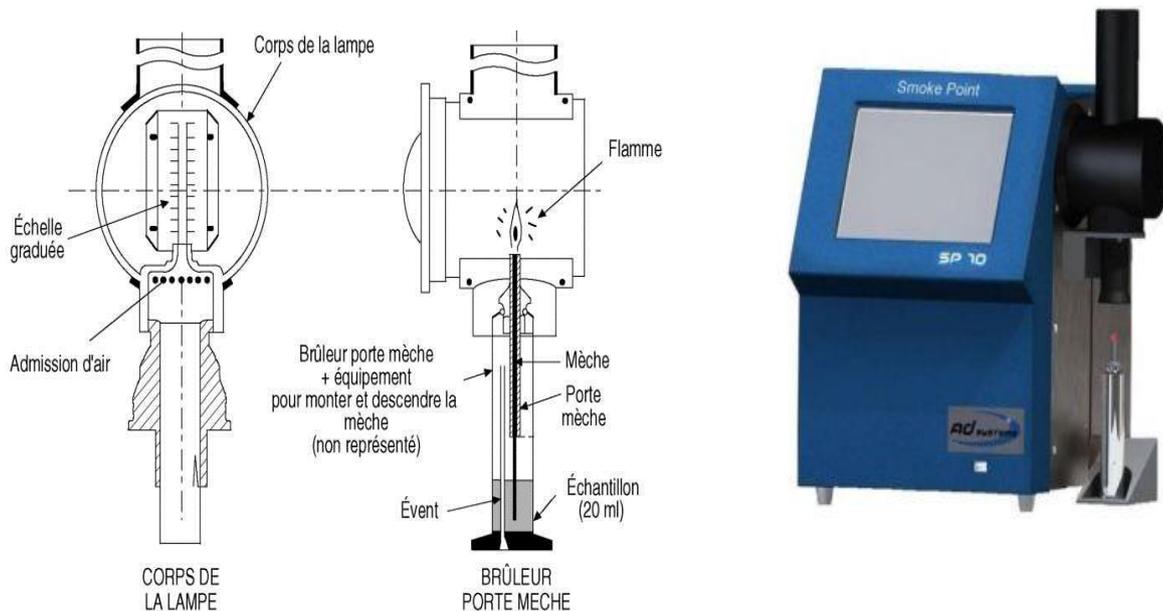


Figure 17 : Schéma et dispositif de mesure le point de fumée (Smoke point)

e) Point de fumée calculé. [22]

Ainsi, une teneur élevée en aromatiques se traduit par un point de fumée faible et inversement comme on le constate sur le schéma ci-contre.

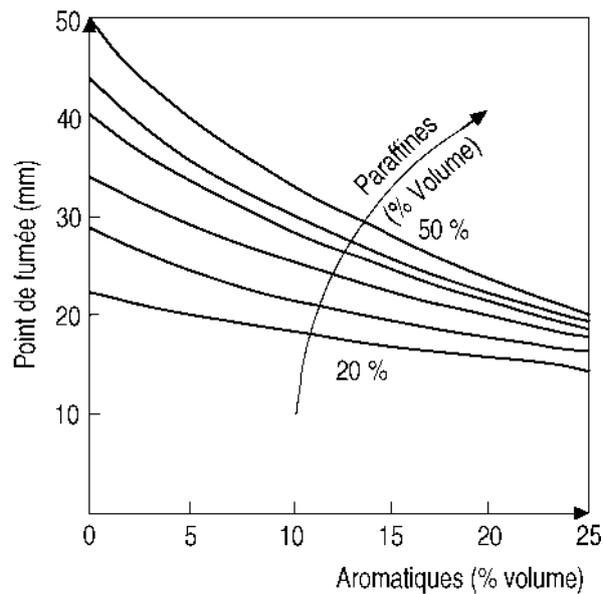


Figure 18 : Point de fumée calculé

III-3-4 Les propriétés optiques

III-3-4-1 Indice de réfraction

La norme utilisée pour calculer cette propriété est -ASTM D1218-

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

L'indice de réfraction correspond au facteur de proportionnalité existant entre le sinus de l'angle d'incidence et le sinus de l'angle de réfraction lors du passage d'un rayon lumineux de l'air vers la substance étudiée. Généralement, la mesure est effectuée par rapport à la raie D jaune du sodium et à 20°C (589.3 μm).[21]

b) Détermination de l'Indice de réfraction

Le test de mesure de cette propriété couvre l'intervalle des indices compris entre 1.33 et 1.60. Il est régi par la qui utilise le **réfractomètre d'ABBE** (voir figure 19).[21]

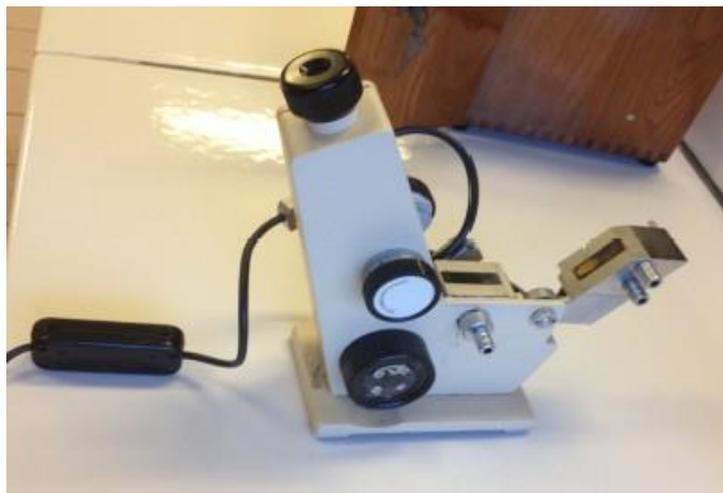


Figure 19réfractomètres d'ABBE

L'indice de réfraction est une propriété fondamentale qui peut être utilisée en conjonction avec d'autres propriétés pour caractériser les hydrocarbures et leurs mélanges et ce, par le biais des facteurs de caractérisation spécifiques ou des méthodes de calcul de la composition par familles chimiques. [21].

b) Calculé de l'indice de réfraction

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

$$n_D^{t_0} = n_D^t - 4.10^{-4} * (t_0 - t) \quad [1.11]$$

$t_0 = 20 \text{ }^\circ\text{C}$

t : température à la détermination expérimentale de l'indice de réfraction.

III-3-4-2 Indice de corrélation [21]

L'indice de corrélation I encore appelé **facteur de caractérisation de HUANG** est défini par:

$$I = \frac{n^2 - 1}{n^2 + 2} \quad [1.12]$$

n : l'indice de réfraction a 20°C

Ce facteur a été proposé comme critère d'identifications de la nature chimique des mélanges d'hydrocarbures. Il croit des paraffines aux aromatiques.

Les variations de cet indice à l'intérieur des trois principales familles d'hydrocarbures rencontrées dans les pétroles bruts sont les suivantes :[15]

- ❖ Paraffines : 0.267 - 0.273.
- ❖ Naphtènes : 0.278 - 0.308.
- ❖ Aromatiques : 0.298 - 0.362.

III-3-5 Les propriétés thermodynamiques

III-3-5-1 La capacité calorifique

La capacité calorifique d'une substance est la quantité de chaleur qu'il faut fournir à l'unité de poids de cette substance pour augmenter sa température d'un degré. Elle s'exprime en **kJ/(kg.K)** dans le système S.I. Elle est définie soit à pression constante **C_p**, soit à volume constant **C_v** :[21]

III-3-5-2 Enthalpie et enthalpie de formation :

L'enthalpie d'une substance est définie comme étant la quantité de chaleur contenue dans ce système dont l'état thermodynamique est défini par une pression P et une température T données. [15]

Les variations d'enthalpies entre deux états fournissent la quantité de chaleur à fournir ou à éliminer pour passer de l'un à l'autre. L'enthalpie s'exprime en fonction de la capacité calorifique par la relation :[15]

$$H = \int C_p dT + \lambda \quad [1.13]$$

III-3-5-3 Entropie

L'entropie d'un système définie comme une mesure du désordre, est une caractéristique particulièrement importante.

Par définition, l'entropie de tout corps pur, solide, cristallisé est nulle à la température zéro absolu. [15]

III-3-6 Les propretés spécifiques calculées au pétrole brut

III-3-6-1Facteur de caractérisation Watson (Kuop)

Watson, Nelson et Murphy (1937) de la société U.O.P (Universal Oil Products) ont introduit la notion de facteur de caractérisation **Kuop** pour discriminer entre les tendances des pétroles bruts et des fractions pétrolières.

La température d'ébullition est exprimée en **Kelvin (K)**. Pour les mélanges complexes d'hydrocarbures, tels que les fractions pétrolières, **T_{eb}** est remplacée par la température moyenne d'ébullition notée **T_{mav}** de la coupe, la formule devient [15]

$$Kuop = \frac{(T_{mav})^{1/3}}{SpGr_{60^{\circ}F/60^{\circ}F}} \quad [1.14]$$

Où **T_{eb}** (°K) et **SpGr** interviennent comme paramètre intermédiaire dans de nombreuses méthodes de calcul d'autres propriétés.

Les valeurs de ce facteur pour les différentes familles d'hydrocarbures sont les suivantes

Tableau 16 : Facteur (Kuop) différentes familles d'hydrocarbures [15]

Famille d'hydrocarbure	Kuop
Paraffines	13.1- 13.5
Naphtènes	10.5- 13.2
Aromatiques	9.5- 12.5

Le **Kuop** est un indice approximatif de la nature chimique des hydrocarbures. Il permet donc de situer les tendances des pétroles bruts et des fractions pétrolières. C'est à dire que :

- **Kuop = 13** dénote une nature paraffinique normale et iso.
- **Kuop = 12** si les hydrocarbures sont mixtes où le cycle et les chaîne sont équivalentes.
- **Kuop = 11** pour les naphtènes purs et aromatiques légèrement substitués.
- **Kuop = 10** pour les aromatiques pures. [15]

III-3-6-3 Paramètre : [1/d]

Ce nouveau facteur a été défini par Vakili-Nezhaad et Madarress (2002) pour caractériser les fractions d'hydrocarbures et les pétroles bruts, au même titre que le facteur de caractérisation de Watson ou le facteur de Huang. Comme suite :[15]

$$\frac{R_f}{M} = \frac{I}{d} \quad [1.15]$$

R_f est la réfraction molaire,

M la masse moléculaire,

I l'indice de corrélation de Huang.

D la densité du produit mesurée à la même température que l'indice de réfraction.

Les valeurs de ce facteur pour les différentes familles d'hydrocarbures sont les suivantes: [15]

Tableau 17 : Paramètre (I/d) différentes familles d'hydrocarbures [1]

Famille d'hydrocarbure	I/d
Paraffines	0.333-0.410
Naphtènes	0.329- 0.331
Aromatiques	0.278- 0.324

Contrairement aux autres facteurs de caractérisation, le nouveau paramètre I/d permet de délimiter avec précision les plages de valeurs correspondant aux différentes séries homologues d'hydrocarbures telles que les paraffines, les naphtènes et les aromatiques et ce, sans chevauchement entre les domaines des trois familles. [15].

III-3-7 Les propriétés critiques

(Critique) ce terme a été proposé par **Andrews (1869, 1876, 1887)** dans ses travaux sur les propriétés du dioxyde de carbone. Les travaux de **Van der Waals (1873)** et développement de la loi des états correspondants furent le point de départ d'une multitude de méthodes expérimentales visant à mesurer les propriétés critiques des corps purs et des mélanges. [19]

La connaissance des propriétés critiques est indispensable dans le traitement des mélanges d'hydrocarbures où la coexistence d'une phase gazeuse et liquide est fréquente. Ils permettent de prévoir le comportement des fluides dans un large intervalle de températures et de pression et définir ainsi les conditions d'existence de leurs différentes phases.

Dans un domaine de coordonnées pression- température, la pression et la température critique sont les coordonnées du point critique qui représente la borne supérieure au-dessus de laquelle la coexistence des deux phases liquide et vapeur n'est plus possible, au-delà de laquelle le changement de phase n'est plus observé. Dans le cas d'un mélange, il se trouve à la jonction des courbes de bulle et de rosée.

Le point critique correspond à l'identité parfaite des propriétés du liquide et de la vapeur. La séparation d'un tel mélange est donc impossible en ce point où la chaleur de vaporisation est nulle. [19]

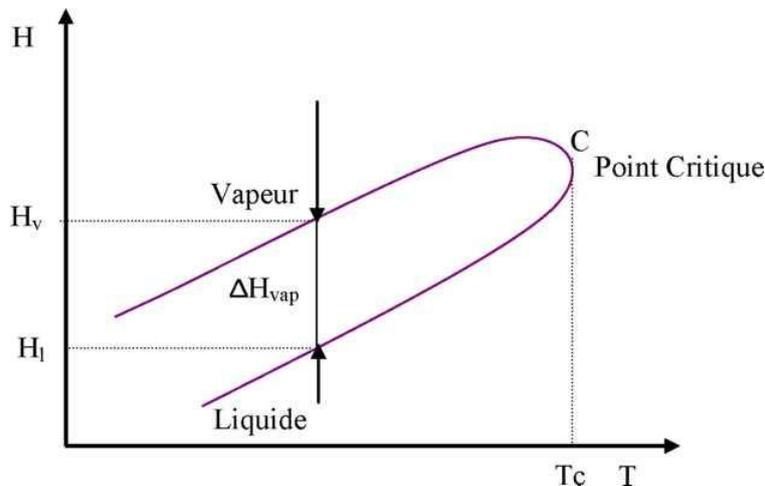


Figure 20 : Représentation graphique de la chaleur de vaporisation pour un mélange

III-3-7-1 Interprétation des courbes (P-V-T)

Cependant, malgré ces différences entre les courbes **P-V-T** (voir figure) exemple diagramme **P-T**) des corps purs et des mélanges de corps purs, dans les deux cas, l'équilibre entre la phase liquide et la phase gazeuse est impossible au-delà d'un point "C" appelé point critique. Ce point, qui a pour coordonnées **Tc, Pc, Vc** (température, pression et volume critiques), constitue la limite au-dessus de laquelle la coexistence des deux phases liquide et vapeur n'est plus possible, il correspond à l'identité parfaite des propriétés du liquide et de la vapeur : densité, indice de réfraction, etc., en particulier la chaleur de vaporisation devient nulle. [19]

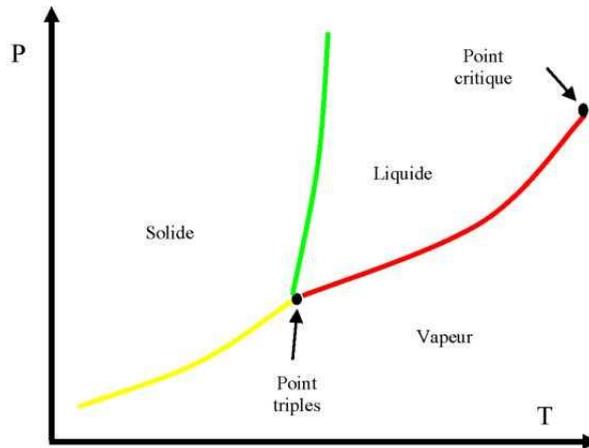


Figure 21 : Diagramme P-T d'un corps pur

L'isotherme passant par le point critique "C" présente un point d'inflexion, souvenir d'un palier de liquéfaction évanescent. Cette caractéristique de l'isotherme critique se traduit alors par les deux expressions algébriques suivantes :[19]

$$\left[\left(\frac{\partial P}{\partial V} \right)_{T_c} = 0 \right] \quad \left[\left(\frac{\partial^2 P}{\partial V^2} \right)_{T_c} = 0 \right] \quad [1.16]$$

III-3-7-2 Détermination des propriétés critiques

Deux techniques sont généralement utilisées pour la mesure des propriétés critiques, à savoir : la **méthode de l'écoulement** et la **méthode de l'ampoule**. Ces deux méthodes sont basées sur le principe de l'opalescence critique, qui consiste à évaluer la température, la pression et le volume critiques d'une substance lorsque le ménisque séparant les phases liquide et vapeur disparaît, laissant place à une bande d'un brouillard opalescent.

NB : Comme la détermination expérimentale de ces propriétés nécessite un appareillage coûteux et sophistiqué ainsi qu'une manipulation longue et délicate, il est souvent nécessaire de faire appel à des corrélations pour les estimer. [19]

III-3-7-3 Calcul des propriétés critiques

a) Température critique

Nous citons quelques corrélations d'estimation de la température critique :

❖ Cas des corps purs

➤ Corrélation de Joback [15]

[1.17]

$$T_c \text{ (K)} = T_b \left[0.584 + 0.965 \left\{ \sum_k N_k (tck) \right\} - \left\{ \sum_k N_k (tck) \right\}^2 \right]^{-1}$$

$\sum N_k (tck)$: la somme des contributions de groupements ;

T_b : température d'ébullition en kelvin.

❖ Cas des mélanges de corps purs et des fractions pétrolières :

➤ Règle de Kay[15]

Les propriétés pseudo-critiques des mélanges sont obtenues comme suit

$$T_{pc} = \sum X_i * T_{Ci} \quad [1.18]$$

T_{pc} : Température pseudo-critique du mélange ;

X_i : Fraction molaire de l'hydrocarbure i dans le mélange ;

T_{ci} : Température critique de l'hydrocarbure i .

➤ Equation de Riazi-daubert [9]

Ces auteurs proposent une équation pour estimer la température pseudo-critique des fractions pétrolières en fonction de la température mean-average et de la specific gravity.

$$T_{pc} = \frac{24.2787 * T_{mav}^{0.48848}}{SpGr^{0.3596}} \quad [1.19]$$

Avec T_{mav} : temperature mean average ou température moyenne d'ébullition exprimée en °R. (dégrée Rankine) :

$$T(^{\circ}R) = (T(^{\circ}C) + 273.15) * 9/5$$

‣ **Corrélation de Lee et Kesler [5]**

Lee et Kesler proposent la corrélation suivante pour l'estimation de la température critique

$$T_c = 189.8 + 450.6 * SpGr + (0.4244 + 0.1174 * SpGr) * T_{eb} + (0.1441 - 1.0069 * SpGr) * 10^5 / T_{eb}$$

[1.20]

SpGr : Specific Gravity 60/60°F;

Tc : température critique en Kelvin ;

Tb : température d'ébullition en Kelvin.

‣ **Equation de Belghit[19].**

$$T_{pc} (^{\circ}k) = 0.6209 * T_{eb} (^{\circ}C) + 551.3 * d_{20} + 97.7829. \quad [1.21]$$

b) Pression critique

Pour l'estimation de la pression critique des hydrocarbures et les fractions pétrolières, de nombreuses corrélation ont été établies par différents auteurs :

❖ **Cas des corps purs :**

‣ **Corrélation de Riazi – Daubert[9]**

$$Pc (bar) = 5.053027 * 10^7 * T_b^{-2.3125} * SpGr^{2.3201} \quad [1.22]$$

Pc : pression critique en bar ;

Tb : température d'ébullition en kelvin ;

SpGr : Specific Gravity.

❖ **Cas des mélanges de corps purs et des fractions pétrolières**

‣ **Corrélation de Lee et Kesler [5]**

Lee et Kesler proposent la corrélation suivante pour l'estimation de la pression critique :

$$\ln(P_c) = 5.689 - 0.0566/SpGr - (0.43639 + 4.1216/SpGr + 0.21343/SpGr^2) \times 10^{-3} \times T_b + (0.47579 + 1.182/SpGr + 0.15302/SpGr^2) \times 10^{-6} \times T_b^3 - (2.4505 + 9.9099/SpGr^2) \times 10^{-10} \times T_b^2$$

[1.23]

P_c : pression critique en bar ;

T_b : température d'ébullition en kelvin ;

SpGr : specific gravity.

► Règle de Kay[15] [

$$P_{pc} = \sum X_i * P_{Ci} \quad [1.24]$$

PP_c : pression pseudo-critique du mélange ;

X_i : fraction molaire de l'hydrocarbure **i** dans le mélange ;

P_{ci} : pression critique de l'hydrocarbure **i**.

► Equation de Belghit[19]

$$P_{pc} \text{ (bar)} = -0.045 * T_{eb} \text{ (}^\circ\text{C)} - 18.6 * d_{20} + 45.4047 \quad [1.25]$$

c) Volume critique

Plusieurs auteurs ont proposé des corrélations empiriques pour l'estimation du volume critique des hydrocarbures et des fractions pétrolières, les plus utilisées sont citées ci-après :

► Méthode de Lydersen [9]

Lydersen a proposé une relation basée sur les contributions de groupes :

$$V_c = 40 + \sum \delta V_i \quad [1.26]$$

V_c : volume critique du mélange (cm³/mole);

ΣδV_i : contribution des groupements **i**.

Cette méthode estime le volume critique avec un pourcentage de déviation moyenne de l'ordre de 3.3 %.

► **Methode de Watanasiri, Owens et Starling [9]**

Ces auteurs ont proposés la relation suivante : [1.27]

$$V_c (\text{ft}^3 / \text{lb}) = 9.689574 * 10^{-4} * 0.7506 * SpGr^{-1.02028} * \exp(-2.64222 * 10^{-3} * T_{eb} - 0.26404 * SpGr + 1.971 * 10^{-3} * T_{eb} * SpGr)$$

T_{eb}: en (°k)

V_c : volume critique (ft³/lb).(feet³/pound)

NB: pour convertir le volume critique à l'unité (cm³/g) on doit: 1(ft³/lb) = 62.42*MM

MM: masse molaire en (g/mole).

► **Equation de Lee-Kesler [5]** [1.28]

$$V_c (\text{cm}^3 / \text{mole}) = \frac{10.73 * T_c * a}{P_c}$$

T_c : en °R

P_c : en Psia (pound squar inch absolute)

a: facteur de compressibilité

NB: 1bar = Psia 13.5

► **Equation de Belghit. [19]**

[1.29]

$$V_{pc} (\text{cm}^3 / \text{g}) = 0.0038 * T_{eb}^2 (°C) + 0.9814 * T_{eb} * d_{20} + 310.6783$$

d) Facteur acentrique (W)

Le **facteur acentrique** est un nombre conceptuel introduit par **Kenneth Pitzer** en 1955, couramment utilisé dans la description de la matière en thermodynamique. Le facteur acentrique est l'une des constantes des corps purs les plus courantes. Comme proposé à l'origine par Pitzer, le facteur acentrique ω représente l'excentricité ou la non sphéricité d'une

molécule. De ce fait, le facteur acentrique est très utilisé pour la détermination des propriétés thermodynamiques des substances comme le facteur de compressibilité, les équilibres de phases des substances, les pressions de vapeur

Les facteurs acentriques des séries homologues augmentent avec le nombre d'atomes de carbone. Les valeurs les plus faibles sont obtenues dans le cas des hydrocarbures naphéniques et les plus élevées pour les hydrocarbures paraffiniques. Les aromatiques possèdent quant à eux, des facteurs intermédiaires. [21].

➤ **Corrélation de Pitzer[9]**

Défini par Pitzer (1955) pour exprimer la non sphéricité des molécules

$$\omega = -\log Pr^s - 1 \quad \text{à } Tr = 0.7 \quad [1.30]$$

Pr^s = Pression de saturation. Tr : Température réduite = $Tr = \frac{T_c}{T}$

➤ **Corrélation d'EDMISTER [9]**

$$\omega = \frac{3}{7} * \left[\frac{\log P_c}{\frac{T_c}{T_{eb}} - 1} \right] - 1 \quad [1.31]$$

P_c : en (bar), T_c : en (°R), et T_{eb} : en (°R)

➤ **Corrélation de Lee-Kesler [5]**

[1.32]

$$\begin{aligned} \omega &= \alpha / \beta \dots\dots\dots (Tr = T_{eb} / T_c); \\ \alpha &= -\ln(P_c) - 5.92714 + 6.09648 * Tr^{-1} + 1.28862 \ln(Tr) - 0.169347 * Tr^6 \\ \beta &= 15.2518 - 15.6875 * Tr^{-1} - 13.4721 \ln(Tr) + 0.43577 * Tr^6 \end{aligned}$$

► **Corrélation de Belghit [19]**

$$W = 0.002 * T_{eb} (^{\circ}C) * d_{20} + 0.1847 \quad [1.33]$$

e) **Facteur compressibilité (a)[15]**

$$a = 0.2905 - 0.085 * W \quad [1.34]$$

W: Facteur acentrique

III-4 ESSAIS NORMALISÉS LIÉS À LA STABILITÉ ET À LA NATURE CHIMIQUE

III-4-1 Teneur en soufre des pétroles bruts

Les pétroles bruts contiennent des hydrocarbures sulfurés, de l'hydrogène sulfuré dissous, et parfois même du soufre en suspension. D'une manière générale, la teneur en soufre total d'un brut est comprise entre 0,05 et 5 % en poids (tableau),[15]

Tableau 18 : Teneur en soufre de quelques pétroles bruts.[1]

Nom du brut	Pays d'origine	% poids soufre
Bonny Light	Nigeria	0,13
Hassi Messaoud	Algérie	0,14
Ekofisk	Mer du Nord	0,18
Arabian Light	Arabie Saoudite	1,80

La connaissance de la nature et de la quantité de produits sulfurés contenus dans les bruts et les coupes pétrolières est d'une importance primordiale pour le raffineur, car elle constitue une contrainte dans rétablissement du schéma de raffinage et l'élaboration des produits finis. En effet, certains de ces produits contiennent ou engendrent des composés corrosifs au cours des diverses opérations de raffinage. Ils diminuent la durée de vie de certains catalyseurs (reformage catalytique), détériorent la qualité des produits finis en altérant leur couleur et en leur conférant une odeur désagréable, réduisent la durée de vie des huiles lubrifiantes, sans parler de la pollution atmosphérique (formation de SO₂, SO₃ au cours

de la combustion des produits pétroliers), et des incendies causés par le contact entre le sulfure de fer de tuyauteries corrodées et l'air. [15]

III-4-2 Teneur en azote des pétroles bruts

Les pétroles bruts renferment des hydrocarbures azotés sous forme basique (quinoléine, isoquinoléine, pyridine...) ou neutre (pyrrole, indole, carbazole...).

Ces composés peuvent être malodorants (quinoléine), ou avoir une odeur agréable (indole).

Ils se décomposent sous l'action de la chaleur pour donner des bases organiques ou de l'ammoniac, qui réduisent l'acidité des catalyseurs des unités de transformation ou de conversion (reformage, craquage), et activent la formation des gommages dans les distillats (kérosène, gazoles). Le tableau suivant donne quelques valeurs typiques. [15]

Tableau 19 : Teneur en azote et rapport N/S de quelques bruts [1]

Brut	%S	% N	N/S x 100
Kirkuk	2,00	0,10	5
Kuwait	2,5	0,15	6
Gash Saran	1,6	0,23	14

III-4-3Teneurs en eau, sédiments et sels des pétroles bruts

Les pétroles bruts contiennent, en très faibles quantités, de l'eau, des sédiments et des sels minéraux dont la majeure partie est dissoute dans l'eau, le reste se trouvant sous forme de cristaux très fins.

Ces produits peuvent détériorer les équipements (corrosion, érosion, dépôts, bouchages, empoisonnement de catalyseurs, etc.).[19]

III-4-4 Teneur en eau des pétroles bruts

Dans le brut, l'eau se trouve en partie dissoute et en partie sous forme d'émulsion plus ou moins stable ; cette stabilité est due à la présence d'asphaltènes, ou de certains agents tensio-actifs comme les mercaptans ou les acides naphthéniques.

La teneur en eau des pétroles bruts à la sortie du puits est en général faible comme le montre le tableau ci-dessous elle croît généralement pendant le transport et le stockage où elle peut atteindre 3 %. [19]

Tableau 20 : Teneur en eau de quelques bruts [1]

Nom du brut	Pays d'origine	Teneur en eau en % V
Arabian Light	Arabie Saoudite	Traces
Zarzaïtine	Algérie	0,05
Bachaquero	Venezuela	1.8

La teneur en eau des pétroles bruts est déterminée par une méthode normalisée* dont le principe consiste à entraîner l'eau sous forme d'azéotrope à l'aide d'un hydrocarbure aromatique (en général le xylène industriel); à la température ambiante cet azéotrope se sépare en deux phases: eau et xylène. Le volume de l'eau est alors mesuré et rapporté au volume total de brut traité. [19]

III-4-2 Teneur en sédiments (Bottom Sediments)

Ces normes déterminées par la loi-ASTM D 96 et D1796-

Des produits solides non solubles dans les hydrocarbures ou dans l'eau peuvent être entraînés avec le brut. Ces produits appelés "sédiments" sont de fines particules de sable, de boues de forage, de débris de roche (gypse...), de métaux sous forme de minerais ; ou à l'état libre comme le fer, le cuivre, le plomb, le nickel, le vanadium... provenant de l'érosion des pipelines, des bacs de stockage, des vannes ou de toute autre tuyauterie que traverse le brut. arriver à boucher les tuyauteries, et détériorer la qualité des fuels.[15]le tableau donne la teneur en eau et sédiments (B.S.W.) de quelques bruts.

Tableau 21 : Teneur en eau et sédiments de quelques bruts [1]

Brut	(BSW) en % volume
Arabian light	0,10
Dahra	0,60
Bachaquero	2,00

III-4-2 Teneur en sels des pétroles bruts

Cette norme déterminée par la loi- ASTM D 3230-

Bien qu'ils soient relativement en faibles quantités, de l'ordre de quelques dizaines de ppm. Les chlorures (sodium, magnésium et calcium) sont presque toujours dominants, à côté du gypse et du carbonate de calcium.

La présence de sels dans les pétroles bruts présente plusieurs inconvénients :

- ❖ au niveau de la production: le chlorure de sodium peut se déposer par plaques sur les parois du tubage à la suite de la vaporisation partielle de l'eau due à la perte de charge entre le fond et la tête du puits.,[15]
- ❖ au niveau du raffinage: les sels se déposent dans les conduites, dans les tubes des échangeurs, ce qui diminue le transfert de chaleur et dans les tubes des fours, ce qui crée des points chauds et favorise le cokage.
- ❖ En outre, les sels désactivent les catalyseurs de reformage et de craquage catalytiques

III-4-2 Indice d'acide des pétroles bruts

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

Le tableau suivant représente la teneur en acide de quelques bruts.[19]

Nom du brut	Origine	mg KOH/g
Hassi Messaoud	Algérie	0
Arabian Light	Arabie Saoudite	0,07
Bachaquer	Venezuela	2,9

Tableau 22 : Indice d'acide de quelques bruts en mg KOH/g.[1]

Dans les coupes légères ou moyennes, les acides sont linéaires comme l'acide valérique $\text{CH}_3-(\text{CH}_2)_3-\text{COOH}$ ou stéarique $\text{CH}_3-(\text{CH}_2)_{16}-\text{COOH}$.

Les acides contenus dans les coupes gazoles sont en majorité cycliques et dérivent du cyclopentane ou du cyclohexane, et sont d'ailleurs plus connus sous le nom d'acides naphthéniques. [15]

La présence de ces acides dans les pétroles bruts et les coupes pétrolières présente quelques inconvénients pour le raffineur, parce qu'ils forment des émulsions stables avec la soude caustique au cours du dessalage ou de la fabrication d'huiles de lubrification ; très corrosifs à haute température (350 - 400 °C), ils attaquent les tuyauteries en acier carbone ordinaire, ce qui oblige à utiliser des tuyauteries en aciers alliés. [15]

III-5 Conclusion :

D'une manière générale, une propriété, c'est la caractéristique spécifique d'un corps, c'est l'identité que dispose ce corps pour se différencier des autres, cette propriété peut être physique ou chimique, et son évaluation n'est pas du tout simple, mais celle du pétrole et de ses fractions peut se faire par le moyen de développement des corrélations en se basant sur ces distributions.

Donc comment les propriétés sont-elles déterminées par les essais normalisés ? La réponse à cette question constitue l'objet du chapitre suivant.

CHAPITRE IV
PARTIE
EXPERIMENTALE

CHAPITRE IV**Partie expérimentale Analyse du pétrole brut prélevé au niveau de centre de stockage Hassi Messaoud (HMD)****IV-1-Introduction**

Ce travail réalisé dans le cadre d'analyser le pétrole brut de référence algérienne (Sahara blend), au but de déterminer leurs propriétés physico-chimiques

Ce rapport renferme outre les caractéristiques principales du pétrole brut traité prélevé au niveau du centre de stockage, les rendements en différentes coupes issues de la distillation TBP, ainsi que les résultats d'analyses des différents distillats et résidus récupérés à partir de la distillation du pétrole selon le schéma de découpage indiqué.

Les différentes caractéristiques ont été déterminées au niveau de Laboratoire de Caractérisation des Produits Pétroliers : Centre de recherche et développement de Boumerdes (CRD) suivant des normes **ASTM**.

IV-2-Détail de travail

Le tableau suivant résume les différentes étapes réalisées pour analyser le pétrole brut

Tableau 23 : Déférentes étapes réalisées pour analyser le pétrole brut

Détail de travail		
Nature des opérations	Intitule des opérations	Normes des essais normalisées
�chantillonnage	échantillonnage des pétroles bruts et condensats	Méthode TOTAL 547 / 76
Essais	Distillation TBP des produits pétroliers	ASTM D2892-13
	Détermination la densité par la méthode du tube en U oscillant	ASTM D4052-11, ASTM 1250-80, ISO 12185-96
	Mesure de la viscosité cinématique manuelle	ASTM D445-06, ISO 3104-94
	Détermination de la teneur en eau dans les produits pétroliers (méthode de distillation)	ASTM D95-05, ISO 3733-99
	Détermination de la teneur en soufre total méthode par fluorescence ultraviolette (UV)et (RX)	ASTM D5453-09, ISO 20 846-11
	Détermination de l'indice d'acide dans les pétroles bruts et produits pétrolier méthode par titrage en présence d'indicateur color�e	ASTM D974-04, ISO 6618-97
	Point d'éclair en vase clos -	Méthode TAG ASTM D56-10
	Détermination de l'indice de réfraction	ASTM D1218-12, ISO 566-83
	Détermination de la tension de vapeur Reid	ASTM D323-08, NF M 07-007
	Détermination de la teneur en eau et sédiment par centrifugation.	ASTM D97-11, ASTM D2500-11, ISO 3016-95,
	Détermination de la teneur en résidu Conradson - Méthode Micro	ASTM D1500-04, ISO 2049-96
	Distillation manuelle des produits pétroliers à pression atmosphérique	ASTM D4530-11, ISO 10370-93
	Détermination du point de disparition des cristaux des carburantes aviations (freezing point).	ASTM D86-11, ISO 3405-11
	Détermination du point d'écoulement du pétrole brut	ISO 12156-1/06
	Distillation des produits pétroliers à pression réduite	ASTM D2386
	Détermination du point d'écoulement et de trouble des produits pétroliers	ASTM D5853
	Détermination des éléments métalliques	ASTM D6595, ASTM D6728
Détermination de la Teneur en paraffines	Méthode UOP 46-64 de la compagnie B.P	
Calculs	Calcul l'Indice de cétane	ISO 4264-07
	Pouvoir calorifique supérieur	Courbe de Hougen et Watson
	Calcul du Poids moléculaire	Abaque UOP 375-59

IV-3-Analyses et Résultats**IV-3-1-Détermination des principales caractéristiques du pétrole brut**

Les différentes propriétés du pétrole brut, en l'occurrence sa masse volumique, sa tension de vapeur Reid, sa viscosité, son indice d'acidité ainsi que les points d'éclair, d'écoulement et de congélation, ont été mesurées au laboratoire.

Les teneurs en paraffines, en résidu de carbone et en asphaltènes ont été aussi déterminées.

La présence en éléments outre les hydrocarbures tels que l'eau, les sédiments, le soufre, le mercure et les éléments métalliques, a été également mise en évidence.

Le facteur de caractérisation et le poids moléculaire ont été obtenus par lecture à partir de l'abaque UOP 375-59. Le pouvoir calorifique est obtenu à l'aide de l'abaque "Hougen & Watson" Les différentes caractéristiques obtenues sont présentées dans les tableaux ci-dessous

. Tableau 24 : différentes caractéristiques expérimentales obtenues

Caractéristiques		Résultats
- Densité à 20°C,		0,7978
- Densité à 15°C,		0,8015
- Specific gravity 60/60°F,		0,8022
- °API		44,87
- Tension de vapeur Reid à 37,8 °C (100° F),	Kg/cm ²	0,594
Viscosité cinématique à :		
- • 20,0 °C / 68 °F	cSt	2,3 24
- • 37,8 °C / 100 °F	cSt	1,996
- Point d'éclair,	°C	< - 3,9
- Point de congélation,	°C	-39
- Point d'écoulement,	°C	-36
- Indice d'acidité,	mg KOH /g	0,5
- Teneur en eau par extraction,	% Vol	Nulle
- Teneur en eau et sédiment BSW,	% Vol	TND
- Teneur en Soufre par RX,	%Pds	0,1
- Teneur en Asphalènes,	%Pds	< 0,05
- Teneur en Résidu de Carbone -	%Pds	1,8
- Teneur en mercure,	Mg/l	7,52
- Teneur en paraffine,	%Pds	1,10
- Facteur de caractérisation "KUOP"		11,89
- Poids moléculaire,	g/mole	225
- Pouvoir Calorifique Supérieur,	Kcal/Kg	11045

Tableau 25 : Teneur en Éléments Métalliques dans le Pétrole Brut

Élément métallique	Teneur en ppm	Élément métallique	Teneur en ppm
Fe	0,2	Ti	0,0
Cr	0,2	V	1,3
Pb	2,5	B	0,1
Cu	0,1	Mg	0,0
Sn	0,0	Ca	0,0
Al	0,3	Zn	0,3
Ni	0,9	Si	0,4
Ag	0,3	Na	0,5
Mo	1,6		

IV-3-2-Distillationdepétrole**IV-3-2-1 Distillation ASTM D86**

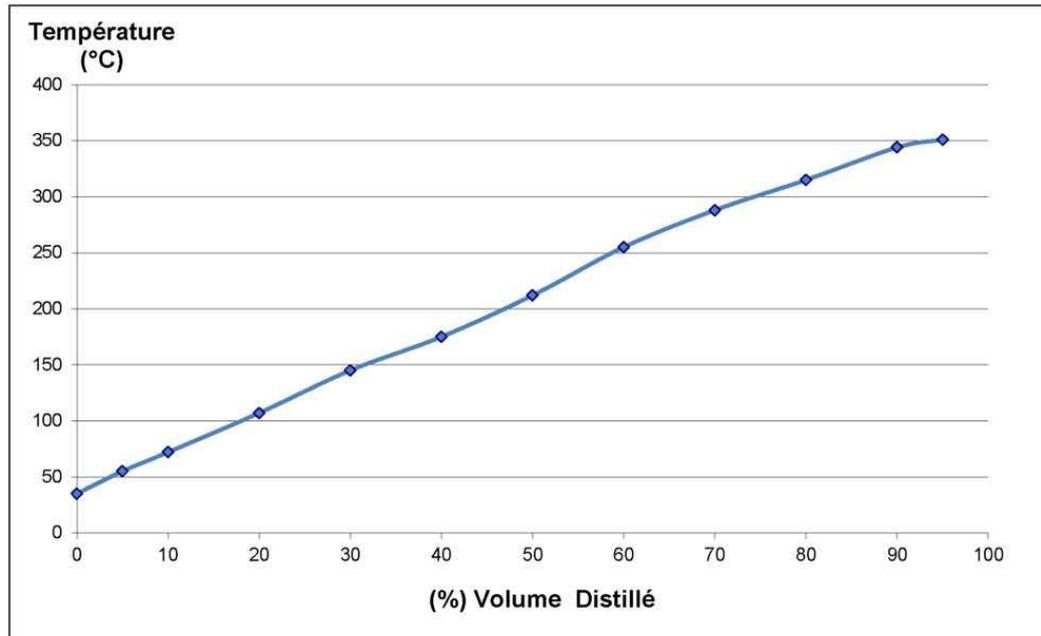
Une distillation analytique a été réalisée sur une prise d'essai de 100 ml de ce pétrole conformément à la norme ASTM D86. Les différentes températures déterminées en fonction des pourcentages volumiques distillés, sont regroupées dans le tableau suivant.

Tableau 26 : Données de la Distillation ASTM D86 du Pétrole Brut

Percentage Distillé	Température, °C
Point initial,	35
05 % Vol	55
10"	72
20"	107
30"	145
40"	175
50"	212
60"	255
70"	288
80"	315
90"	344
95"	351
Point Final,	353
Distillat % Vol	96
Résidu"	Coke (*)
Pertes -	-

(*) : 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.

Figure 22 : La courbe de distillation ASTM D86



IV-3-2-2 Distillation « True Boiling Point » T.B.P

Une charge de 1,4 litre a été distillée dans une colonne "Oldershaw" à 30 plateaux réels.

Les gaz dissous présents dans le pétrole brut ont été récupérés dans un piège refroidi afin d'éviter leurs volatilisations.

50 fractions pétrolières étroites et un résidu atmosphérique, ont été récupérés.

Les différents distillats ont été pesés, leurs masses volumiques et les indices de réfraction des fractions pétrolières ont été mesurés à 20°C.

Les masses volumiques à 15°C sont calculées à partir des tables de conversion selon la norme ASTM D1250-80. Ainsi le volume de chaque distillat est calculé à partir de la masse volumique à 15°C et le poids mesuré. Les rendements exprimés en % massiques et en % volumes des différentes coupes étroites et du résidu atmosphérique ont été calculées.

Les différents résultats obtenus sont présentés dans le tableau donné ci-après.

Tableau 27 : Données de la Distillation **TBP** ‘ ‘ TRUE BOILING POINT ‘ ‘ du Pétrole Brut

Coupes N°	Températu r°C	% Poids	%Poids Cumulé	Densité à 20°C	Densité à 15°C	% Vol	% Vol Cumulé	Indice de Réfractio	KUOP
Légers	<15,0°C	2,56	2,56	*	*	3,34	3,34	-	-
1	15-65	5,12	7,68	0,6424	0,6473	6,34	9,68	1,3741	12,75
2	65-70	0,94	8,62	0,6887	0,6933	1,09	10,77	1,3810	12,24
3	70-75	1,04	9,66	0,6897	0,6943	1,20	11,97	1,3896	12,28
4	75-80	1,27	10,93	0,6937	0,6983	1,46	13,43	1,3923	12,27
5	80-85	1,03	11,96	0,6988	0,7034	1,17	14,60	1,3945	12,24
6	85-90	1,75	13,71	0,7074	0,7120	1,97	16,57	1,3990	12,15
7	90-95	1,94	15,65	0,7083	0,7128	2,18	18,76	1,3994	12,19
8	95-100	1,44	17,09	0,7176	0,7223	1,60	20,36	1,4045	12,09
9	100-105	1,35	18,44	0,7277	0,7224	1,50	21,85	1,4090	12,14
10	105-110	1,31	19,75	0,7279	0,7226	1,45	23,31	1,4092	12,19
11	110-115	1,85	21,60	0,7280	0,7227	2,05	25,36	1,4098	12,24
12	115-120	1,24	22,84	0,7300	0,7345	1,35	26,71	1,4106	12,10
13	120-125	1,75	24,59	0,7369	0,7413	1,89	28,61	1,4142	12,04
14	125-130	1,34	25,93	0,7488	0,7532	1,43	30,03	1,4236	11,89
15	130-135	1,41	27,34	0,7555	0,7599	1,49	31,52	1,4247	11,84
16	135-140	1,22	28,56	0,7560	0,7604	1,29	32,81	1,4234	11,88
17	140-145	1,41	29,97	0,7623	0,7367	1,53	34,34	1,4271	12,31
18	145-150	1,35	31,32	0,7669	0,7712	1,40	35,75	1,4315	11,81
19	150-155	1,28	32,60	0,7684	0,7726	1,33	37,08	1,4322	11,83
20	155-160	1,14	33,74	0,7705	0,7747	1,18	38,26	1,4337	11,85
21	160-165	1,55	35,29	0,7773	0,7812	1,59	39,85	1,4359	11,79
22	165-170	1,53	36,82	0,7778	0,7817	1,57	41,42	1,4365	11,83
23	170-175	1,28	38,10	0,7780	0,7819	1,31	42,73	1,4374	11,87
24	175-180	1,12	39,22	0,7822	0,7859	1,14	43,87	1,4384	11,86
25	180-185	0,74	39,96	0,7871	0,7908	0,75	44,62	1,4410	11,83
26	185-190	1,38	41,34	0,7876	0,7913	1,40	46,02	1,4412	11,86
27	190-195	0,82	42,16	0,7880	0,7917	0,83	46,85	1,4419	11,90
28	195-200	1,39	43,55	0,7941	0,7977	1,40	48,25	1,4448	11,85
29	200-205	1,08	44,63	0,7952	0,7988	1,08	49,33	1,4462	11,88
30	205-210	0,94	45,57	0,8029	0,8065	0,93	50,27	1,4504	11,80
31	210-215	0,83	46,40	0,8030	0,8066	0,83	51,09	1,4505	11,84
32	215-220	2,25	48,65	0,8116	0,8152	2,21	53,31	1,4536	11,76

33	220-230	2,72	51,37	0,8184	0,8219	2,65	55,96	1,4581	11,72
34	230-240	2,04	53,41	0,8261	0,8296	1,97	57,93	1,4634	11,69
35	240-250	2,34	55,75	0,8309	0,8338	2,25	60,18	1,4670	11,71
36	250-260	2,12	57,87	0,8335	0,8370	2,03	62,21	1,4686	11,74
37	260-270	1,84	59,71	0,8401	0,8435	1,75	63,96	1,4710	11,72
38	270-280	1,94	61,65	0,8422	0,8456	1,84	65,80	1,4716	11,76
39	280-290	2,02	63,67	0,8427	0,8461	1,91	67,72	1,4733	11,83
40	290-300	1,76	65,43	0,8472	0,8506	1,66	69,38	1,4738	11,83
41	300-310	1,96	67,39	0,8502	0,8536	1,84	71,22	1,4753	11,86
42	310-320	2,63	70,02	0,8658	0,8592	2,45	73,67	1,4845	11,85
43	320-330	2,58	72,60	0,8704	0,8738	2,37	76,04	1,4883	11,72
44	330-340	1,32	73,92	0,8764	0,8798	1,20	77,24	1,4920	11,70
45	340-350	1,30	75,22	0,8776	0,8810	1,18	78,43	1,4923	11,75
46	350-360	1,25	76,47	0,8778	0,8812	1,14	79,56	1,4925	11,81
47	360-370	1,37	77,84	0,8783	0,8817	1,25	80,81	1,4928	11,87
48	370-375	0,72	78,56	0,8791	0,8825	0,65	81,46	1,4933	11,90
49	375-380	0,89	79,45	0,8808	0,8842	0,81	82,27	1,4938	11,91
50	380+	20,55	100,00	0,9266	0,9297	17,73	100,00	1,4940	11,34

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

- (*) L'analyse chromatographique des légers (C₅) n'a pu être déterminée pour des raisons techniques, et par conséquent la masse volumique des légers ne peut pas être calculée.

La courbe de distillation TBP est donnée sur la figure suivant.

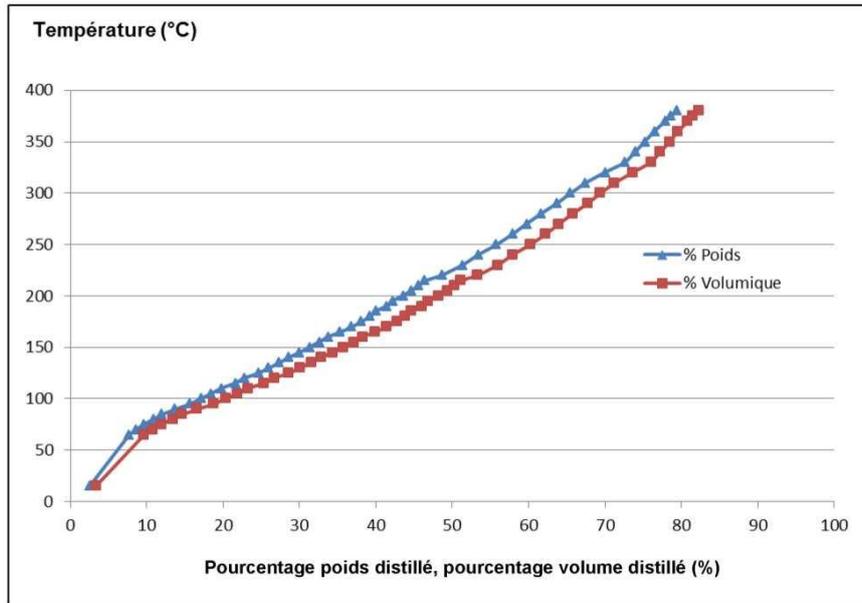


Figure 23 : Courbe de la Distillation « TBP » du Pétrole Brut

a) Découpage du pétrole brut

Une deuxième distillation a été réalisée sur cet échantillon de pétrole dans les mêmes conditions données dans le tableau suivant, afin de récupérer les différentes coupes larges en vue de leurs caractérisations. Le schéma de découpage utilisé dans le cadre de la présente étude est présenté ci-après

Tableau 28 : différentes coupes larges de pétrole brut

Coupes	Température d'ébullition en °C
Naphta Légère	15 - 80°C
Naphta Lourde	80-165
Kérosène	165-250
Gasoil Léger	250-320
Gasoil Lourd	320-380
Résidu Atmosphérique	R380+

IV-3-2-3 Distillation sous vide du résidu atmosphériques ‘R380+°C’

La distillation sous vide du résidu issu de la distillation TBP, est effectuée dans un appareil de distillation **ISL** sous pression réduite (5 mm Hg) jusqu’à 530 afin de récupérer la coupe fuel-oil (380 - 530 °C), et résidu sous vide ‘R530+°C’

Les données de cette distillation sous vide ASTM D1160 du résidu atmosphérique sont données dans le tableau ci-dessous :

Tableau 29: Distillation sous vide du résidu atmosphériques ‘R380+°C’

Pourcentage Distillé	Température, °C
Point initial,	384,5
5 % vol	411,1
10"	422,3
15"	431,0
20"	431,8
25"	433,0
30"	436,0
35"	438,5
40"	449,4
45"	461,0
50"	472,5
55"	484,5
60"	496,6
65"	513,6
70"	529,2
Point Final	530,0
Distillat	70,4 % vol
Résidu	29,6 "

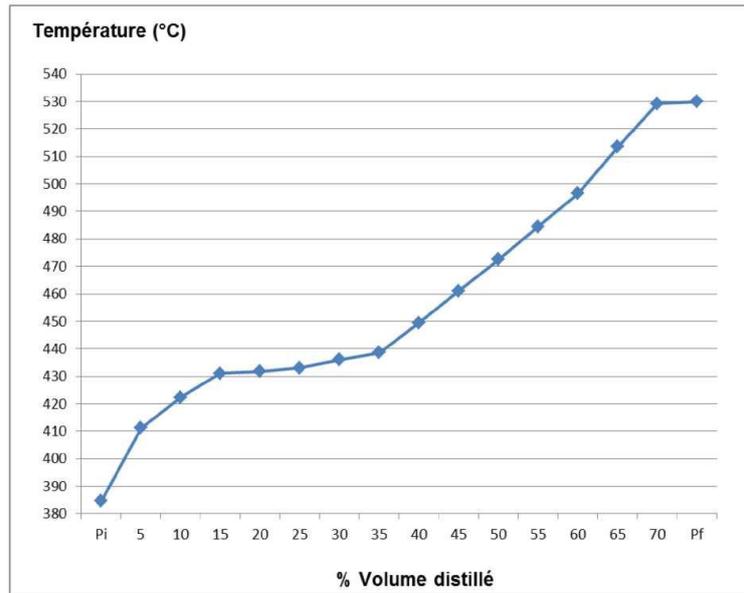


Figure 24 : Courbe de la Distillation Sous Vide du Résidu Atmosphérique 'R380+

IV-4 Interprétation des Principaux Résultats

Le pétrole brut prélevé au niveau du centre de traitement et stockage, se classe parmi les pétroles légers selon la valeur de sa densité ($d_4^{15} = 0,8015$).

Son point d'éclair bas et la valeur de sa TVR, montrent qu'il contient une proportion assez importante en hydrocarbures légers, Ceci est confirmé par les résultats de sa distillation.

En effet, les résultats de la distillation ASTM D86 montrent que 50% du volume distillé correspond à une température inférieure à 220°C, La distillation TBP atmosphérique a permis de récupérer 53,31% volume de fraction pétrolière légère.

La faible variation de la viscosité mesurée à 20°C et à 37,8°C, la valeur de son KUOP et celle

du point d'écoulement indiquent qu'il est à tendance paraffinique, Aussi la valeur de son poids moléculaire élevée s'explique par la prédominance des paraffines.

Ce pétrole se caractérise aussi par l'absence d'eau et de sédiments, une faible teneur en soufre et en asphaltènes, Il est également très peu acide et la valeur de son pouvoir calorifique calculée montre que les produits énergétiques présents dans ce pétrole possèdent une meilleure qualité de combustion.

La quantité totale distillée (distillation TBP) est évaluée à 79,45 % poids (soit 82,27 % volume) de la charge, dont 48,65 % poids (soit 53,31 % volume) représente le rendement en hydrocarbures légers,

Au cours de la distillation sous vide très poussé du résidu atmosphérique a permis de récupérer 70,4% volume de fuel par rapport à la charge de ce dernier, ce qui correspond à

12,48 % volume de la charge du pétrole brut.

Le résidu sous vide obtenu, présente 29,6 % volume de la charge du résidu atmosphérique, un rendement équivalent à 6,83 % poids (soit 5,25 % volume) par rapport au pétrole brut,

Ce dernier résidu peut évaluer par des traitements de craquage thermique et catalytique en retournant à la distillation sous vide qui permis à récupérer le maximum de distillat, le résidu qui reste finalement porter comme asphaltènes.

IV-4-Conclusion

Le pétrole brut prélevé au niveau du centre de traitement et stockage, se classe parmi les pétroles légers, par l'absence d'eau et de sédiments, une faible teneur en soufre et en asphaltènes, peu acide, les produits énergétiques présents dans ce pétrole possèdent une meilleure qualité de combustion. Les différentes méthodes de distillation permis à récupérer jusqu'à **94,75 % de volume** (soit **93,17% de poids**) de distillat.

CHAPITRE V
CALCUL DES
PROPRIETES
PHYSICO-CHIMIQUES

CHAPITRE V

Calcul des propriétés physico-chimiques et thermodynamiques des hydrocarbures

V.1 Introduction :

Nous avons utilisé les résultats expérimentaux obtenus : température d'ébullition (T_{eb}), densité à 20 °C (d^{20}), facteur de Watson ($Kuop$), indice de réfraction à 20 °C (n^{20}), pour les 50 fractions pour calculer les valeurs des propriétés critiques (T_c , P_c , V_c et W) en utilisant les corrélations de Lee-Kesler et Belghit et faire une comparaison avec les résultats expérimentales de Riazi-Daubert.

Les résultats obtenus s'effectuent dans l'Excel ensuite le programme Origine.9, afin d'obtenir les de variation correspondante respectivement.

V.2 Résultats obtenus :

L'erreur par rapport corrélation de Riazi-Daubert est calculée par la relation :

$$e = (\theta_{cal} - \theta_{Riazi}) / \theta_{Riazi} * 100 \quad [1.35]$$

V.2-1 Température critique :

Nous avons utilisé les corrélations pour calculer la température critique :

Nous avons pour la température critique

* Une erreur maximale obtenue est de **1.09%**, et l'erreur moyenne est de **0.8%**, pour la corrélation de Lee-Kesler.

* Une erreur maximale obtenue est de **1.36%**, et l'erreur moyenne est de **0.5%**, pour la corrélation de Belghit.

L'application des corrélations consiste à donner la température d'ébullition (T_{eb} °K et en °R) et la densité (d^{20}) et Specific Gravity ($SpGr$), de la fraction choisie pour obtenir directement sa température critique.

Les résultats obtenus et les valeurs calculées à partir des corrélations sont représentés sur le **tableau suivant**

Tableau 30 : Valeurs obtenus de la température critique

Fraction	T_{C1}	T_{C2}	T_C	e_1	e_2
Légers	*	*	*	*	*
1	479.8376	475.2927	476.7740	0.9471	0.6384
2	508.6023	505.3163	502.7247	0.6460	1.1556
3	514.7295	511.3258	509.3575	0.6612	1.0436
4	520.9884	517.4338	516.2108	0.6822	0.9170
5	527.2688	523.5637	523.1744	0.7026	0.7765
6	531.7305	528.3053	525.3968	0.6441	1.1911
7	544.8945	539.8487	547.2455	0.9260	0.4314
8	550.3696	545.4197	552.5552	0.8993	0.3971
9	555.7234	550.8767	557.6444	0.8721	0.3456
10	560.7046	556.0079	562.0720	0.8376	0.2438
11	565.6989	561.1279	566.4997	0.8080	0.1415
12	570.9319	566.4304	571.4234	0.7884	0.0861
13	576.4355	571.9515	576.8985	0.7778	0.0803
14	581.7039	577.2597	581.9877	0.7640	0.0487
15	586.1932	581.8714	585.5333	0.7372	0.1125
16	593.2363	588.7284	594.0405	0.7598	0.1355
17	598.2211	593.7579	598.6335	0.7460	0.0689
18	603.3950	598.9453	603.5573	0.7374	0.0268
19	609.1930	604.6951	609.6939	0.7383	0.0822
20	614.4363	609.9331	614.8383	0.7329	0.0654
21	619.5836	615.0741	619.7620	0.7278	0.0287
22	624.6924	620.1710	624.6307	0.7237	0.0098
23	629.5867	625.0569	629.1686	0.7194	0.0664
24	635.7323	631.1280	636.0219	0.7242	0.0455
25	640.4043	635.7886	640.1188	0.7207	0.0445
26	645.2116	640.5691	644.4913	0.7195	0.1116
27	650.0079	645.3300	648.9189	0.7196	0.1675
28	654.8830	650.1597	653.4568	0.7212	0.2177
29	659.7782	655.0025	658.0498	0.7238	0.2619

30	664.6639	659.8299	662.6428	0.7272	0.3040
31	669.3894	664.4923	666.9601	0.7315	0.3629
32	674.3170	669.3501	671.6634	0.7365	0.3935
33	683.3507	678.2879	681.7780	0.7408	0.2301
34	692.3720	687.1468	689.7512	0.7546	0.3785
35	702.1516	696.7602	699.2129	0.7678	0.4185
36	712.2729	706.7192	709.2810	0.7797	0.4200
37	720.9935	715.2127	716.9233	0.8017	0.5645
38	730.4275	724.4373	725.8888	0.8201	0.6213
39	739.5446	733.3199	734.3582	0.8417	0.7013
40	748.5316	742.0557	742.0557	0.8651	0.8651
41	757.7419	751.0229	751.2417	0.8867	0.8578
42	766.2081	759.1878	758.9943	0.9162	0.9414
43	774.9296	767.6197	767.0226	0.9432	1.0203
44	784.0127	776.4391	775.2714	0.9660	1.1149
45	792.2054	784.2919	782.9689	0.9989	1.1659
46	801.3624	793.1911	791.8793	1.0196	1.1833
47	809.5195	801.0006	799.1909	1.0523	1.2758
48	815.7825	807.0158	804.9503	1.0746	1.3278
49	819.9702	811.0397	808.8266	1.0891	1.3590
50	842.4043	835.8680	844.5594	0.7759	0.2558
Erreur moyenne				0.8039	0.4941

T_c : corrélation de Riazi-Daubert.

T_{c1} : Corrélation de Lee-Kesler.

T_{c2} : Corrélation de Belghit.

$e_1 : e_2$ Erreurs par rapport à la corrélation Riazi-Daubert

V.2-1-2 Etude graphique :

Nous avons trouvé à partir des valeurs précédentes l'erreur de chaque corrélation. Nous avons aussi représenté la courbe de variation pour chaque corrélation de chaque valeur de **Tc**.

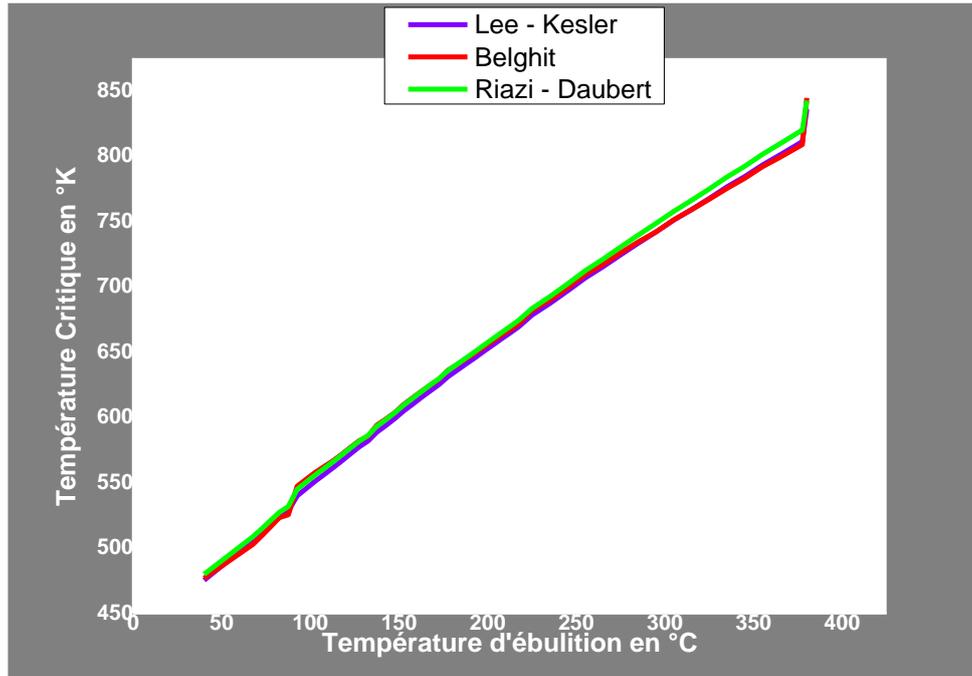


Figure 25 : Température Critique des fractions pétrolières en fonction de la T_{eb}

V.2-2-1 Pression critique :

Nous avons utilisé les corrélations précédentes pour calculer la pression critique :

Nous avons fixé pour la pression critique

- ❖ Une erreur maximale obtenue est de **4.90%**, et l'erreur moyenne est de **2.87%**, pour la corrélation de **Lee-Kesler**.
- ❖ Une erreur maximale obtenue est de **23.51%**, et l'erreur moyenne est de **3.27%**, pour la corrélation de **Belghit**.

L'application des corrélations consiste à donner la température d'ébullition (T_{eb} °C et en °K) et la densité (d^{20}) et Specific Gravity (**SpGr**), de la fraction choisie pour obtenir directement sa pression critique.

Les résultats obtenus et les valeurs calculées à partir des corrélations sont représentés sur le tableau **suivant**

Tableau 33 : Valeurs obtenus de la pression critique

Fraction	P_{C1}	P_{C2}	P_C	e_1	e_2
Légers	*	*	*	*	*
1	32.9293	31.6560	34.1978	3.7092	7.4325
2	29.2986	30.1191	29.7712	1.5873	1.1685
3	29.0639	29.7750	29.4232	1.2209	1.1957
4	28.8888	29.4235	29.1373	0.8531	0.9821
5	28.7295	29.0683	28.8709	0.4896	0.6838
6	27.9175	28.8731	27.9917	0.2649	3.1488
7	30.2731	28.0157	30.1316	0.4694	7.0222
8	29.8171	27.7163	29.5802	0.8007	6.3012
9	29.3346	27.4243	29.0118	1.1127	5.4716
10	28.7399	27.1547	28.3462	1.3886	4.2035
11	28.1709	26.8851	27.7152	1.6441	2.9953
12	27.7019	26.5987	27.1857	1.8987	2.1593
13	27.3382	26.2937	26.7595	2.1623	1.7408
14	26.9109	26.0017	26.2816	2.3946	1.0648
15	26.2514	25.7619	25.6027	2.5333	0.6214
16	26.4109	25.3546	25.6595	2.9282	1.1884
17	25.9328	25.0794	25.1527	3.1015	0.2915
18	25.5278	24.7930	24.7165	3.2823	0.3092
19	25.3220	24.4657	24.4586	3.5299	0.0287
20	24.9603	24.1719	24.0692	3.7022	0.4266
21	24.5824	23.8855	23.6706	3.8520	0.9078
22	24.2056	23.6010	23.2777	3.9861	1.3887
23	23.7808	23.3276	22.8492	4.0772	2.0936
24	23.7133	22.9761	22.7241	4.3529	1.1088
25	23.2487	22.7176	22.2704	4.3929	2.0081
26	22.8347	22.4499	21.8639	4.4404	2.6800
27	22.4306	22.1802	21.4702	4.4732	3.3070
28	22.0591	21.9069	21.1074	4.5087	3.7874
29	21.7039	21.6316	20.7617	4.5377	4.1899

30	21.3569	21.3564	20.4264	4.5553	4.5530
31	20.9810	21.0905	20.0717	4.5301	5.0757
32	20.6648	20.8116	19.7678	4.5377	5.2800
33	20.5951	20.2899	19.6335	4.8977	4.5256
34	19.8127	19.7804	18.9240	4.6965	4.5109
35	19.2431	19.2207	18.3910	4.6331	3.8643
36	18.7782	18.6405	17.9469	4.6318	4.8011
37	18.0454	18.1421	17.3110	4.2424	4.6149
38	17.4970	17.5991	16.8227	4.0082	4.6209
39	16.9156	17.0728	16.3188	3.6573	4.7066
40	16.3402	16.5726	15.8276	3.2380	4.0713
41	15.8358	16.0222	15.3954	2.8609	4.2006
42	15.2250	15.5201	14.8944	2.2191	3.8335
43	14.6901	15.0087	14.4546	1.6293	2.8958
44	14.2427	14.4899	14.0821	1.1405	2.6326
45	13.6738	13.9897	13.6308	0.3149	1.0483
46	13.2845	13.4485	13.3090	0.1843	0.4691
47	12.7623	12.9613	12.9008	1.0733	0.2991
48	12.4096	12.5866	12.6244	1.7014	0.9008
49	12.1836	12.3356	12.4477	2.1218	23.511
50	15.1780	11.0699	14.4726	4.8736	4.5256
Erreur moyenne				2.8688	3.2733

P_c : Corrélacion de Riazi-Daubert.

P_{c1} : Corrélacion de Lee-Kesler.

P_{c2} : Corrélacion de Belghit.

$e_1 : e_2$ Erreurs par rapport à la corrélation Riazi-Daubert.

V.2-1-2 Etude graphique :

Nous avons trouvé à partir des valeurs précédentes l'erreur de chaque corrélation. Nous avons aussi représenté la courbe de variation pour chaque corrélation de chaque valeur de **Pc**.

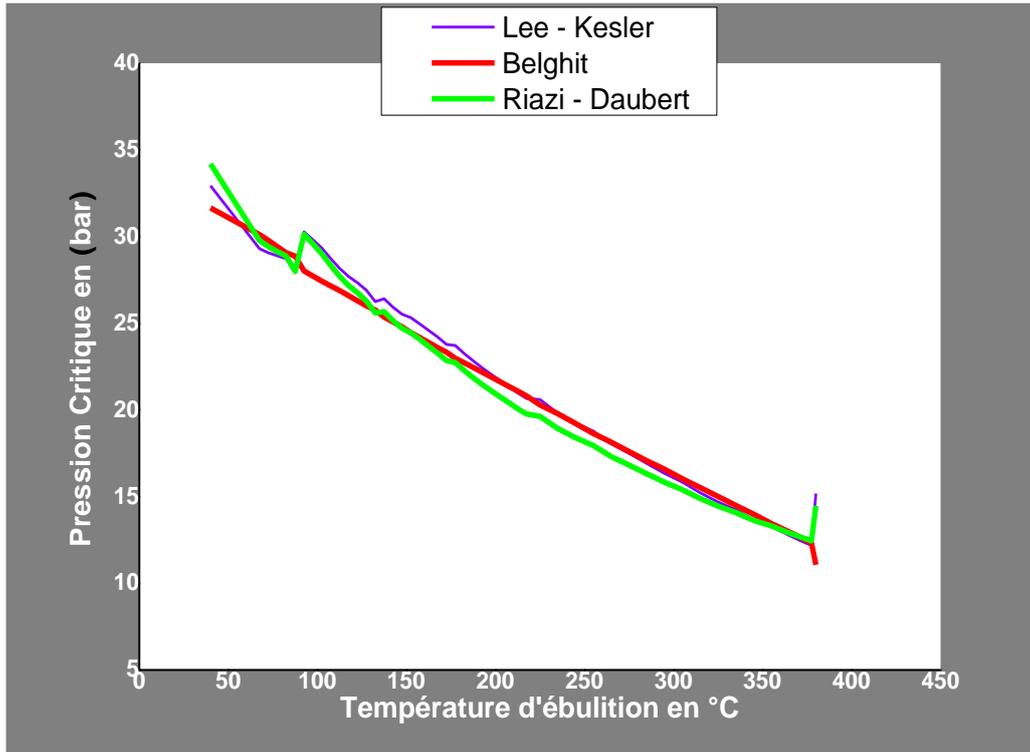


Figure 26 : Pression Critique des fractions pétrolières en fonction de la T_{eb}

V-2-2-1 Volume critique :

Nous avons utilisé les corrélations précédentes pour calculer le volume critique :

Nous avons fixé pour le volume critique

- ❖ Une erreur maximale obtenue est de **10.93%**, et l'erreur moyenne est de **5.52%**, pour la corrélation de **Lee-Kesler**.
- ❖ Une erreur maximale obtenue est de **12.29%**, et l'erreur moyenne est de **1.51%**, pour la corrélation de **Belghit**.

L'application des corrélations consiste à donner la température d'ébullition (**T_{eb} en °C et en °K**), et la température critique (**T_{cen} °R(Lee-Kesler), et P_c en psia (Lee-Kesler)**), et le facteur de compressibilité (**a**) et la densité (**d^{20}**) et Specific Gravity (**$SpGr$**) et la masse molaire (**M : Riazi, en g/mole**), de la fraction choisie pour obtenir directement son volume critique.

Les résultats obtenus et les valeurs calculées à partir des corrélations sont représentés sur le tableau suivant

Tableau 34 : Valeurs obtenus de volume critique

Fraction	V_{C1}	V_{C2}	V_C	e_1	e_2
Légers	*	*	*	*	*
1	314.5446	341.9763	327.1458	3.8518	4.5332
2	369.8878	371.6140	385.2000	3.9751	3.5270
3	376.2525	377.9606	392.1630	4.0570	3.6215
4	382.0094	384.5905	398.5642	4.1536	3.5060
5	387.6309	391.4933	404.8586	4.2552	3.3012
6	401.1180	397.9163	418.6707	4.1924	4.9572
7	378.3594	407.7453	397.3455	4.7782	2.6173
8	386.9936	415.2274	406.7366	4.8540	2.0875
9	396.1110	422.8985	416.6197	4.9226	1.5070
10	406.7459	430.6684	428.0019	4.9663	0.6230
11	417.4042	438.6518	439.3891	5.0035	0.1677
12	427.1272	446.9526	449.8618	5.0537	0.6466
13	435.7216	455.5959	459.2611	5.1255	0.7980
14	445.3244	464.3839	469.6411	5.1777	1.1193
15	458.4014	473.0331	483.2910	5.1500	2.1225
16	460.1763	483.0946	486.3536	5.3823	0.6700
17	471.0244	492.4494	497.9687	5.4108	1.1083
18	481.0678	502.1076	508.8370	5.4573	1.3225
19	488.2676	512.3173	517.1061	5.5769	0.9260
20	497.9871	522.4929	527.7296	5.6359	0.9923
21	508.1670	532.8309	538.7932	5.6842	1.1065
22	518.5516	543.3749	550.0585	5.7279	1.2150
23	530.0026	554.0387	562.2896	5.7420	1.4673
24	535.3673	565.6497	569.1427	5.9344	0.6137
25	547.9151	576.6219	582.4003	5.9212	0.9921
26	559.8746	587.8938	595.1326	5.9243	1.2163
27	571.9572	599.3971	607.9712	5.9236	1.4102
28	583.6912	611.1527	620.5157	5.9345	1.5089
29	595.3652	623.1437	633.0214	5.9486	1.5603

30	607.1319	635.3513	645.6199	5.9614	1.5905
31	619.8270	647.6710	658.9997	5.9442	1.7190
32	631.4514	660.3518	671.5121	5.9657	1.6619
33	639.6242	681.0081	682.8384	6.3286	0.2680
34	667.5893	707.1352	711.9300	6.2282	0.6734
35	691.3968	734.7343	737.7679	6.2853	0.4111
36	713.1943	763.4845	762.2131	6.4311	0.1668
37	743.8304	791.9878	793.5013	6.2597	0.1907
38	770.2431	821.9498	821.6783	6.2597	0.0330
39	798.9701	852.5183	851.6458	6.1851	0.1024
40	828.8847	883.5219	882.5328	6.0788	0.1120
41	857.4746	916.1467	912.6055	6.0410	0.3880
42	891.8638	948.8337	946.6753	5.7898	0.2280
43	924.7851	982.4952	979.7972	5.6146	0.2753
44	955.1424	1017.1129	1011.3924	5.5616	0.5656
45	993.1276	1052.2247	1047.8515	5.2224	0.4173
46	1023.3548	1088.9160	1079.6779	5.2166	0.8556
47	1062.5942	1125.4246	1117.0029	4.8709	0.7539
48	1091.0876	1153.5133	1144.4750	4.6647	0.7897
49	1110.1126	1172.5177	1162.8332	4.53380	0.8328
50	955.6955	1204.9570	1073.0324	10.9350	12.2945
Erreur moyenne				5.5220	1.5115

V_C : corrélation de Riazi-Daubert.

V_{C1} : Corrélation de Lee-Kesler.

V_{C2} : Corrélation de Belghit.

$e_1 : e_2$ Erreurs par rapport à la corrélation Riazi-Daubert.

V.2-1-2 Etude graphique :

Nous avons trouvé à partir des valeurs précédentes l'erreur de chaque corrélation. Nous avons aussi représenté la courbe de variation pour chaque corrélation de chaque valeur de V_C .

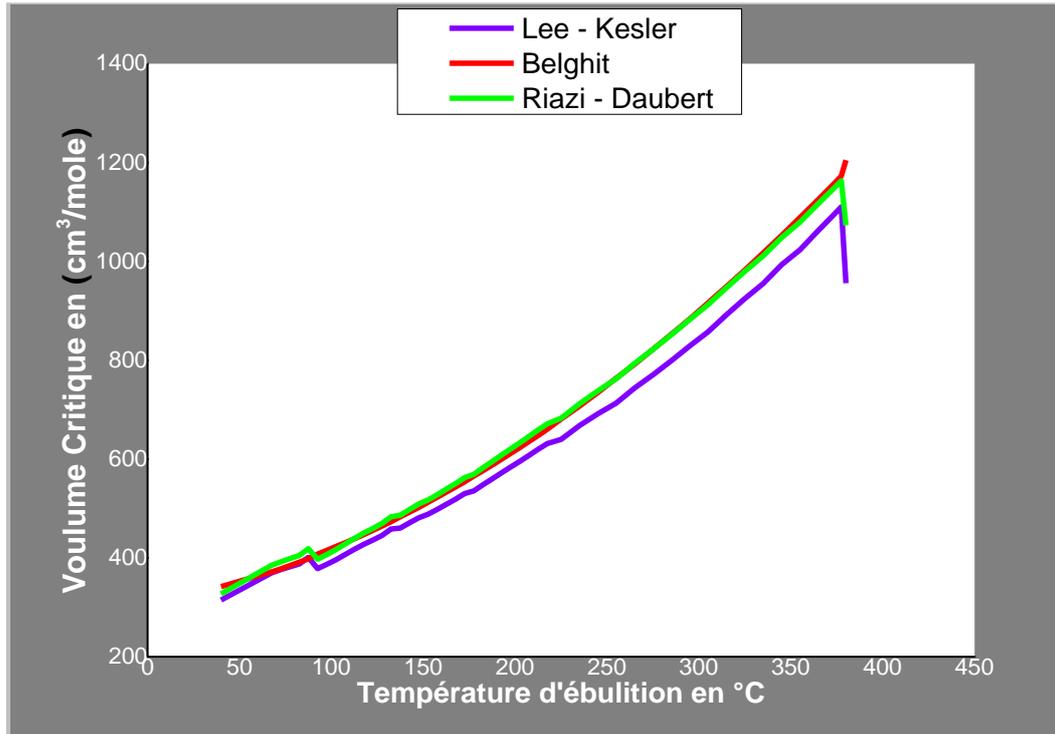


Figure 27 : Volume Critique des fractions pétrolières en fonction de la Teb

V.2-4 Commentaires :

Les propriétés critiques des fractions pétrolières sont calculées en utilisant différentes corrélations.

Pour la température critique, les résultats donnés par les corrélations de Lee-Kesler, Corrélation de Belghit, et Riazi-Daubert, ont le même ordre de grandeur. La corrélation de Belghit est aussi adéquate pour l'estimation de cette propriété avec un une erreur moyenne de 0.5 % par rapport à la Corrélation de Riazi-Daubert.

La pression critique lui peut être évaluée d'une façon précise par les méthodes de Riazi-Daubert, et de Lee-Kesler. Les valeurs obtenues varient d'une façon cohérente, à l'exception de la corrélation Belghit que l'on déconseille d'utiliser pour les fractions légères.

Pour ce qui est de Le volume critique son évaluation ne pose pas de gros problème car elle donne des écarts acceptables et les valeurs obtenues varient d'une façon cohérente par les méthodes de Riazi-Daubert et de Belghit, à l'exception d'un écart de la courbede Lee-Kesler,

venue d'une petite différence trouvée entre les valeurs de la masse molaire moyenne calculée, que l'on déconseille d'utiliser pour les fractions lourdes.

V-2-2-1 Facteur acentrique :

Nous avons utilisé les corrélations précédentes pour calculer le facteur acentrique :

Nous avons utilisé pour le facteur acentrique

- ❖ Une erreur maximale obtenue est de **18.28%**, et l'erreur moyenne est de **12.78%**, pour la corrélation de **Lee-Kesler**.
- ❖ Une erreur maximale obtenue est de **24.06%**, et l'erreur moyenne est de **8.18%**, pour la corrélation de **Belghit**.

L'application des corrélations consiste à donner la température d'ébullition : **Teben**(°C et en °R), et température réduite: **Tr_{Lee-Kesler}**en (°K) et **Tr_{Riazi}** en (°R), et **Pc_{Lee-Kesler}**en (atm), et **Pc_{Riazi}**en(bar), et la densité à 20 °C (**d²⁰**), de la fraction choisie pour obtenir directement son facteur acentrique.

Les résultats obtenus et les valeurs calculées à partir des corrélations sont représentés sur le tableau suivant.

Tableau 35 : Valeurs obtenus de la température critique

Fraction	ω_{c1}	ω_{c2}	ω_c	e_1	e_2
Légers	*	*	*	*	*
1	0.2435	0.2360	0.2350	3.6123	0.4298
2	0.2896	0.2735	0.2810	3.0448	2.6675
3	0.2977	0.2811	0.2867	3.8487	1.9700
4	0.3057	0.2888	0.2919	4.7123	1.0864
5	0.3135	0.2966	0.2970	5.5459	0.1354
6	0.3233	0.3031	0.3073	5.2264	1.3456
7	0.3214	0.3162	0.2930	9.6969	7.9168
8	0.3296	0.3241	0.3001	9.8270	7.9834
9	0.3381	0.3320	0.3075	9.9321	7.9447
10	0.3473	0.3397	0.3160	9.9168	7.5090
11	0.3566	0.3474	0.3243	9.9467	7.1298
12	0.3655	0.3554	0.3320	10.0976	7.0719
13	0.3739	0.3638	0.3388	10.3617	7.3619
14	0.3829	0.3720	0.3463	10.5578	7.4170

15	0.3935	0.3796	0.3560	10.5282	6.6093
16	0.3987	0.3896	0.3583	11.2673	8.7353
17	0.4083	0.3978	0.3665	11.4092	8.5460
18	0.4176	0.4063	0.3741	11.6137	8.5921
19	0.4254	0.4155	0.3799	11.9709	9.3645
20	0.4345	0.4242	0.3873	12.1986	9.5411
21	0.4439	0.4329	0.3949	12.4110	9.6242
22	0.4534	0.4416	0.4026	12.6210	9.6863
23	0.4635	0.4502	0.4109	12.7958	9.5417
24	0.4703	0.4603	0.4155	13.1924	10.7854
25	0.4811	0.4687	0.4244	13.3356	10.4234
26	0.4915	0.4773	0.4330	13.5061	10.2327
27	0.5021	0.4861	0.4416	13.6788	10.0594
28	0.5124	0.4949	0.4500	13.8660	9.9813
29	0.5227	0.5039	0.4583	14.0572	9.9422
30	0.5331	0.5129	0.4666	14.2472	9.9093
31	0.5440	0.5217	0.4755	14.4148	9.7227
32	0.5543	0.5309	0.4837	14.6093	9.7645
33	0.5645	0.5473	0.4905	15.0903	11.5872
34	0.5879	0.5649	0.5096	15.3624	10.8625
35	0.6088	0.5840	0.5261	15.7064	10.9940
36	0.6285	0.6039	0.5415	16.0671	11.5110
37	0.6534	0.6217	0.5619	16.2718	10.6309
38	0.6758	0.6409	4.6149	16.5283	10.5241
39	0.6994	0.6599	4.6209	16.7318	10.1353
40	0.7236	0.6781	4.7066	16.8988	9.5492
41	0.7471	0.6981	4.0713	17.0649	9.3995
42	0.7736	0.7167	4.2006	17.1233	8.5131
43	0.7993	0.7358	3.8335	17.1800	7.8726
44	0.8235	0.7552	2.8958	17.2521	7.5323
45	0.8516	0.7741	2.6326	17.1819	6.5174
46	0.8757	0.7947	1.0483	17.2071	6.3690

47	0.9042	0.8133	0.4691	17.0644	5.2971
48	0.9251	0.8277	0.2991	16.9537	4.6463
49	0.9390	0.8374	0.9008	16.8707	4.2309
50	0.8475	0.8889	23.5114	18.2841	24.0577
Erreur moyenne				12.7778	8.1852

ω_c : Corrélacion de Riazi-Daubert.

ω_{c1} : Corrélacion de Lee-Kesler.

ω_{c2} : Corrélacion de Belghit.

$e_1 : e_2$ Erreurs par rapport à la corrélacion Riazi-Daubert

V.2-1-2 Etude graphique

Nous avons trouvé à partir des valeurs précédentes l'erreur de chaque corrélacion. Nous avons aussi représenté la courbe de variation pour chaque corrélacion de chaque valeur de ω_c .

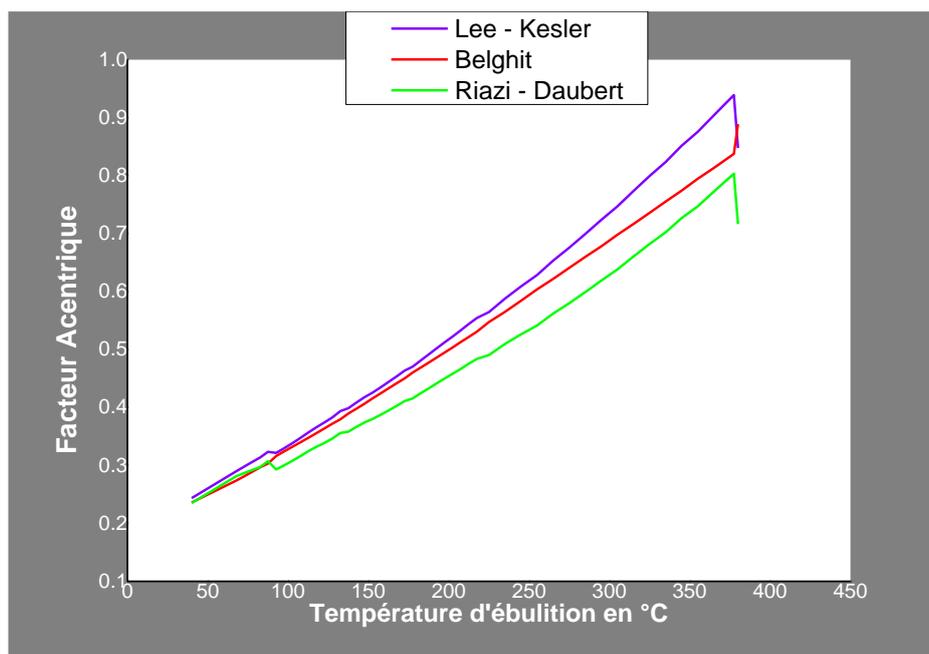


Figure 28 : Facteur acentrique des fractions pétrolières en fonction de la T_{eb}

V-2-6 Commentaire

Ce paramètre a été calculé par différentes corrélations. Les résultats obtenus montrent qu'une erreur moyenne de **12.8 %** par rapport à la Corrélation de Riazi-Daubert, l'écart entre les valeurs du facteur acentrique est peu élevé pour celle de Belghit et peu plus élevé pour la corrélation de Lee-Kesler par rapport au celle de Riazi-Daubert. Cet écart peu acceptable que l'on déconseille d'utiliser ces corrélations pour fractions lourdes.

V-3 Conclusion

Nous avons utilisé des corrélations pour calculer les propriétés thermodynamiques pour un objet de compléter la caractérisation de pétrole brut et de ses fractions qui sont des équations d'état semi empiriques de Riazi_Dauber et de Belghiten comparant les valeurs obtenues les corrélations empiriques de Riazi-Daubert

Pour chaque fraction avons calculé (T_c , P_c , V_c , w) ensuite les erreurs moyennes entre les valeurs obtenues donnant l'écart maximum le plus faible possible pour chaque propriété étudiée. Les résultats obtenus sont tout à fait acceptables car :

Dans le cas de la température critique, la pression critique et le volume critique, les valeurs obtenues se comparent favorablement aux données empiriques, où l'écart moyen ne dépasse pas **0.8 %** pour la T_c ; **3.3 %** pour la P_c et **5.5 %** pour le V_c .

Pour le facteur acentrique, nous constatons des écarts peu plus élevés qui peuvent être améliorés soit en changeant les corrélations utilisées par autre convenables, soit par la proposition d'un autre modèle d'équation.

Alors le but visé est l'application des équations d'état semi- empiriques pour calculer les propriétés des fractions pétrolières avec une erreur faible.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

L'avantage de ce modeste travail et de faire caractériser notre pétrole brut "*sahara blend*" et de trouver les propriétés variées qui s'intéressent les déferents employeurs (producteurs, transporteurs, raffineurs...), ainsi que consommateurs.

Notre étude a comporté trois parties principales :

- Expose d'une manière courte, une description de cette matière première du point de vue étude géologique des hydrocarbures ensuit l'exploitation pétrolière, et la composition chimique des pétroles, en outre les techniques de séparation et de transformation (Distillation atmosphérique, Distillation TB Pet Découpage du pétrole).
- Aborde les essais normalisés sur le pétrole brut prélevé de centre de stockage Hassi Messaoud liés à la caractérisation de pétrole brut et ses fractions. Les résultats obtenus ont montré que se classe parmi les pétroles légers, par l'absence d'eau et de sédiments, une faible teneur en soufre et en asphaltènes, peu acide, les produits énergétiques présents dans ce pétrole possèdent une meilleure qualité de combustion.
- Les déferentes méthodes de distillation permis à récupérer jusqu'à **94,75 % de volume** (soit **93,17% de poids**) de distillat.
- Consacre aux Calculs des propriétés thermodynamiques Nous avons utilisé des corrélations pour calculer les propriétés critiques (la température, la pression et le volume critiques, et le facteur acentrique) pour un objet de compléter la caractérisation de pétrole brut et ses fractions qui sont des équations d'état semi empiriques de Riazi-Daubert et de Belghit en comparant les valeurs obtenues les corrélations empiriques de Riazi-Daubert.

Les résultats obtenus sont tout à fait acceptables car : les valeurs obtenues se comparent favorablement aux données empiriques, où l'écart moyen ne dépasse pas **0.8 %** pour la T_c ; **3.3 %** pour la P_c et **5.5 %** pour le V_c . Exception de facteur acentrique, qui possède des écarts peu plus élevés qui peuvent être améliorés soit en changeant les corrélations utilisées par autre convenables, soit par la proposition d'un autre modèle d'équation.

Enfin nous souhaitons que les gens chercheurs fassent perfectionner ce raisonnement

REFERENCES
BIBLIOGRAPHIQUES

Références bibliographiques

1. **J-P Wauquier.** Pétrole brut, produits pétroliers. Schema de fabrication, Tome 1, Edition Technip (1994).
2. Pétrole et gaz arabe. Paris, février 1998.
3. Algeria's Hydrocarbon Potential Contribution from SONATRACH Exploration Division **M. Attar et M. Hammat** IFP journal.
4. Opec Bulletin, janvier 1998.
5. **Hassan S. Naji** Characterizing Pure and Undefined Petroleum Components. King Abdulaziz University, Jeddah, Saudi Arabia
6. Méthodes d'essai des produits pétrolières. Edition Technip (1964).
7. **C.E. Chitour.** Raffinage du pétrole, Tome 1, Edition OPU, Alger (1982).
8. **N.Skander.** Contribution à la détermination des propriétés physiques des mélanges d'hydrocarbures et des fractions pétrolières par des méthodes du contribution de groupes. Thèse de magister, département Génie Chimique, Ecole Nationale polytechnique, (1997).
9. **M.R.Riazi & T.E.Daubert,** Characterization and properties of petroleum fractions (1986).
10. **Jean-Claude GUIBET** l'université de Louvain Caractéristiques des produits pétroliers
11. **O. Kitous.** Détermination des propriétés thermodynamiques des fractions pétrolières, Thèse de magister, Dpt de Génie Chimique, Ecole Nationale polytechnique, (1990).
12. **C.E. Chitour,** corrélation sur le pétrole brut et les fractions pétrolières, Tome 2, Edition OPU (1983).
13. **F. Zemmouri.** Elaboration d'un logiciel permettant le calcul des propriétés physique des fractions pétrolières. Thèse de magister, Dpt Génie Chimique, Ecole Nationale Polytechnique (1995).
14. Danide Goldberg Genetic algorithms in search, optimization end machine learning. the University of Alabama, Addison-wesley. Juine 2005.
15. Mémoire de Magister en Génie Chimique "Détermination des propriétés thermodynamiques des hydrocarbures purs et de leurs mélanges par contribution de groupes avec interactions intramoléculaires" **BOUTRA Belgassim** Ecole Nationale Supérieure Polytechnique Alger -2009.

REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUES

16. Mémoire Magister en Génie Chimique Calcule des propriétés thermodynamiques des pétroles bruts en utilisant les équations cubiques **MOULAY OMAR Mohammed** Université Kasdi Merbah Ouargla-2013.
17. Détermination des propriétés physiques des hydrocarbures purs et de leurs mélanges par la méthode de contribution de groupes avec interactions intramoléculaires : Mémoire de Magister en Génie Chimique : **Mehassouel Ammar** Ecole Nationale Supérieure Polytechnique Alger -2009.
18. Développement des corrélations pour le calcul des propriétés du pétrole et de ses fractions Mémoire de Master : **Ibrahim Younouss Wakai** Université Kasdi Merbah Ouargla-2012.
19. Caractérisation des fractions pétrolières par le développement d'un nouveau modèle numérique base sur les algorithmes génétiques, Mémoire de Projet de Fin d'Etudes : Génie Chimique : **Belghit Chafik**, Ecole Nationale Polytechnique : 2006
20. Application îles Kcscmix de Neurones Artificiels la prédiction des propriétés physiques des hydrocarbures purs et des fractions pétrolières : Mémoire de Magister en Génie Chimique **AZIZA IIACIII'MAOUI**, Ecole Nationale Polytechnique : 2003
21. Etablissement de nouvelles corrélations de contribution de groupes avec interactions pour l'estimation des propriétés physiques des hydrocarbures et de leurs mélanges **Ouardia REBAS** Magister en Génie des procédés Ecole Nationale Polytechnique : 2006.
22. Les essais normalisés de contrôle et de qualités des produits pétroliers. 2006 ENSPM Formation Industrielle - IFP Training.
23. Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method1.ASTM Standards: Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS), 160/99 Chapter 9.1.