

UNIVERSITE SAAD DAHLAB DE BLIDA



Faculté des Sciences de l'Ingénieur

Département de Chimie Industrielle

Mémoire de master

Spécialité : Génie Chimique

Option : chimie physique

OPTIMISATION D'UN RENDEMENT EN GASOIL

Réaliser par :

REGUIEG LYES

Devant le jury composé de :

M ^r TOUIL-DJ	Docteur	U.S.D B	Président
M ^r NACER	Professeur	U.S.D B	Examineur
M ^r FETTAKA	Maitre de conférences A	U.S.D B	Examineur
M ^r El Hadi-Dj	Maitre de conférences A	U.S.D B	Rapporteur
M ^r A.IBELAID		C.R.D	Encadreur
Mme K.IBELAID		C.R.D	Encadreur

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

A ceux que j'aime le plus au monde

A ma mère, à ma mère, a ma mère et mon père

A mes chers frères

Je dédie aussi ce travail à mes amis. Sidahmed, walid, karim, mahmoud, oussama, sidaali

youcef, farid, hakim, Mohamed mehnoune, walid hamza

A toute les étudiants de génie chimique et génie des matériaux

.....

A tous mes amis d'enfance

A tous ceux qui ont fait avec nous un mi-chemin

Iyes

À tous ceux qui nous sont

Chers.

Remerciements

On dit souvent que le trajet est aussi important que la destination. Les cinq années de maîtrise m'ont permis de bien comprendre la signification de cette phrase toute simple. Ce parcours, en effet, ne s'est pas réalisé sans défis et sans soulever de nombreuses questions pour lesquelles les réponses nécessitent de longues heures de travail. Avant de faire de quelconque développements au sujet de cette expérience professionnelle, il apparaît opportun de débiter ce mémoire par des remerciements aux personnes qui m'ont beaucoup aidé au cours de ce mémoire.

Tout d'abord Je tiens à remercier ALLAH le tout puissant de m'avoir donné la foi et de m'avoir permis d'en arriver là.

*Je remercie vivement **Mme IBELAID** pour le soin qu'elle a pris de m'encadrer, la confiance qu'elle m'a toujours accordée, les conseils qu'elle n'a jamais cessés de me prodiguer et auprès de quels m'avais trouvé toute l'aide et tout le soutien.*

*Son oublier le promoteur **Mr EL HADI** pour, sa compréhension et sa gentillesse durant tout le long de mon mémoire.*

*Je remercie **Mr.fettaka** et **Mr.HADJ SADOK** pour leurs aides et tous les soutiens et encouragements.*

*Mes remerciements vont également à nos parents **Mr** et **Mme REGUIEG MOULDI ET FATMA ZOHRA**, ma tante **HADJIRA** ainsi que mes frères **FAROUK** et **NADIR**.*

Je ne pourrais pas terminer ce propos sans remercier les membres de croupe de département raffinage (CRD de boumerdas) et mes fidèles amis qui m'ont toujours encouragé toute personne nous ont aidés de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Enfin je remercie tous les professeurs du département chimie industrielle de l'université de SAAD DAHLEB BLIDA.

ملخص

الأهداف الرئيسية لهذه الدراسة هي تحديد الخصائص الفيزيائية الكيميائية والتحسين من مردود الديزل عن طريق عملية تقطير لخليط مكون من ثلاثة الخامات مختلفة.

يل هذا العمل، سيتم إجراء دراسة عن خلط الآلة فا تحديد لخصائص الفيزيائية الكيميائية)، م(شدين الودود بـستدجى قلدة بياتك ت جحتوي على ثلاثة الخامخري المرود أملي لوقود الدول عن طرق قلدة لإضافة التي سدمح لنا للصد و على الفب الآلة لخلط التي بعدها ستكون الخليط، و تحقيق عملية التقطير نظريا.

لتحقق من مصداقية النتائج، نقوم بأجراء عمليو التقطير عمليا و نقم باستخراج مردود الوقود ديزل ثم تحديد خصائصها و المقارنة بين النتائج النظرية و العملية.

الكلمات الدالة: النفط الخام، ديزل، التميع، الوقود و المحيط

RESUMEE

Les objectifs principaux de cette étude sont la caractérisation physico-chimique et l'optimisation de la coupe gasoil obtenu à partir de la distillation d'un mélange de trois bruts différents.

Dans ce travail, nous allons effectuer tout d'abord une étude des trois bruts (caractérisation physico-chimiques et les rendements en différentes coupes), ensuite, nous optimisons sur la base d'une banque de données contenant trois bruts, le rendement en gasoil à l'aide d'une corrélation en fonction des propriétés additives de ces bruts, ce qui nous permettra de déterminer les proportion des trois bruts dans le mélange, déduire sa courbe T.B.P et Estimer le rendement théorique en gasoil par les courbes iso propriétés.

Afin de vérifier la fiabilité des résultats, une distillation T.B.P du brut mélange sera effectuée pour évaluer le rendement expérimentale et les caractéristique principales de la coupe gasoil obtenue, ainsi, une comparaison des résultats théorique et expérimentaux.

Mots clés:

Pétrole brut, gasoil, raffinage, carburant et environnement.

ABSTRACT

The main aims of this study is the characterization and optimization of the gasoil fraction recuperated from the distillation of three crude oils mixture.

In this work, we first achieved with a complete characterization of the three different oils, and then we optimized the yield of the gas oil by using a correlation function of additive proprieties, that has been calculated using a database composed of three crudes. As consequence we've determinate the proportion of each oil that constitute the mixture, obtained the TBP curve and estimated theoretically the yield of gas oil from the iso-curves graphic.

Finally, in order to verify the friability of our results, a TBP distillation hasn't only been carried out but also a comparison of the experimental yields and proprieties to the theoretical ones has been done too

Key words:

Crude oil, gas oil, refining, fuel and environment

Sommaire

Introduction	1
--------------------	---

Partie théorique

CHAPITRE 1 : DISTILLATION, CARACTERISATION PHYSICO-CHIMIQUE ET EVALUATION DES FRACTIONS PETROLIERES

1.1. Les procédés de séparation.....	3
1.1.1. La distillation sous pression atmosphérique du pétrole brut.....	3
1.1.2. La distillation secondaire ou sou-vide du pétrole brut.....	3
1.2. Distillation TBP des pétroles bruts et analyse des fractions.....	3
1.2.1. Les coupes pétrolières	4
1.2.2. Représentation graphique des analyses et exploitation des résultats.....	5
1.2.2.1. Courbes de propriétés instantanées.....	5
1.2.2.2. Courbe iso-propriétés.....	5
1.3. Propriétés physico-chimique d'un pétrole brut.....	8
1.3.1. Densité.....	8
1.3.2. Viscosité.....	9
1.3.3. Tension vapeur Reid.....	10
1.3.4. Point d'éclair.....	10
1.3.5. Points de trouble, d'écoulement et point de congélation.....	10
1.4. Composition chimique des produits pétroliers.....	11
1.4.1. Les hydrocarbures.....	11
1.4.2. Les composées soufrés.....	12
1.4.3. Les composés azotés.....	13
1.4.4. Les composés oxygénés.....	13
1.4.5. Les composés métalliques.....	14

CHAPITRE 2 : CARACTERISATION DE LA COUPE GASOIL

2.1. La coupe gasoil.....	16
2.2. Caractérisation physico-chimique du gasoil.....	16
2.2.1. Masse volumique, volatilité, viscosité.....	16
2.2.1.1. Masse volumique.....	16
2.2.1.2. Volatilité.....	16

Sommaire

2.2.1.3. Viscosité.....	17
2.2.2. Caractérisation à froid.....	17
2.2.2.1. Point trouble.....	17
2.2.2.2. Point d'écoulement.....	18
2.2.2.3. Température limite de filtrabilité.....	18
2.2.3. Propriétés liées au stockage et distribution du gasoil.....	18
2.2.3.1. Le point d'éclair.....	18
2.2.3.2. La stabilité du gasoil.....	19
2.2.3.3. Auto inflammation et indice de cétane.....	19
2.2.3.4. Teneur en soufre.....	20
2.2.3.5. Pouvoir calorifique.....	20
2.2.3.6. Point d'aniline.....	20

CHAPITRE 3 :L'EVOLUTION DES SPECIFICATION DU GASOIL

3.1. Qualité du carburant gasoil.....	22
3.1.1. Teneur en soufre.....	22
3.1.2. L'indice de cétane.....	22
3.1.3. La densité.....	22
3.1.4. Le point final de distillation.....	22
3.1.5. La teneur en aromatique.....	23
3.2. Principale spécifications européennes du gasoil (norme EN 950).....	24
3.3. Principale spécifications algérienne du gasoil (norme NA 8110).....	24

CHAPITRE 4 : CONSOMATION DU GASOIL ET LEUR IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT

4.1. Evolution de ventes carburantes par produits.....	25
4.2. Les principaux polluants de l'environnement.....	26
4.2.1. Monoxyde de carbone.....	26
4.2.2. Hydrocarbures (hydrocarbure imbrulés).....	26
4.2.3. Oxyde d'azote.....	27
4.2.4. Les particules.....	27

Sommaire

Partie expérimentale

CHAPITRE 5 : MATERIEL ET METHODE

5.1.	Tension vapeur Reid	31
5.2.	Densité	31
5.3.	viscosité cinématique.....	32
5.4.	point d'écoulements et congélation	32
5.5.	teneur en sédiment	32
5.6.	teneur en soufre	32
5.7.	Distillation ASTM	33
5.8.	L'indice de cétane.....	33
5.9.	Point d'éclair	33
5.10.	Facteur de caractérisation KUOP	34
5.11.	Pouvoir calorifique supérieur et inférieur	34
5.12.	Poids moléculaire	34
5.13.	Distillation TBP de brut	34

CHAPITRE 6 : RESULTAT ET DISCUSSION

6.1.	Caractérisations des Pétroles bruts « A » « B » « C »	38
6.2.	Régression polynomial multiple	46
6.2.1.	Application	47
6.3.	Propriétés physico-chimique du brut mélange	53
6.3.1.	Distillation théorique et expérimentale du brut mélange	54
6.3.1.1.	Distillation théorique du brut mélange	54
6.3.1.2.	Distillation expérimentale du brut mélange.....	58
6.3.1.3.	Comparaison	62
6.3.2.	L'erreur relative	64
6.3.3.	Caractérisation du gasoil obtenue	65
6.3.3.1.	Distillation ASTM du gasoil obtenue.....	65
6.3.3.2.	Propriétés physico-chimique du gasoil obtenu	66
	Conclusion.....	67

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : déferents coupes obtenue à partir d'un brut.....	4
Tableau 1.2 : valeurs de constante K.....	9
Tableau 1.3 : structure de composés hydrocarbure présents dans les produits pétroliers.....	12
Tableau 1.4 : structure de composés soufrés présents dans les produits pétroliers.....	12
Tableau 1.5 : structure de composés azotés présents dans les produits pétroliers.....	13
Tableau 1.6 : structure de composés oxygénés présents dans les produits pétroliers.....	13
Tableau 1.7 : structure de composés métallique présents dans les produits pétroliers.....	14
Tableau 3.1 : effet des propriétés du gasoil sur les émissions (tendances)	23
Tableau 3.2 : spécification du gazole et futures contraintes pour l'Europe	23
Tableau 3.3 : normes européennes EN 950.....	24
Tableau 3.4 : normes algérienne NA 8110.....	24
Tableau 4.1 : Résultats du programme EPEFE. Influence des variations de caractéristiques du gazole sur les émissions à l'échappement de véhicules industriels (cycle de conduite ECE49) (améliorations ou détériorations en %).....	27
Tableau 4.2 : Résultats du programme EPEFE. Influence des variations de caractéristiques du gazole sure les émissions à l'échappement de véhicules légers	28
(cycle de conduite ECE + EUDC) (améliorations ou détériorations en %)	
Tableau 6.1 : caractéristiques des bruts étudiés	38
Tableau 6.2 : rendement en fraction légers.....	46
Tableau 6.3 : les rendements en gasoil pour les bruts « A » « B » « C ».....	46
Tableau 6.4 : Proportion volumiques qui compose le « brut mélange ».....	53
Tableau 6.5 : caractéristique du « brut mélange ».....	53
Tableau 6.6 : La distillation TBP théorique du brut mélange	55
Tableau 6.7 : La distillation TBP expérimentale du brut mélange	59
Tableau 6.8 : les valeurs d'erreurs relatif point par point	64
Tableau 6.9 : Propriétés physico –chimique du gasoil.....	66

Liste des figures

Figure 1.1 : distillation TBP d'un pétrole brut arabian light.....	6
Figure 1.2 : courbe iso-propriétés arabian light point d'écoulement (°C) et point d'aniline (°F) en fonction des points initial et final de la coupe.....	7
Figure 4.1 : évolution de ventes carburantes par produits.....	25
Figure 6.1 : Courbe de distillation TBP du brut « A » ; $T_{eb} = f(\%vol)$	40
Figure 6.2 : Courbe de distillation TBP du brut « A » ; $T_{eb} = f(\%vol)$	41
Figure 6.3 : courbe de distillation du brut B ; $T_{eb}=f(\%vol)$	42
Figure 6.4 : courbe de distillation du brut B ; $T_{eb} = f(\%vol)$	43
Figure 6.5 : courbe de distillation du brut « C » ; $T_{eb} = f(\%vol)$	44
Figure 6.6 : courbe de distillation du brut « C » ; $T_{eb} = f(\%vol)$	45
Figure 6.7 : Courbe TBP théorique du brut mélange ; $T_{eb}= f(\%vol)$	56
Figure 6.8 : Courbe TBP théorique du brut mélange ; $T_{eb} = f(\%vol)$	57
Figure 6.9 : Courbe TBP expérimentale du brut mélange ; $T_{eb}=f(\%vol)$	60
Figure 6.10 : Courbe TBP expérimentale du brut mélange ; $T_{eb} = f(\%vol)$	61
Figure 6.11 : Courbe TBP théorique et expérimentale du brut mélange ; $T_{eb}=f(\%vol)$	62
Figure 6.12 : Courbe TBP théorique et expérimentale du brut mélange ; $T_{eb} = f(\%vol)$	63
Figure 6.13 : Courbe de distillation ASTM du gasoil.....	65

TBP : true boiling point

: Densité à 20°C

: Densité à 15 °C

μ : viscosité cinématique

TVR : tension vapeur Reid

PE : point éclair

KOUP : facteur de caractérisation

T : température

P : pression

Vol : volume

%vol : le rapport de volume distillé par rapport à la quantité initial

%vol cum : pourcentage volume cumulé

INTRODUCTION GENERALE

Introduction :

Le pétrole brut est l'une des matières premières les plus importantes et utilisées dans le domaine de l'industrie ; une telle importance nécessite de la part de l'utilisateur une connaissance exacte des caractérisations physico-chimique et propriétés de ce dernier ainsi que ceux de sous-produits issus du brut.

Le gasoil est l'un des sous-produits issus du brut, qu'est utilisé comme carburant pour les moteurs à combustion Interne à auto-allumage et comme combustible par les secteurs domestique, industriel et artisanal.

Au cours de ces dernières années la consommation du gasoil a été augmentée d'une façon remarquable dans notre pays, qui a provoqué des problèmes lors de la production et la couverture du marché national en gasoil.

Dans cet objectif, le centre de recherche et de développement de SONATRACH nous confie une étude des caractérisations physico-chimiques des trois bruts différents et faire un mélange à l'aide d'une corrélation obtenue par une régression polynomial multiple et optimiser une coupe gasoil qui soumit aux normes algériennes et européennes. Cette étude s'est faite en plusieurs étapes :

Lors de la première étape, nous avons caractérisé nos trois bruts deuxièmement on va obtenir un modèle de régression polynomial multiple à l'aide d'une banque de données contenant trois autres bruts, dans la troisième étape on va optimiser une coupe gasoil par une distillation TBP théorique à l'aide de relation additive, et vérifier cette distillation dans une appareil de distillation TBP normalisé et on optimise les rendements, on fait une comparaison entre la TBP théorique et expérimentale, puis on caractérise cette coupe gasoil et en fin on la compare avec les normes algériennes et européennes.

PARTIE
THEORIQUE

CHAPITRE 1 :

**DISTILLATION, CARACTERISTIQUE
PHYSICO-CHEMIE ET EVALUATION
DES FRACTIONS PETROLIERES**

CHAPITRE 1 : DISTILLATION, CARACTERISTIQUE PHYSICO-CHIMIQUE ET EVALUATION DES FRACTION PETROLIERES

1.1. Les procédés de séparation

1. 1.1. La distillation sous pression atmosphérique du pétrole brut

C'est par cette opération de distillation que le pétrole brut subit son premier traitement depuis sa production.

Une première opération de dessalage (lavage à l'eau + soude) permet d'extraire les sels (NaCl, KCl et MgCl₂ transformé en NaCl par soude) du brut afin de réduire la corrosion acide ainsi que de minimiser les salissures et dépôts.

Puis le brut est distillé en différentes fractions bien spécifiques en fonction de leur destination.

Les produits principaux de cette distillation sont :

- Les gaz de raffinerie.
- Les gaz de pétrole liquéfié (propane/butane).
- Les essences (légères/lourdes).
- Les kérosènes, pétroles lampants, carburateurs.
- Gasoils
- Les fuels lourds industriels [1,2].

1. 1.2. La distillation sou-vide du pétrole brut

La distillation sous vide du résidu atmosphérique est une opération complémentaire de la distillation primaire, permettant d'extraire du résidu atmosphérique des coupes distillats lourds, qui subiront des transformations ultérieures ou serviront comme bases d'huiles. Le résidu sous vide contenant la majeure partie des impuretés du brut (métaux, sels, sédiment, soufre, azote, asphaltènes, carbone Conradson...) est utilisé dans la fabrication des bitumes, la production des fuels lourds ou comme charge pour d'autres procédés de transformation [1,2].

1. 2. Distillation T.B.P des pétroles bruts Analyse des fractions

La distillation T.B.P (True Boiling Point) permet de donner une image presque exacte de la composition d'un pétrole brut, par la mesure de la température « d'ébullition » des constituants qui le composent, d'où son nom.

Le pétrole brut est décomposé en une cinquantaine de coupes ayant un intervalle de distillation très étroit, ce qui va 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, $T_m = (T_i + T_f)/2$, les autres caractéristiques physiques étant les propriétés moyennes mesurées sur chaque coupe.

Les différentes coupes obtenues sont recueillies et leurs températures de distillation initiale et finale sont notées, leurs poids, leurs densités et les autres caractéristiques physiques sont mesurées : (indice d'octane, tension de vapeur, poids moléculaire, PONA, % soufre pour les fractions légères ; point d'aniline, densité, viscosité, teneur en soufre, teneur en asphaltènes ...pour les fractions lourds).

La détermination des propriétés de chaque coupe permet de tracer les courbes propriétés-rendement et les courbes d'iso propriété qui servent dans l'étude de valorisation des pétroles bruts.

Il est possible de calculer les propriétés des coupes plus larges à partir de caractéristiques de petites fractions quand ces propriétés sont additives en volume, en poids ou en moles. Seule la densité, la tension de vapeur, la teneur en soufre, la teneur en aromatiques, présentent cet avantage. Toutes les autres propriétés, telles que la viscosité, le point d'éclair, le point d'écoulement, devraient être mesurées. Dans ce cas, il est préférable de procéder à une distillation T.B.P. avec des coupes identiques à celles produites en raffinerie et dont les propriétés sont mesurées [1,2].

1. 2.1. Les coupes pétrolières

Tous les résultats des analyses sont représentés sous forme de courbes permettant ainsi une exploitation aisée et rationnelle [1,4].

Tableau1.1 : différents coupes obtenue à partir d'un brut

Nom	Intervalles
Gaz	C3 – C4
Essence léger	C5 – 70 °C
	C5 – 80 °C
	C5 – 100°C
Essence lourde	70 – 140 °C
	80 – 180 °C
	100 – 180°C
Kérosène	160 – 260 °C
	180 – 260 °C
Gasoil	260 – 325 °C
	260 – 360 °C
	160 – 360 °C
Résidus	T > 325 °C
	T > 360 °C

1. 2.2. Représentation graphique des analyses et exploitation des résultats

Les résultats des analyses sont représentés sous forme de tableaux ou de courbes et sont exploités en général sur ordinateur à l'aide d'un logiciel approprié.

La représentation sous forme de courbes permet une exploitation manuelle, souvent utile pour un dégrossissage [1,4].

1. 2.2.1. Courbes de propriétés instantanées :

La courbe la plus importante est celle de la distillation T.B.P proprement dite $T = f(\% \text{ volume ou poids})$. La **figure 1.1** représente les courbes de distillation d'un brut arabe léger. Elle permet d'obtenir les rendements en différentes coupes en fonction de l'intervalle de distillation choisi.

En fait, elle donne les rendements que le raffineur pourra obtenir à la sortie de l'unité de distillation atmosphérique et permet de fixer les conditions opératoires de cette unité en fonction des productions souhaitées.

Ces courbes sont tracées pour toutes les propriétés, en portant en ordonnée une échelle appropriée de la propriété, et en abscisse le rendement en volume ou en poids [1,4]

1. 2.2.2. Courbe iso-propriétés

Ce type de courbes peut être utilisé pour les coupes intermédiaires, entre 250 et 400 C°. Elles représentent la valeur de la propriété d'une coupe en fonction de son point initial et son point final.

Contrairement aux courbes propriétés-rendements, aucun calcul n'est nécessaire pour retrouver les propriétés d'une coupe.

La figure 1.2 représente les points d'aniline et les points d'écoulement des coupes intermédiaires du brut arabe léger [1,4].

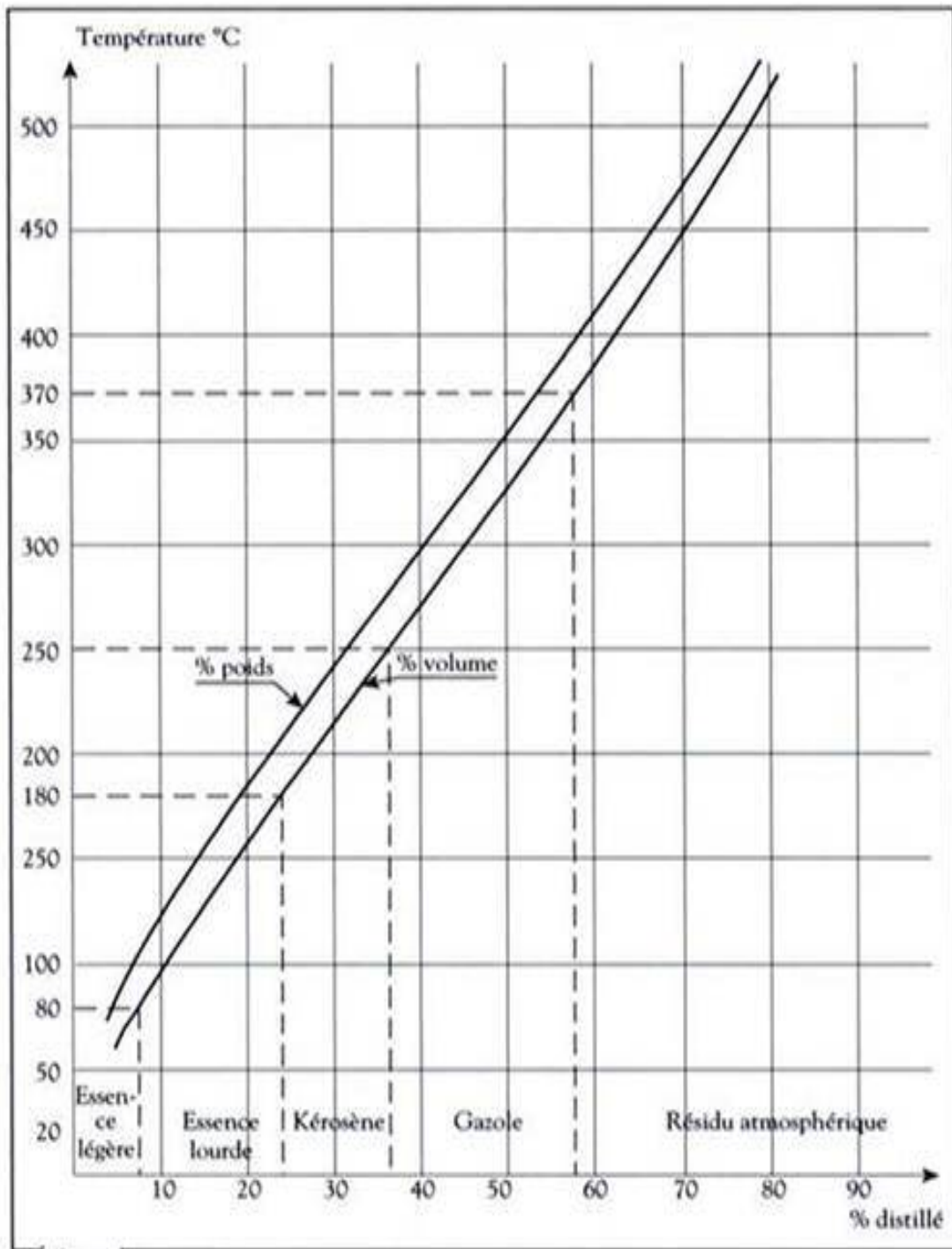


Figure 1.1 : distillation TBP d'un pétrole brut arabian light.

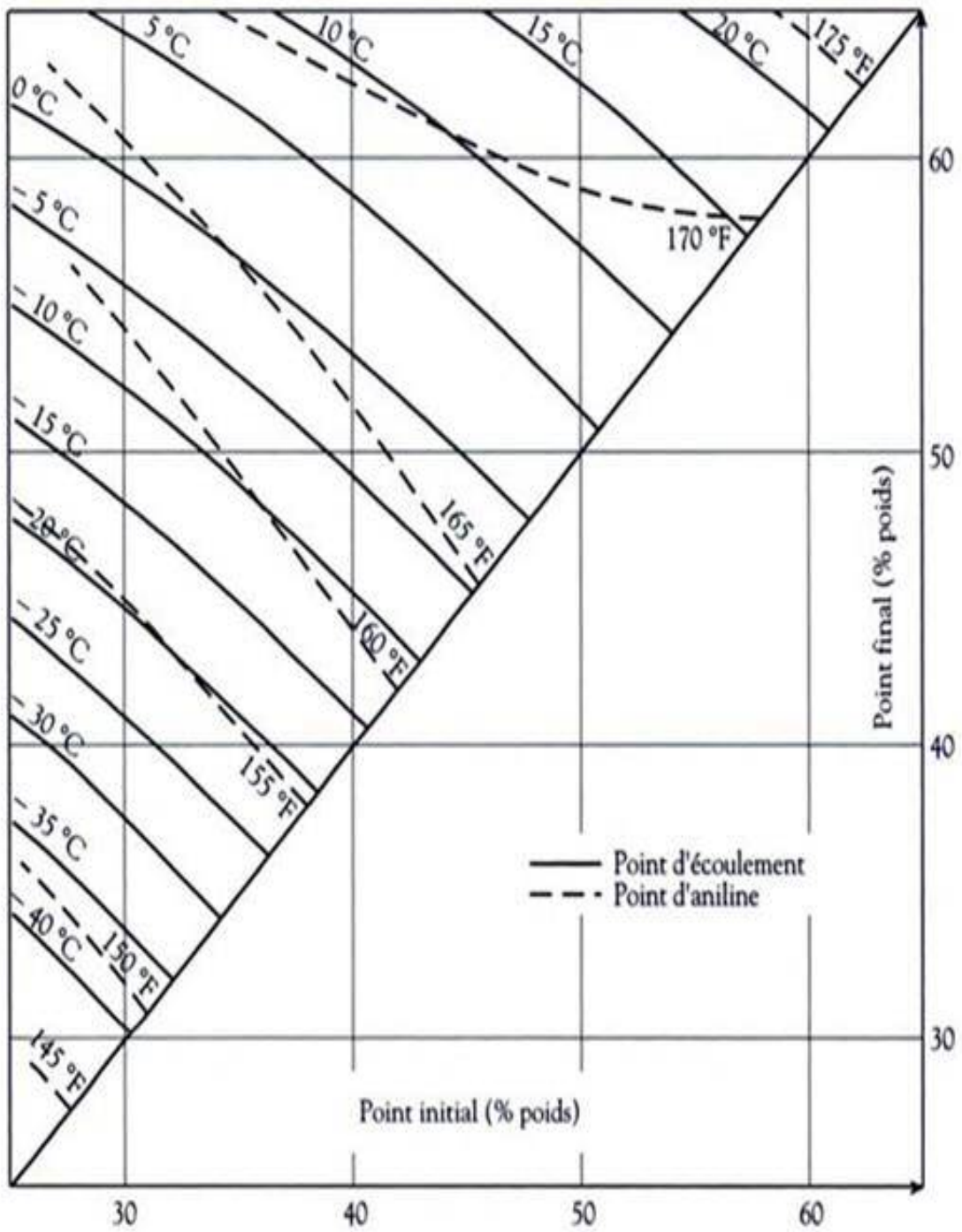


Figure 1.2 : courbe isoprariétés arabian light

Pont d'écoulement (°C) et point d'aniline (°F) en fonction des points initial et final de coupe

1. 3. Propriétés physico-chimiques d'un pétrole brut :

1. 3.1. Densité :

La densité est définie comme étant le rapport de la masse volumique d'un certain volume d'échantillon à une température T à la masse du même volume d'eau à une température standard qui est généralement prise égale à 4°C.

$$d_{4}^{20} = \frac{\text{masse volumique de l'échantillon à } T}{\text{masse volumique de l'eau à } 4^{\circ}\text{C}}$$

La terminologie anglo-saxonne, propose la Specific Gravity, définie pour deux températures standards identique, soit 60°F que l'on note ($S_p G_R$ 60°F/60°F) ; équivalent à la densité à 15°C définit par :

$$d_{4}^{15} = 0.99904 \cdot S_p G_R \text{ 60}^{\circ}\text{F}/\text{60}^{\circ}\text{F}$$

De plus, dans l'industrie pétrolière la densité est ~~que~~ souvent mesurée en degré API, définie par l'AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE comme une fonction hyperbolique de la Specific Gravity.

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{S_p G_R}$$

Cette unité correspond à l'ancien degré baumé : les coefficients 141.5 et 131.5 de la formule degré API ont été introduits pour compenser l'erreur d'étalonnage des premiers hydromètres mis en service et gradués en échelle baumé.

Le calcul de la densité d_{4}^{20} à partir de la densité à n'importe quelle température se fait selon la formule :

$$d_{4}^{20} = d_{4}^{t} \pm K(t-20)$$

Où K est un coefficient dépendant de la densité du produit, selon le tableau suivant :

Tableau 1.2 : valeurs de constante K

d_{4}^{20}	0.6 - 0.7	0.7 – 0.76	0.76 – 0.8	0.8 – 0.85	0.85 – 0.88	0.88 – 0.9
K	0.0009	0.00085	0.0008	0.00075	0.00065	0.00062

Il faut souligner l'inversion du sens des mots specific gravity et density qui signifient respectivement densité et masse volumique.

La connaissance de la densité est très utile pour effectuer des bilans massique et pour le calcul de puissance de pompe, mais cette caractéristique ne permet pas de définir à elle seule un produit pétrolier, néanmoins c'est critère très simple pour suivre la marche des unités.

La densité du brut se situe généralement entre 0.8 et 1. On classe les pétroles bruts en fonction de la densité en quatre grandes catégories :

- Les bruts légers : < 0.825
- Les bruts moyens : $0.825 < \quad < 0.875$
- Les bruts lourds : $0.875 < \quad < 1$
- Les bruts extra –lourd : > 1 [1 ,2]

1. 3.2. Viscosité :

La viscosité est une grandeur physique qui mesure la résistance à l'écoulement d'un fluide, résistance due au frottement des molécules qui glissent l'une contre l'autre. On distingue trois types de viscosité :

a) Viscosité absolue ou dynamique

Deux couches contiguës de fluide en mouvement parallèle exercent l'une contre l'autre, par frottement intérieur, force tangentielle. La viscosité dynamique est la force nécessaire par unité de surface, pour maintenir entre deux plans parallèles séparés par une unité de distance, un gradient de vitesse égal à 1. L'équation de newton rend compte de ce phénomène.

$$\eta = \left(\frac{F}{S} \right) \left(\frac{dz}{dv} \right)$$

Ou

η : viscosité dynamique en Poise (P) ou centiPoise (Cp)

df : force tangentielle extérieure

ds : l'aire des couches de fluide

dz : élément de longueur

dv : variation de vitesse

L'eau a une viscosité de 1 cP à 20°C.

b) Viscosité relative

C'est le rapport de la viscosité du produit à celle de l'eau à 20°C.

c) Viscosité cinématique

C'est le rapport de la viscosité absolue η en centiPoises et de la masse volumique ρ mesurée à la même température. L'unité utilisée est le stokes ou centistokes.

$$\nu = -$$

C'est un critère particulièrement important pour apprécier les qualités de pompabilité des produits et définir le type d'écoulement dans les canalisations. La viscosité est très sensible aux variations de températures, on doit toujours indiquer la température de l'essai.

La mesure de la viscosité a une grande importance pour le calcul des pertes charges dans les pipe-lines, les tuyauteries et conduites de raffineries [1, 4, 5].

1. 3.3. Tension vapeur Reid :

La tension de vapeur Reid mesure la tendance des molécules à s'échapper d'une phase liquide pour engendrer une phase vapeur en équilibre thermodynamique. Cette caractéristique est liée principalement à la teneur en hydrocarbures légers contenus dans le brut, qui conditionne la sécurité au cours du transport et du stockage du brut [1].

1. 3.4. Point d'éclair :

Le point d'éclair est la température minimale à laquelle les vapeurs du produit pétrolier forment avec l'air un mélange susceptible de donner une flamme de courte durée sous l'effet d'une cause extérieure (flamme, étincelle électrique...etc.).

Il caractérise la teneur en produits volatiles et permet ainsi de connaître jusqu'à quelle température un produit pourra être chauffé sans danger. De plus, il renseigne au cours de l'opération de distillation sur le fonctionnement des strippings [1].

1. 3.5. Point de trouble d'écoulement et point de congélation :

Le point de trouble d'un produit pétrolier est la température à laquelle les paraffines cires ou autres matières commencent à se solidifier ou à se séparer de la solution lorsque ce produit est refroidi dans des conditions normalisées.

Le point d'écoulement d'un pétrole brut est la température la plus basse à laquelle un brut coule lorsqu'il est refroidi dans une agitation, et dans des conditions normalisées.

Le point de congélation est majoré par 3°C pour déterminer le point d'écoulement d'où :

$$\text{Point d'écoulement} = \text{point de congélation} + 3^{\circ}\text{C}$$

En général, le point de congélation des hydrocarbures est proportionnel à la masse moléculaire et au point d'ébullition.

Ces essais (point de congélation, point d'écoulement) caractérisent soit la teneur en fractions lourdes, soit en paraffines. La connaissance de ces points est très utile lors de la mise en œuvre des pétroles à basse températures [1].

1. 4. Compositions chimiques des produits pétroliers

Le pétrole est un mélange complexe majoritairement constitué d'hydrocarbures (93 à 99 %(m/m)) mais également de composés organiques soufrés (0,01 à 6 %(m/m)), azotés (0,05 à 0,5 %(m/m)), oxygénés (0,1 à 0,5 %(m/m)) et de certains métaux (0,005 à 0,15 %(m/m)), tels que le nickel et le vanadium. Il est composé d'un continuum de molécules hydrocarbonées pouvant comporter de quelques unités à plus d'une centaine d'atomes de carbone.

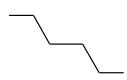
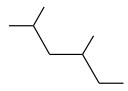
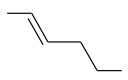
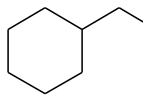
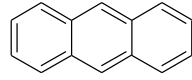
Les différents constituants du pétrole sont classés par familles chimiques : hydrocarbures, composés hétéro atomiques, composés métalliques. . . Cette partie a pour but de présenter ces différentes familles chimiques [1].

1. 4.1. Les hydrocarbures

Une distinction des hydrocarbures par familles chimiques peut être effectuée en fonction du degré d'insaturations de la structure des molécules :

- Les **hydrocarbures aliphatiques saturés** : paraffines normales dites N-paraffines (alcane linéaires) ou iso-paraffines (alcane ramifiés).
- Les **hydrocarbures aliphatiques insaturés** : oléfines (alcènes) qui ne se rencontrent pas ou très peu dans le pétrole brut du fait de leur réactivité.
- Cependant, les oléfines peuvent être produites lors des procédés de raffinage et notamment lors de procédés de conversion des coupes lourdes.
- Les **hydrocarbures aliphatiques cycliques saturés** : naphènes qui sont des cycles carbonés de 5 ou 6 atomes pouvant comporter un ou plusieurs cycles et des chaînes ramifiées.
- Les **hydrocarbures aromatiques** : composés cycliques polyinsaturés présents en forte quantité dans les coupes les plus lourdes. Ils peuvent contenir un ou plusieurs cycles aromatiques et/ou naphéniques et/ou des chaînes ramifiées [1].

Tableau 1.3 : Structure de composés hydrocarbonés présents dans les produits pétroliers

Familles	N paraffines	Iso-paraffines	Oléfines	Naphtènes	Aromatiques
Formules	$C_n H_{2n+2}$	$C_n H_{2n+2}$	$C_n H_{2n}$	$C_n H_{2n}$	$C_n H_{2n-8k}$
Exemples					

n : nombre d'atomes de carbones

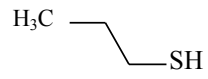
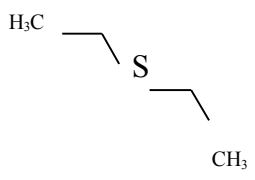
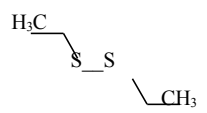
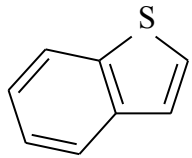
k : nombre d'insaturations

1. 4.2. Les composés soufrés

Le soufre est l'hétéro élément le plus répandu dans le pétrole. Sa teneur est fortement corrélée avec la densité de la matrice. Ainsi, les coupes lourdes en contiennent la majeure partie. Les composés soufrés présents dans les produits pétroliers appartiennent à différentes familles chimiques (Tableau 1.4) :

- Les thiols ou mercaptans : composés acides et corrosifs surtout présents dans les coupes légères, de formule brute $R - S - H$.
- Les sulfures : peu corrosifs et inodores du fait de leur faible volatilité, de formule brute $R - S - R'$ (ou polysulfures de formule brute $R - S - \dots - S - R'$).
- Les composés théophaniques qui présentent un caractère aromatique [1].

Tableau 1.4 : structure de composés soufrés présent dans le produit pétrolier

Familles	Mercaptans	Sulfures	Disulfures	Benzothiophènes
Exemple				

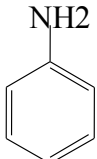

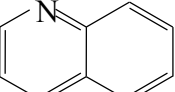
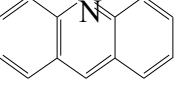

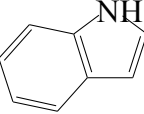
Les composés soufrés sont à l'origine de pollution atmosphérique (SO_2 et SO_3) et de la désactivation de certains catalyseurs utilisés notamment en procédés de raffinage ou

dans les pots catalytiques. Les spécifications européennes régissant la teneur maximale en soufre dans les carburants sont d'ailleurs régulièrement abaissées. En 2010, la teneur maximale en soufre dans les essences et les gazoles a été fixée à 10 ppm (EN228 et EN590).

1. 4.3. Les composés azotés

Les composés azotés sont essentiellement présents dans les fractions lourdes, en plus faible quantité que les composés soufrés. Ils se distinguent essentiellement suivant leur caractère neutre ou basique (Tableau 1.5). Les composés azotés basiques et, dans une moindre mesure les composés azotés neutres, sont connus pour empoisonner les catalyseurs acides. Ils constituent alors un obstacle au raffinage des coupes lourdes [1].

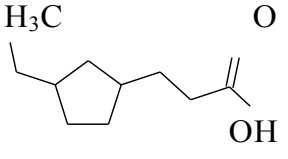
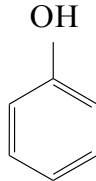
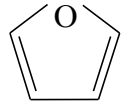
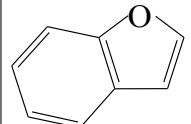
Tableau 1.5 : structure de composés azotés présents dans le produit pétrolier

Familles	Dérivés basiques				Dérivés neutres	
	Aniline	Pyridine	Quinoléine	Acridine	Pyrrrole	Indole
Exemples						

1. 4.4. Les composés oxygénés

Parmi les composés oxygénés présents dans les produits pétroliers, on peut distinguer les acides carboxyliques naphthéniques, les esters, les phénols, les furanes et les benzofuranes (Tableau 1.6). Bien qu'ils soient présents en faibles teneurs, principalement dans les coupes lourdes, les composés oxygénés possèdent un caractère acide qui est responsable de l'acidité globale des pétroles bruts et qui engendre des problèmes de corrosion [1].


Tableau 1.6 : structure de composés oxygénés présents dans le produit pétrolier

Familles	Acide naphthénique	Phénol	Furane	Benzofurane
Exemples				

1. 4.5. Les composés métalliques

Le nickel et le vanadium sont les métaux les plus répandus dans les produits pétroliers et sont principalement présents dans les produits lourds. Ils se trouvent dans des macros molécules dont les structures sont mal connues. Ils sont également présents dans certains composés plus petits de la famille des porphyrines. Dans cette structure, le motif est constitué par un ensemble de quatre cycles pyrroliques, le métal étant au centre de cet ensemble sous la forme Ni^{++} ou VO^+ (Tableau 1.7). Bien qu'ils soient présents à très faibles teneurs, ils sont également des poisons pour les catalyseurs utilisés pour la conversion des coupes lourdes [1].

Tableau 1.7 : structure de composés métallique présents dans le produit pétrolier

Familles	Porphyrines
Exemples	

CHAPITRE 2 :
CARACTERISATION DE LA COUPE
GASOIL

CHAPITRE 2 : CARACTERISATION DE LA COUPE GASOIL

2. 1. La coupe gasoil :

Le gasoil est un produit jaune clair, légèrement visqueux et distillant habituellement entre 190 °C et 300 °C. Utilisé par excellence comme combustible dans les moteurs diesel rapides, il est soumis à des contraintes de fabrication qui lui sont spécifiques. Sa densité ne doit pas trop s'écarter d'une valeur moyenne fixée 0.850, point finale d'ébullition, sa viscosité cinématique et la limitation de la teneur en soufre. En fin, la qualité d'un gasoil est son indice de cétane, les spécifications imposent un indice de cétane supérieur à 50 °C. [1]

2.2. Caractérisation physico-chimiques du gasoil :

Par ordre d'importance, les qualités suivantes sont nécessaires pour le gasoil : propreté (carbone Conradson, sédiment, eau, soufre) combustion (indice de cétane) fluidité (viscosité et point de congélation) et volatilité (distillation, point d'éclair).

2. 2.1. Masse volumique, volatilité, viscosité :

L'établissement des spécifications consiste à rechercher, pour chacune de ces propriétés physiques, le domaine de variation acceptable à l'intérieur duquel il est relativement aisé d'optimiser la combustion sur moteur diesel.

2. 2.1.1. masse volumique :

Un gasoil routier distribué en Europe doit présenter une masse volumique comprise entre 0.820 et 0.860 Kg/dm³ (norme en 590) aux états- unis il n'existe pas de spécification officielle relative à la masse volumique.

Les paramètres agissant sur la masse volumique sont essentiellement les caractéristiques du pétrole brut la largeur de la coupe choisie pour la fraction gasoil et la concentration des composants issus du craquage catalytique.

Notons que la densité n'est pas un élément déterminant elle conditionne uniquement le pouvoir calorifique au litre [6,7, 9].

2. 2.1.2. Volatilité :

Elle est exprimée par deux caractéristiques : la courbe de distillation et le point éclair,

Le point éclair constitue un critère de sécurité lors des opérations de stockage et de distribution cette caractéristique sera donc examinée dans le paragraphe relatif aux propriétés du gasoil liées à sa mise en œuvre.

La courbe de distillation du carburant influe directement sur le déroulement de la combustion, elle établit suivant le mode opératoire (ASTM D86).

La norme européenne (EN 590) fixe trois critères, relatifs aux valeurs des fractions distillées à température donnée.

Notons que le point initial et le point final ne font pas l'objet de spécifications, car leur détermination n'est généralement pas très précise. Ainsi, la fraction distillée doit être :

- Inférieure à 65% pour une température de 250 °C
- Supérieure à 85% pour une température de 350 °C
- Supérieure à 95% pour une température de 370 °C

Un allègement du gasoil par incorporation de fraction légères du type aphte ou kérosène ne présente pas d'inconvénient direct en matière de performance du moteur. Cette technique est parfois utilisée pour améliorer les caractéristiques à froid.

L'influence du point final de distillation ou la température de distillation à 95% (T95) n'est pas démontré d'une manière claire. On observe cependant une tendance à réduire le point 95% de distillation afin d'améliorer la viscosité et les propriétés de tenue au froid [6, 7, 9].

2. 2.1.3. Viscosité :

La viscosité conditionne l'écoulement et la finesse de la pulvérisation dont dépendra la qualité de la combustion pendant très longtemps, les spécifications officielles n'ont fixé qu'une viscosité cinématique maximale ($9.5 \text{ mm}^2/\text{s}$) à la température de 20°C.

Désormais, la norme européenne EN590, ainsi que la spécification américaine ASTM D975-94, définissent une plage de viscosité possible, non plus à 20°C mais à 40°C (ce qui semble plus représentatif du fonctionnement d'une pompe d'injection). En Europe, la viscosité du gasoil à 40°C doit donc être comprise entre 2.0 et $4.5 \text{ mm}^2/\text{s}$, aux Etats-Unis, la plage admise s'étend de 1.3 à $2.4 \text{ mm}^2/\text{s}$ pour les gasoils alimentant les voitures touristique et de 1.9 à $4.1 \text{ mm}^2/\text{s}$ pour les autres [6, 7, 9].

2. 2.3. caractéristiques à froid :

Les caractéristiques du gasoil à basse température, conditionnent d'avantage sa mise en œuvre que son comportement en matière de combustion.

La composition d'un gasoil dépend du pétrole brut d'origine et du mode formulation mais il contient généralement un spectre très étendu de C_{10} à C_{35} d'hydrocarbures paraffiniques principalement linéaires qui restent difficilement en solution à des températures inférieurs à 0°C.

Lorsque le gasoil est refroidi, des cristaux de paraffine apparaissent et affectent la limpidité du liquide, pour un seuil de température appelé point trouble. A température plus basse les cristaux augmentent de taille, s'organisent en réseaux qui emprisonnent le liquide et l'empêche de s'écouler : on atteint alors le point d'écoulement.

Plusieurs procédures normalisées sont utilisées pour apprécier le comportement à froid du gasoil. Elles conduisent à définir respectivement le point de trouble, le point d'écoulement et la température limite de filtrabilité [6, 7].

2. 2.3.1. Point trouble :

Le point trouble est désigné parfois par les sigles PT ou CP (cloud point en anglais) à travers le monde le point de trouble varie généralement de 0 à -15°C dans les pays

tempérés, il s'élève à 14°C, dans certains pays chauds (brésil), et descend jusqu'à -40°C, en Scandinavie, par exemple.

Sur le plan thermodynamique, le point de trouble constitue la manifestation extérieure du phénomène de germination et de cristallisation commençante. Le gasoil peut être considéré en effet, comme une solution dans laquelle les hydrocarbures paraffinés sont maintenus à l'état liquide.

Lorsque la température baisse et atteint la température dite de cristallisation commençante, les paraffines apparaissent à l'état solide dans le mélange.

Ce phénomène s'accompagne d'un dégagement de chaleur qui peut être mis à profit dans une technique particulier non normalisé (à corriger): l'analyse calorifique différentielle ou ACD celle-ci permet de détecter et étudier avec une grande précision les processus de cristallisation des paraffines dans les gasoils. Notons, néanmoins, que la température de cristallisation commençante est souvent inférieure à la température du point trouble [6, 7,9].

2. 2.3.2. Point d'écoulement :

Le point d'écoulement, appelée encore PE ou PP (pour point en anglais) est la température la plus basse à laquelle le gasoil est encore susceptible de couler. Il varie selon les pays +4°C (inde) à -39°C (suède). Il se situe cependant la plupart du temps, entre -18 et -30°C [6, 7,9].

2. 2.3.3. Température limite de filtrabilité :

Les points de trouble et d'écoulement reflètent deux situations extrêmes relatives à la cristallisation des paraffines, mais ni l'un ni l'autre ne sont liés directement aux cristallisations susceptibles de survenir. Pour pallier à cette carence un autre test normalisé (EN116), destiné à apprécier le risque de colmatage des filtres, existe actuellement en Europe, il conduit à définir la température limite de filtrabilité (TLF) ou cold filter plugging point (CFPP).

La température limite de filtrabilité est soumise aux spécifications européennes, EN590, aussi bien pour les gasoils distribués dans les pays à climat tempéré, que pour ceux consommés dans les zones arctique.

Sa plage de variation est relativement étendue : en Europe elle se situe en hiver entre 10 et 30°C notons que les TFL les plus basse d'Europe sont observées en Allemagne et dans les pays scandinaves [6, 7,9].

2. 2.4. Propriétés liées au stockage et distribution du gasoil :

D'autres critères de qualité de gasoil, liés à la sécurité de sa manutention et à sa stabilité au cours du temps doivent également être respectés.

2. 2.4.1. Le point éclair

La distribution des différents types de carburants obéit à des règles strictes de sécurité, en raffinerie, dans les dépôts et les stations-service pour classer de ce point de vue les différents produits on utilise de concept point éclair ou flash point.

D'après la réglementation EN590, les gasoils européens doivent présenter des points éclair supérieurs à 55°C. Aux Etats Unis, la valeur minimale autorisée s'élève à 38°C pour les gasoils alimentant les voitures de tourisme et à 52°C pour ceux destinés aux véhicules industriels (ASTM D975). La réglementation californienne est plus sévère, elle indique, en effet un seuil minimal de 55°C.

Le point éclair dépend étroitement du point initial de distillation on cite fréquemment à ce sujet une relation empirique.

$$PCE = PI - 100$$

Où le point éclair calculé (PEC) et le point initial (PI) sont exprimés en °C [7, 3,10].

2. 2.4.2. La stabilité du gasoil :

Entre sa sortie de raffinerie et sa combustion dans le moteur, le gasoil subit un certain nombre d'opération de stockage et de transport.

On entend par le terme générique de stabilité la faculté que doit posséder le gasoil de se maintenir dans le même état de composition et de caractéristique au cours du temps.

L'évolution du gasoil au cours du temps est le résultat de diverses réactions chimique intervenant au sein du produit et conduisant à la formation de gommages et de sédiments.

Les gommages proviennent de réactions d'oxydation et de polymérisation, elles se développent lentement, en quelque semaine ou même plusieurs mois. Les précurseurs de formations de gommages sont principalement les mono et dioléfines présentes à l'état de trace dans le gasoil. Elles affectent surtout la stabilité en début de stockage. Les structures aromatique complexes peuvent générer des gommages mais seulement dans les conditions plus sévères de durée et de température [9].

2. 2.4.3. Auto inflammation et indice de cétane :

Dans un moteur diesel, l'air est très fortement comprimé avant l'injection du gasoil. Cette compression provoque une élévation de température telle que le gasoil s'enflamme spontanément au moment de son injection.

Pour assurer un bon fonctionnement du moteur, le carburant doit posséder une forte propension à l'auto inflammation cette caractéristique est mesurée par l'indice de cétane on remarquera qu'un indice de cétane élevé traduit une bonne propension à l'auto inflammation alors qu'un bon indice d'octane reflète une bonne résistance à l'auto inflammation.

Ainsi un bon gasoil, doit de préférence être constitué de molécules de type paraffines linéaires et contenir des quantités limitées d'aromatiques.

On peut se faire une idée de la paraffinicité d'un gasoil avant de mesurer son indice de cétane en évaluant quelques minutes au laboratoire le point d'aniline.

La température de miscibilité du gasoil avec l'aniline est d'autant plus élevée qu'il est paraffiner.

Il existe une relation entre l'indice de cétane et la composition chimique du gasoil, en effet, il suffit de déterminer son point d'aniline, et sa densité API, et de calculer son diesel index.

$$\text{Diesel index} = (\text{densité API} * \text{point d'aniline } ^\circ\text{F}/100)$$

Par courbe expérimentale de correspondance entre l'indice de cétane et l'indice diesel on détermine l'indice de cétane.

L'indice de cétane peut être amélioré par des additifs cependant, il y a eu peu de variation des indices de cétane minimum requis.

Une élévation de la spécification ST néanmoins possible un tel relèvement permettrait indirectement de réduire certaines émissions polluantes du gasoil moteur [9].

2. 2.4.4. La teneur en soufre :

La limite maximale a régulièrement été abaissée depuis quelques années. Elle se situe actuellement à 0.05% aux Etat Unis, en Europe et dans quelque autres pays.

Cette valeur devrait devenir la norme pour la majorité des pays asiatiques. Cette évolution structurelle devrait se poursuivre puisqu'une norme européenne a 650 ppm soit 0.065% semble désormais inévitable.

Cette forte diminution est justifiée par la volonté de réduire les émissions de SO₂ mais également les missions des sulfates (qui constituent une fraction des particules émises par la combustion des moteurs diesel) et surtout par la nécessité d'équiper les moteurs diesel d'un pot catalytique pour diminuer les émissions de monoxydes de carbone (CO) et d'hydrocarbures imbrulés.

La réduction de la teneur en soufre est également couteuse. Le passage en Europe au gasoil de 0.05% maximum de soufre a entraîné un remodelage des unités d'hydrodésulfuration de gasoil [9].

2. 2.4.5. Pouvoir calorifique :

Pouvoir calorifique est le nombre de calorie dégagé par la combustion de l'unité de poids de combustible pour le gazole est égale à 10800 calories [9].

2. 2.4.6. Point d'aniline :

Le point d'aniline est la température la plus basse à laquelle des volumes égaux d'aniline et de produit à analyser sont complètement miscible, la rupture de miscibilité se manifestant par l'apparition d'un trouble net.

Le point d'aniline est une relation avec l'aromaticité du produit et entre dans les formules de caractérisation des différentes propriétés.

La mesuré du point d'aniline peut se faire au laboratoire. Les valeurs obtenues avant et après l'élimination des aromatiques pourra servir à étude de la composition d'une fraction pétrolier. Le point d'aniline varie avec la nature chimique et la masse molaire des hydrocarbures [11].

CHAPITRE 3:
L'EVOLUTION DES SPECIFICATIONS
DU GASOIL

CHAPITRE 3: L'EVOLUTION DES SPECIFICATIONS DU GASOIL

3 .1. Qualité du carburant gasoil

La tendance actuelle concernant les spécifications du carburant diesel est déterminée essentiellement par deux raisons techniques majeures :

- La performance des moteurs (consommation, conduite).
- Le niveau d'émissions à l'échappement du moteur qui affectent la qualité de l'air.

La détermination de corrélations claires entre les propriétés du carburant diesel et les émissions du moteur est apparue comme étant très complexe tenu de :

L'interdépendance des différentes propriétés qui rend difficile d'isoler l'effet de chaque paramètre ;

- La forte influence de conception du moteur, de son réglage et de son entretien.

Il est cependant reconnu que la modification de certaines caractéristiques du gazole a un effet positif sur le niveau des émissions. Les facteurs suivants sont d'ores et déjà considérés comme primordiaux :

3.1.1. Teneur en soufre :

L'émission de SO₂ contribue aux pluies acides. De plus, lors d'un fonctionnement à haute température, il a été observé que le gaz d'échappement contient de l'acide sulfurique qui contribue à augmenter la quantité de particules émises [14].

3.1.2. L'indice de cétane :

Sa valeur influence directement la qualité de combustion dans le moteur diesel.

3.1.3. La densité :

Une fluctuation importante de la densité induit une variation du taux d'injection qui affecte la qualité de la combustion (généralement de fumée) [14].

3.1.4. Le point final de distillation :

L'influence du point final de distillation ou la température de distillation à 95 % (T₉₅) n'est pas démontrée d'une manière claire. On observe cependant une tendance à réduire le point final et le point 95% de distillation afin d'améliorer la viscosité et les propriétés de teneur au froid.

3.1.5. La teneur en aromatique :

L'impact de la teneur en aromatique du gazole sur les émissions du moteur diesel n'est pas encore démontré clairement bien que la teneur en polyaromatiques semble avoir une incidence. Néanmoins des travaux supplémentaires sont nécessaires afin de déterminer la contribution des aromatiques aux émissions [14].

Tableau 3.1 : Effet des propriétés du gazole sur les émissions (tendances)

Propriétés	modification	SO ₂	Particules	CO	NO _x	HC
Teneur en soufre	↓	↓	↓		0	
Densité	↓	0	↘	↘	0	↘
Indice de cétane	↑	0	↘	↘	n	↘
Teneur en monoaromatique Teneur en aromatique	↓	0	?	N	n	?
Polycyclique nucléaires	↓	0	↘	?	?	↘
T ₉₅ °C	↓	0	?	0	0	?

↓ =réduction importante

n = effet négligeable

↘ =réduction limitée

? = demande des études complémentaires

En résumé, il est probable que dans les prochaines années des contraintes sévères soient imposées au gasoil moteur

- Forte réduction de la teneur en soufre
- Réduction de la teneur en hydrocarbure lourds dits polyaromatiques
- Augmentation de l'indice de cétane

Tableau 3.2: Spécification du gazole et futures contraintes pour l'Europe

	Situation en 1991	Evolution prévisible 2000-2020
Soufre (%masse)	0.2-0.5	0.05
Nombre de cétane	45-50	50-53
Aromatiques (% volumique)	25-35	10-20

3.2. Principales spécifications européennes du gazole (norme EN590)

Tableau 3.3 : Norme européennes EN 590 [7,12]

Caractéristiques	Test	
Teneur en soufre (% masse) max	0.05	Iso 8754
Point de trouble (°C) max	$-10 \leq PT \leq -34$	Iso 3015
Masse volumique à 15°C (kg/dm ³)	$0.820 \leq \quad \leq 0.860$	Iso 3675
Viscosité à 40 °C (mm ² /s)	$2.0 \leq \mu \leq 4.5$	Iso 3104
Indice de cétane mesuré	≥ 51	Iso 5165
Indice de cétane calculé	≥ 46	Iso 4264
Point éclair °C	$55 \leq PE \leq 120$	NF T 07-019
Température de distillation (°C) 250 350 370	≤ 65 ≥ 85 ≥ 95	Iso 3405

3.3. Principales spécifications algériennes du gazole (norme NA 8110)

Tableau 3.4: Norme algérienne NA 8110 [13]

Caractéristiques	
Masse volumique Kg/m ³	810 – 860
Indice de Cétane	≥ 48
Point éclair °C	≥ 55
Point écoulement hiver °C	≤ -12
Point écoulement été °C	≤ -7
Distillation ASTM D86 65% 90% Point finale	$\geq 250^{\circ}\text{C}$ $\leq 350^{\circ}\text{C}$ $\leq 390^{\circ}\text{C}$
Teneur en soufre (ppm)	≤ 1500

CHAPITRE 4 :
CONSOMATION DU GASOIL ET LEUR
IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT

CHAPITRE 4 : CONSOMATION DU GASOIL ET LEUR IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT

Le gasoil est utilisé comme carburant pour les moteurs à combustion Interne à auto-allumage et comme combustible par les secteurs domestique, industriel et artisanal.

La tendance au niveau mondial et surtout des pays développés, est de limiter de manière draconienne la teneur en certains produits dans le cadre de la protection de l'environnement (souffre par exemple) ou de l'évolution technologique des moteurs (teneur en eau par exemple).

Les spécifications administratives du Gas-oil dans notre pays ne sont pas aussi sévères en la matière et n'ont pas été révisées depuis leur promulgation en 1992.

4.1 Évolution de ventes carburantes par produits

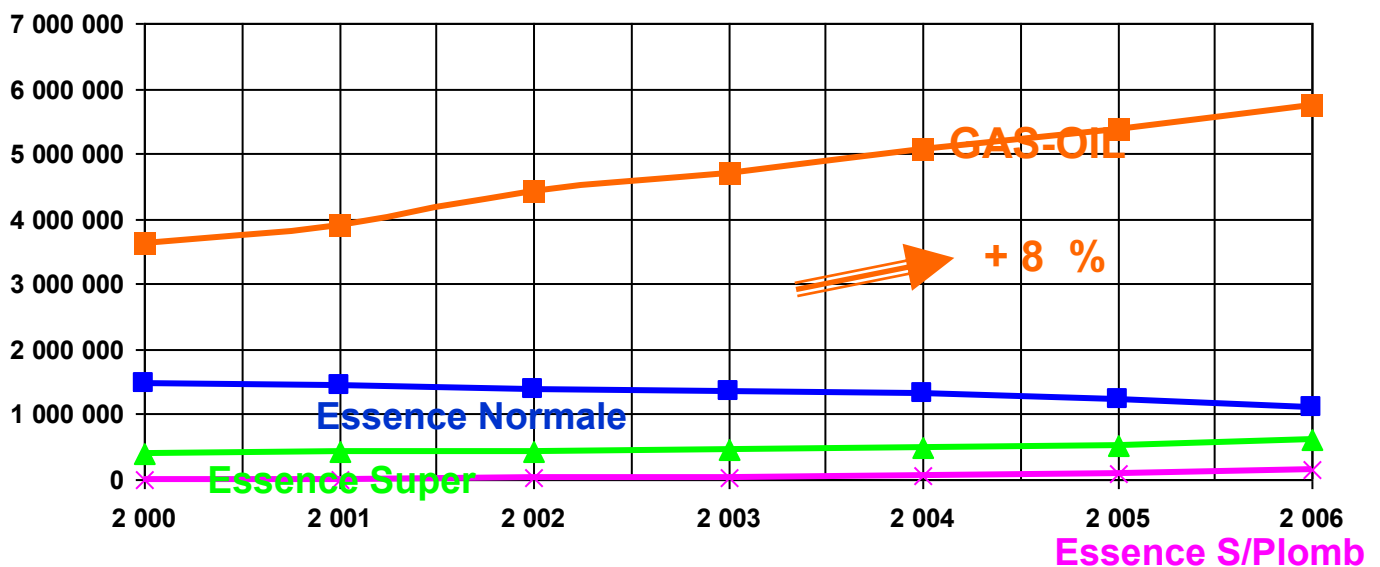


Figure 4.1 : évolution de ventes carburantes par produits

Cette augmentation des ventes de Gas-oil est due à :

- La relance économique,
- La diésélisation du parc national automobile,
- Facilités accordées pour l'achat de véhicules,
- L'exploration des hydrocarbures dans les opérations de forage (boues de forages),
- Augmentation du nombre de véhicules tourisme ou utilitaire mis en circulation.

- Les concessionnaires mettent sur le marché de plus en plus de véhicules diesel, afin de répondre à la demande due à la faible différence de prix par rapport aux véhicules essences.,

L'augmentation est soutenue aussi par les secteurs ci-après :

➤ **Pétrolier et énergétique :**

- Développement des opérations de prospection pétrolières et de la production au niveau des nouveaux champs gaziers et pétroliers,
- Production d'électricité.

➤ **Transport :**

- Hausse du transport des biens et des équipements suite à l'augmentation des importations,
- Augmentation de déplacement des personnes du fait d'une offre toujours plus importante en services de transports voyageurs,
- Accroissement des opérateurs activant dans le domaine du transport routier.

➤ **Agriculture :**

- Développement de l'activité agricole, du fait notamment de la poursuite de la mise en œuvre des différents mécanismes d'aide et de soutien [13].

4. 2. Les principaux polluants de l'environnement :

4. 2.1. Monoxyde de carbone :

Il provoque une combustion se déroulant globalement ou localement en mélange riche.

Le moteur diesel est un très faible émetteur de monoxyde de carbone quel que soit le carburant qu'il utilise [8].

4. 2.2. Hydrocarbures : (hydrocarbures imbrulés)

L'ensemble des produits hydrocarbures retrouvés dans les gaz d'échappement constitue à la fois :

- Des composants de carburant lui-même (non transformé lors du processus de combustion).
- Des produits obtenus par diverses réactions complexes, mais ces derniers diminuent avec la teneur en aromatique [8].

4. 2.3. Oxydes d'azote :

Le seul cycle d'azote qui se forme avec la température de combustion est NO et qui peut s'oxyder au NO₂.

Le rapport (NO₂)/(NO)=0.1 - 0.2

Par ailleurs NO₂ peut être formé en faibles quantités, lors de traitement catalytique des gaz d'échappement, selon la terminologie habituelle émis par le moteur [8].

4. 2.4. Les particules :

Un ensemble des produits présent dans les effluents du moteur diesel (grain de 0.1 à 0.3 µm)

Elles sont dangereuses pour les voies de respiration.

Ce sont des composés de carbone, soufre, d'eau d'hydrocarbures aliphatiques aromatiques, polynucléaromatique.

Les résultats du tableau (4.1 et 4.2) illustrent bien ces assertions ; en effet, une augmentation de 8 points de l'indice de cétane d'un gazole alimentant une voiture particulière, entraîne des diminutions de plus [8].

Tableau 4.1 : Résultats du programme EPEFE. Influence des variations de caractéristiques du gazole sur les émissions à l'échappement de véhicules industriels (cycle de conduite ECE49) (améliorations ou détériorations en %)

Variations des caractéristique du gazole*	Emission à l'échappement			
	CO	HC	NO _x	Particules
Masse volumique 855 ----> 828 g/dm ³	+5	+14.3	-3.6	0
Poly aromatique 8 ----> 1%	0	-4.0	-1.7	-3.6
Cétane 50 -----> 58	-10.3	-6.3	-0.6	0
T95 370 ---->325	+6.5	+13.4	-1.7	0

*gazole de référence : masse volumique : 855 g/dm³ ; polyaromatique : 8% ; indice de cétane : 50 ; T95 :370°C.

Tableau 4.2 : Résultats du programme EPEFE. Influence des variations de caractéristiques du gazole sur les émissions à l'échappement de véhicules légers (cycle de conduite ECE + EUDC) (améliorations ou détériorations en %)

Variations des caractéristiques du gazole*	Emission à l'échappement			
	CO	HC	NO _x	Particules
Masse volumique 855 ----> 828 g/dm ³	-17.1	-18.9	+1.4	-19.4
Poly aromatique 8 -----> 1%	+4.0	+5.5	-3.4	-5.2
Cétane 50 -----> 58	-25.3	-26.3	0	+5.2
T95 370 ---->325	0	0	+4.6	-6.9

*gazole de référence : masse volumique : 855 g/dm³ ; poly aromatique : 8% ; indice de cétane : 50 ; T95 :370°C.

De 25% des émissions de CO et HC, alors qu'elle provoque une hausse d'environ 5% du taux de particules à l'échappement.

PARTIE
EXPERIMENTALE

CHAPITRE 5 :

MATERIELS ET METHODES

CHAPITRE 5 : MATERIELS ET METHODES

5.1. Tension vapeur Reid :

Une pompe « Reid » contenant le produit à analyser est introduit dans un bain réglé à 37.8°C jusqu'à l'équilibre des pressions. La valeur lue sur le manomètre représente la tension de vapeur Reid.

5.2. Densité :

Au cours d l'étude, la détermination de la densité s'est faite au moyen d'un densimètre électronique. Le principe de cette méthode est de mesurer la période d'oscillation d'un soumis à sa propre masse, à une fréquence donnée, cette dernière est liée à la masse volumique par la relation suivante :

$$T = \frac{C}{\rho} \dots\dots\dots(a)$$

Ou :

C : constante

M : masse du tube en U contenant l'échantillon

ρ : masse volumique du corps considéré.

D'autre part, la période n'est autre que l'inverse de la fréquence :

$$T = \frac{1}{f} \dots\dots\dots (b)$$

$$T = \frac{1}{\frac{v}{\lambda}} \dots\dots\dots(c)$$

$$\dots\dots\dots(d)$$

A et B étant des constantes spécifiques à l'appareil qu'on détermine par un calibrage des échantillons dont la masse volumique est connue (généralement de l'eau et de l'air à 20°C).

5.3. La viscosité cinématique :

La viscosité d'un liquide est l'une des propriétés rhéologiques, elle traduit la résistance au mouvement des deux éléments d'un liquide, glissant l'un sur l'autre lors d'un écoulement.

L'élément principal dans l'appareil est la viscosité. On choisit son calibre de façon à ce que le temps de passage du liquide du premier bulbe au deuxième bulbe ne soit ni inférieur à 2'5'', ni supérieur à 11'.

A l'aide d'une poire, on remplit le viscosimètre d'échantillon jusqu'au trait de repère, on l'introduit verticalement dans un bain de silicone. Le viscosimètre est branché pour avoir un équilibre de température. Une fois l'équilibre établi, on retire le bouchon pour mesurer le temps mis par la prise d'essai contenu dans le viscosimètre pour s'écouler dans un capillaire et à cheminer à travers les deux bulbes du tube.

5.4. Point d'écoulement et congélation :

La méthode consiste à mesurer la température à laquelle l'échantillon refroidi ne manifeste plus aucune tendance à s'écouler.

On chauffe l'échantillon jusqu'à 32°C, puis on le refroidit dans un congélateur en quatre étapes, dès que l'échantillon contenu dans le tube ne coule plus, on relève la température, c'est le point de congélation, on ajoute 3°C pour obtenir le point d'écoulement.

Le laboratoire est en possession d'un appareil de détermination du point d'écoulement et de congélation automatique, et qui nous affiche directement les valeurs sur écran.

5.5. Teneur en sédiment :

La prise d'essai est mélangée dans un tube gradué avec un volume égal de toluène. L'eau et les sédiments sont séparés par centrifugation.

5.6. Teneur en soufre :

L'échantillon est soumis à un rayonnement X primaire. Sous l'effet de ce rayonnement des électrons de couche interne sont arrachés. Les vides occasionnés par ces départs sont comblés par des électrons venant de couches supérieures, ce rayonnement électronique s'accompagne d'une émission de rayons X dits secondaires dont les longueurs d'ondes sont caractéristiques de l'élément présent.

5.7. Distillation ASTM :

La distillation progressive simple (ASTM) est réalisée au laboratoire et ce, dans le but de tracer des courbes ASTM qui nous renseignera sur la qualité de fractionnement de la colonne de distillation pour connaître le comportement des carburants dans le moteur.

La courbe ASTM est la plus facile à déterminer , mais en revanche elle fournit peu de renseignements sur le produit , ce n'est qu'un repère pour les spécifications , d'autre part , une courbe de distillation ASTM ,pour avoir toute sa signification , doit comporter les renseignements suivants :

- Pertes : P%
- Résidu : R%

5.8. Indice de cétane :

Un gasoil à un indice de cétane égal a x si dans le moteur standards ; il a un délai d'allumage équivalent à celui d'un mélange de x parties en volume de cétane et (100 – x) parties d'alphanéthylanphtanène.

- Le normal cétane, hydrocarbure possédant seize carbones en chaine droite, donnant une excellente combustion dans le moteur diesel et affecté d'une valeur d'indice de cétane égale à 100.
- L'alphanéthylnaphtène, hydrocarbure aromatique bi cyclique, ayant un délai d'allumage très élevé et affecté d'une valeur d'indice de cétane égal à 0.

L'indice de cétane est déterminé par une référence normative de l'essai **ASTM D613**.

5.9. Point éclair :

Le produit à analyser est chauffé par l'intermédiaire d'un bain marie le vase qui contient le produit à analyser. Après chaque élévation de température de 0.5°C, un dispositif présente la flamme d'une veilleuse par un orifice aménagé dont le couvercle est ouvert pendant une période de deux secondes. On répète cette opération jusqu'à ce qu'une inflammation des vapeurs soit observée sur la surface de la prise d'essai. La température lors de cette inflammation est le point d'éclair du produit.

5.10. Facteur de caractérisation KUOP :

$$SP\ GR = \frac{\rho_{40}}{\rho_{60}} =$$

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\rho_{60}} - 131.5 =$$

Par abaque de facteur de caractérisation KUOP en fonction de la viscosité à 100°F (37.8°C) et °API

Voir l'annexe N° 2

5.11. Pouvoir calorifique supérieur et inférieur :

- Pouvoir calorifique supérieur

Par abaque pouvoir calorifique en fonction de facteur de caractérisation et densité à 15°C
Voir l'annexe N° 2

- Pouvoir calorifique inférieur

PCI = PCS – 588 avec 588 c'est la chaleur latente de vaporisation de l'eau kcal/kg

5.12. Poids moléculaire :

Par abaque de poids moléculaire en fonction de la densité ou le degré API° et le facteur de caractérisation KUOP voir l'annexe N° 2

5.13. Distillation TBP de brut :

Elle est plus connue sous le nom de TBP (true boiling point). Cette distillation est régie par la méthode ASTM.D2892 et correspond à une technique de laboratoire (voir la figure ...)

Elle s'applique aux bruts stabilisés (débutanisés), mais peut s'étendre à un mélange pétrolier quelconque sauf pour les gaz de pétrole liquéfier, les naphthas très légers et les fractions ayant un point d'ébullition au-dessus de 400°C.

Cette distillation permet :

- De recueillir les rendements des coupes à la fois en poids et en volume.

- Le tracé d'une courbe de distillation représentant la température en fonction soit du %poids, soit du %volume recueilli.

La distillation TBP du pétrole a été menée dans un appareil de distillation oldershaw, ou une charge de 3.5 l a été distillée suivant ces deux étapes :

- Sous pression atmosphérique.
- Sous un vide de 40 mmHg, ensuite sous un vide de 10 mmHg.

a) Distillation atmosphérique

Cette phase de distillation compte deux étapes :

- La première consiste à piéger les gaz combustible (étape de dégazage). Cette étape est caractérisée par une fluctuation de la température en tête de colonne, qui est due à l'entraînement de ces gaz vers un piège refroidi afin d'éviter la volatilisation de ces combustible.

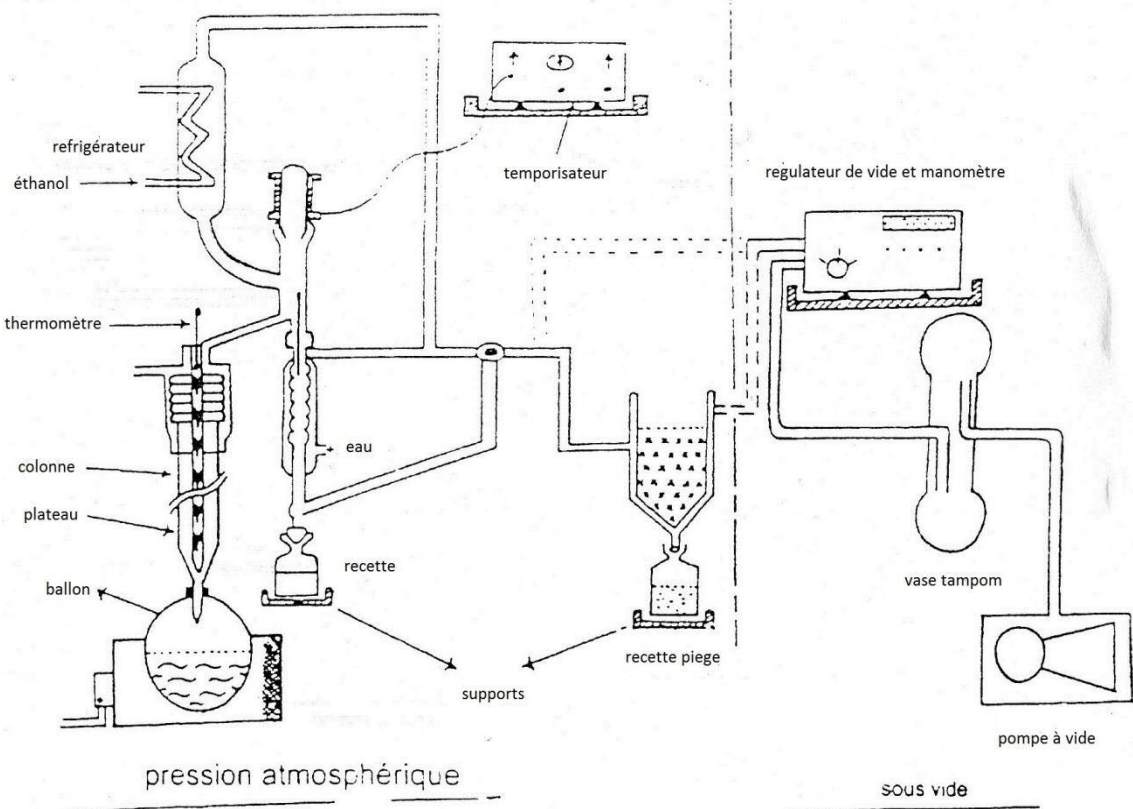
Lors de cette étape le reflux au sein de la colonne est total, l'achèvement de cette étape est caractérisé par la stabilisation de la température en tête de colonne.

- Une fois l'équilibre thermique atteint, la deuxième étape est, celle-ci à récupérer les fractions pétrolières distillées et cela en respectant les intervalles de températures propres au découpage étroit (pas de 5°C) et un taux de reflux qui sera maintenu constant et égal à 5.

Cette distillation est conduite jusqu'à l'apparition de fumées dans le ballon de charge, signe d'un début de cracking thermique. Ace moment la température en tête de colonne est de 220°C.

b) Distillation sous vide :

La distillation à pression atmosphérique devient impossible au-delà d'une certaine température (220°C en tête de colonne). Afin d'éviter tout risque de cracking des molécules constituant le brut, la distillation sera conduite sous pression réduite ou le résidu atmosphérique dans un premier temps sera distillé à 40 mmHg et pour pouvoir distiller au-delà d'une certaine température en tête de colonne, on passe à un vide poussé et qui est égal à 10 mmHg.



CHAPITRE 6 :
RESULTATS ET DISCUSSION

CHAPITRE 6 : RESULTATS ET DISCUSSION

Notre travail a consisté à faire une caractérisation physico chimique des trois bruts à l'aide des essais normalisés ensuite pour estimer le rendement en différentes coupes nous avons procédé à une distillation TBP.

Par la suite nous avons tenté sur la base d'une banque de données contenant six bruts totalement caractérisés, d'optimiser le rendement en gasoil à l'aide d'une corrélation en fonction des propriétés additives de ces bruts, ce qui nous a permis de déterminer les proportions des trois bruts dans le « brut mélange ».

Par conséquent, déduire les courbes TBP et densité de ce dernier, tracer les courbes iso-propriétés afin d'évaluer le rendement théorique de la coupe Gasoil et estimer ses caractéristiques principales à l'aide de corrélations empiriques.

Pour compléter cette étude, une distillation TBP du brut mélange a été réalisée, cette dernière nous a permis de déterminer le rendement expérimental de la coupe Gasoil, ses caractéristiques physico-chimiques par des essais normalisés, et enfin une comparaison entre les résultats théoriques et expérimentaux.

6.1. Caractérisations des Pétroles bruts « A » « B » « C » :

Tableau 6.1: caractéristiques de bruts étudiés

Bruts	A	B	C
TVR a 37.8°C (pa)	0.585	0.756	0.663
Densité à 20°C	0.8015	0.7943	0.7977
Densité à 15°C	0.8051	0.7980	0.8013
Viscosité cinématique μ	2.657	2.213	2.404
Point d'écoulement (°C)	-27	-24	-27
Point de congélation (°C)	-30	-27	-30
Teneur en soufre % pds	0.057	0.112	0.061
Facteur de caractérisation KOUP	12.27	12.05	12.25

Les valeurs de viscosité cinématique de brut à 37.8°C ainsi le point de congélation sont très faible, donc l'huile est facilement transportable dans les pipelines même dans les conditions de température extrême.

Les teneurs faibles en soufre et en eau (trace) des bruts permettent d'écartier tout risque de corrosion et bouchage des canalisations durant le transport.

En fin les valeurs du facteur de caractérisation KUOP de bruts « A » « B » « C » respectivement, 12.27, 12.05 et 12.25 démontrent que les trois bruts sont de nature mixte à tendance paraffinique.

Les résultats de densité et de TVR montre que le brut « B » est le plus léger par rapport au « A » et « C », à cause de leur faible densité 0.798 et la TVR qui trop élevé par rapport aux autres bruts, dans il est le plus riche en produits légers.

6.2. Distillation TBP des trois bruts « A » « B » « C »

Les résultats expérimentaux des TBP de chaque brut étudié « A » « B » « C » sont représentés dans des graphes $T_{eb}=f(\%vol)$; $T_{90}=f(\%vol)$.

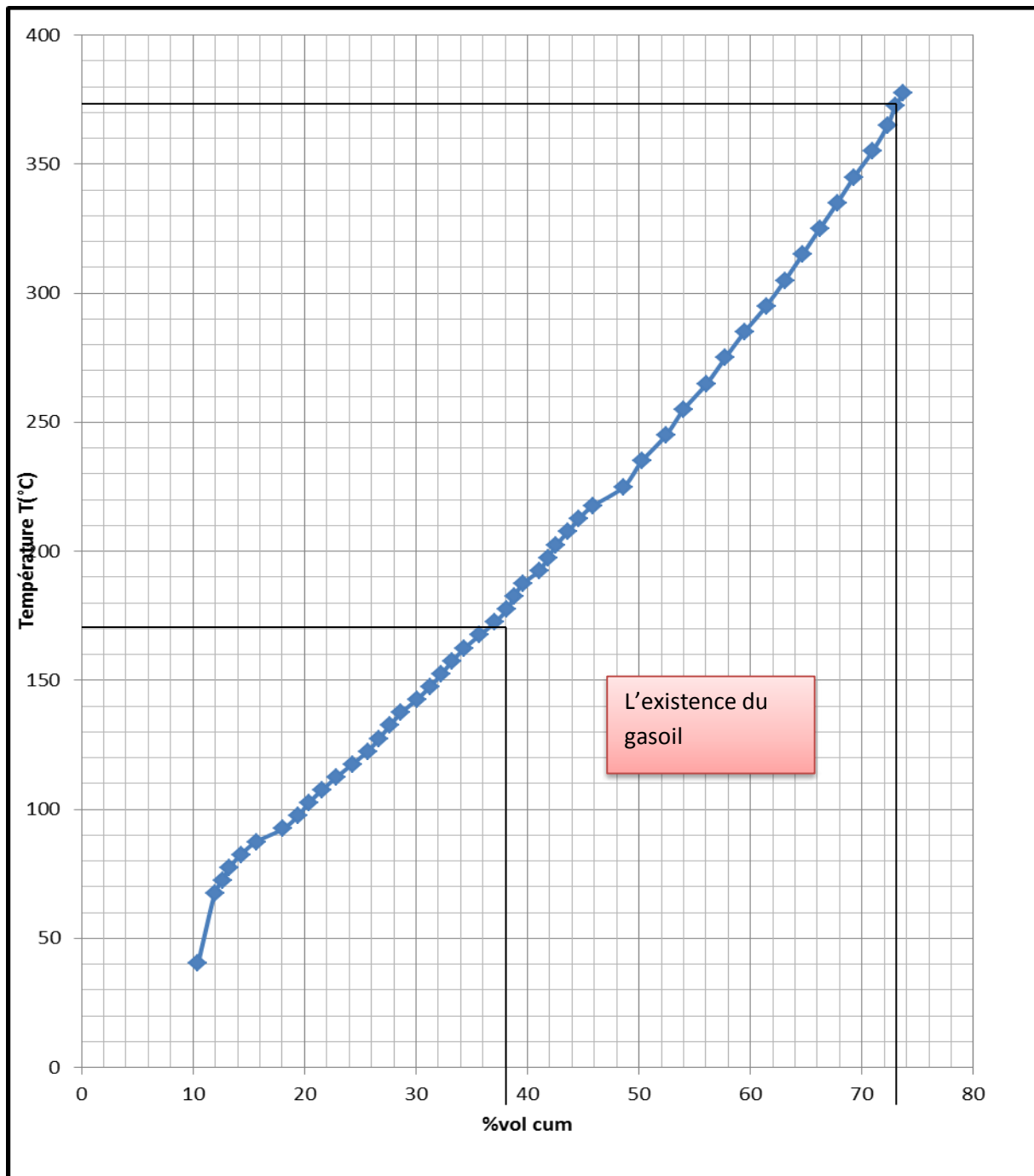


Figure 6.1: Courbe de distillation TBP du brut « A »
 $T_{eb} = f(\%vol)$

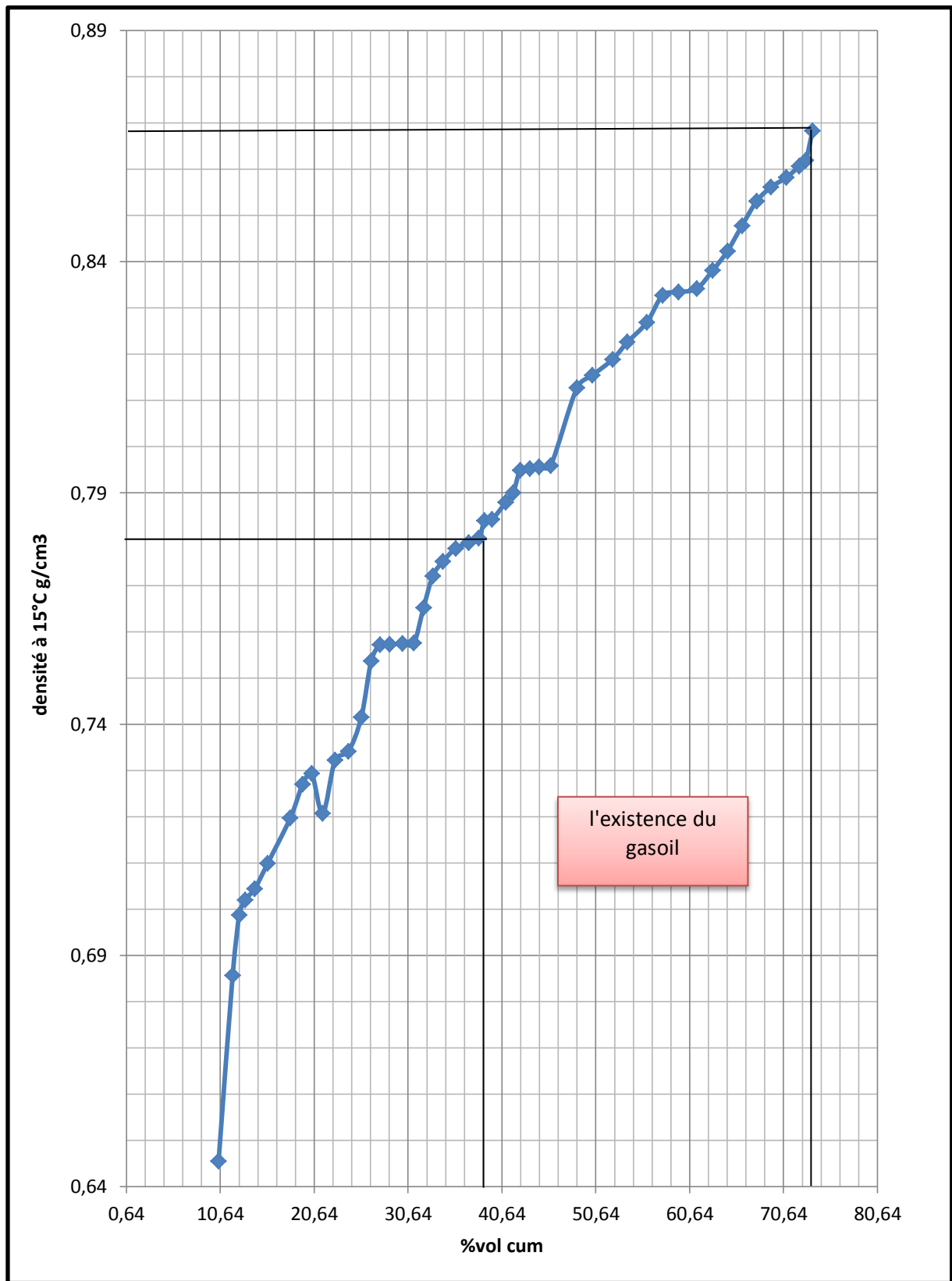


Figure 6.2: Courbe de distillation TBP du brut « A »
= f (%vol)

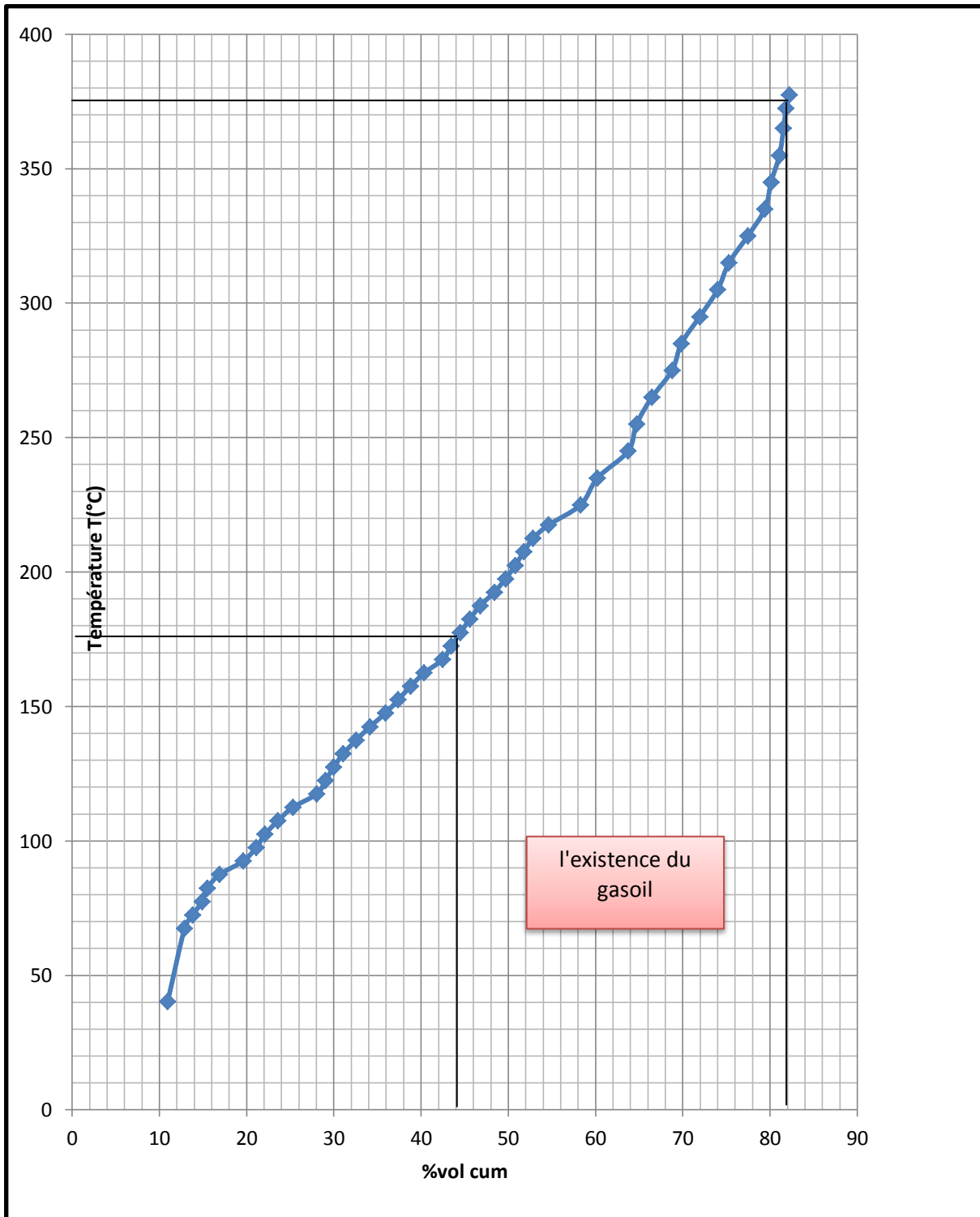


Figure 6.3 : courbe de distillation du brut B

$$T_{eb} = f(\%vol)$$

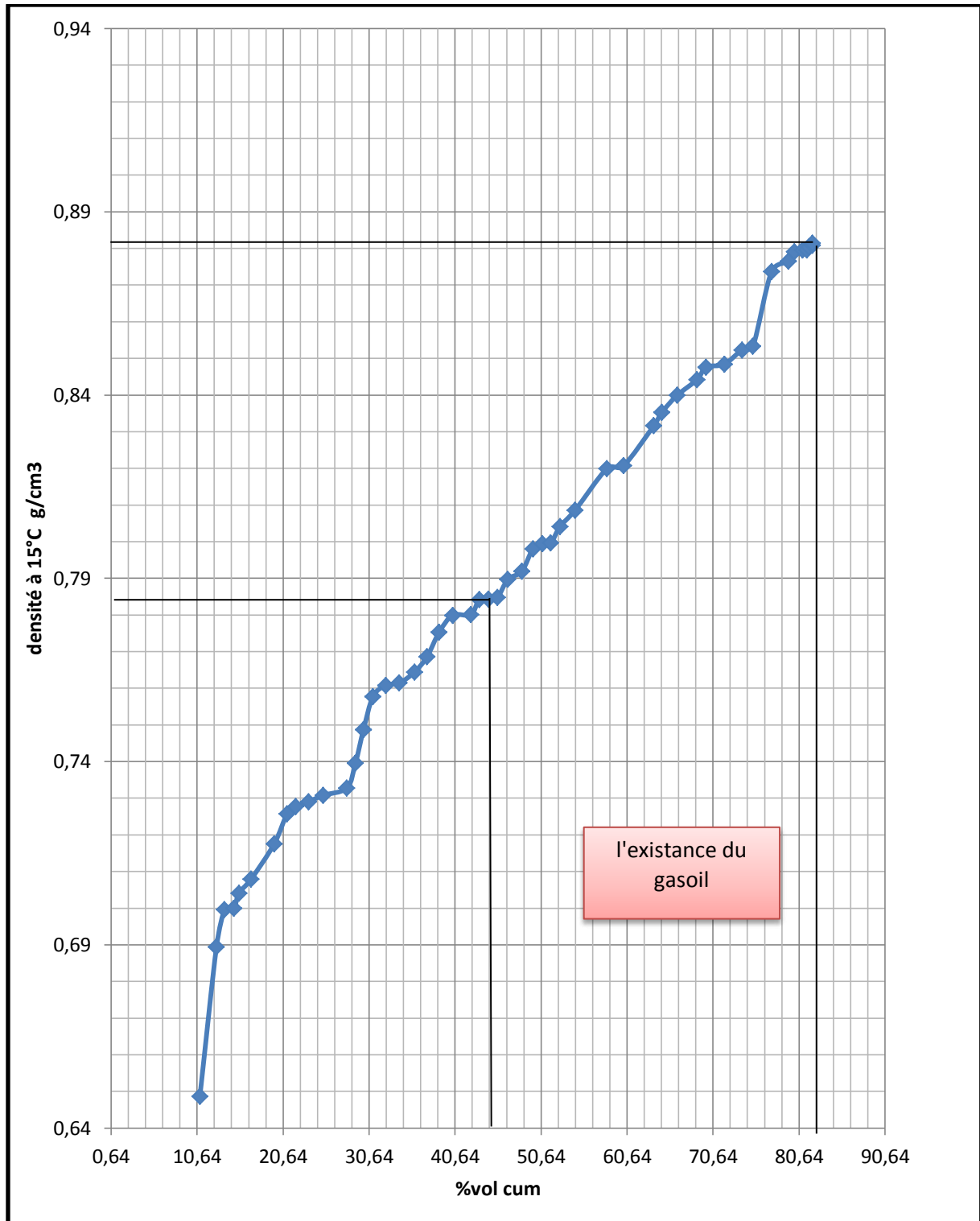


Figure 6.4 : courbe de distillation du brut B
= f (%vol)

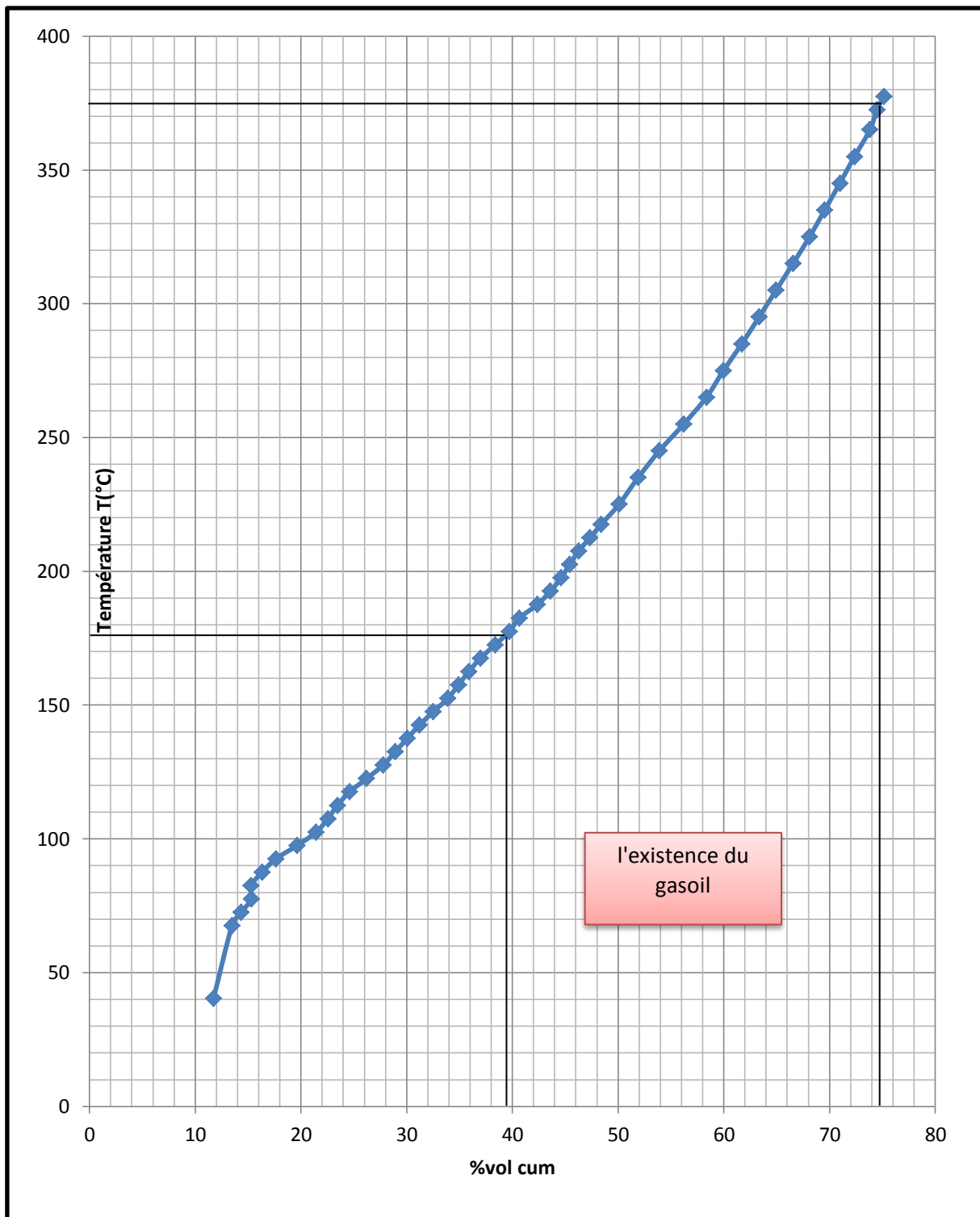


Figure 6.5 : courbe de distillation du brut « C »

$$T_{eb} = f(\%vol)$$

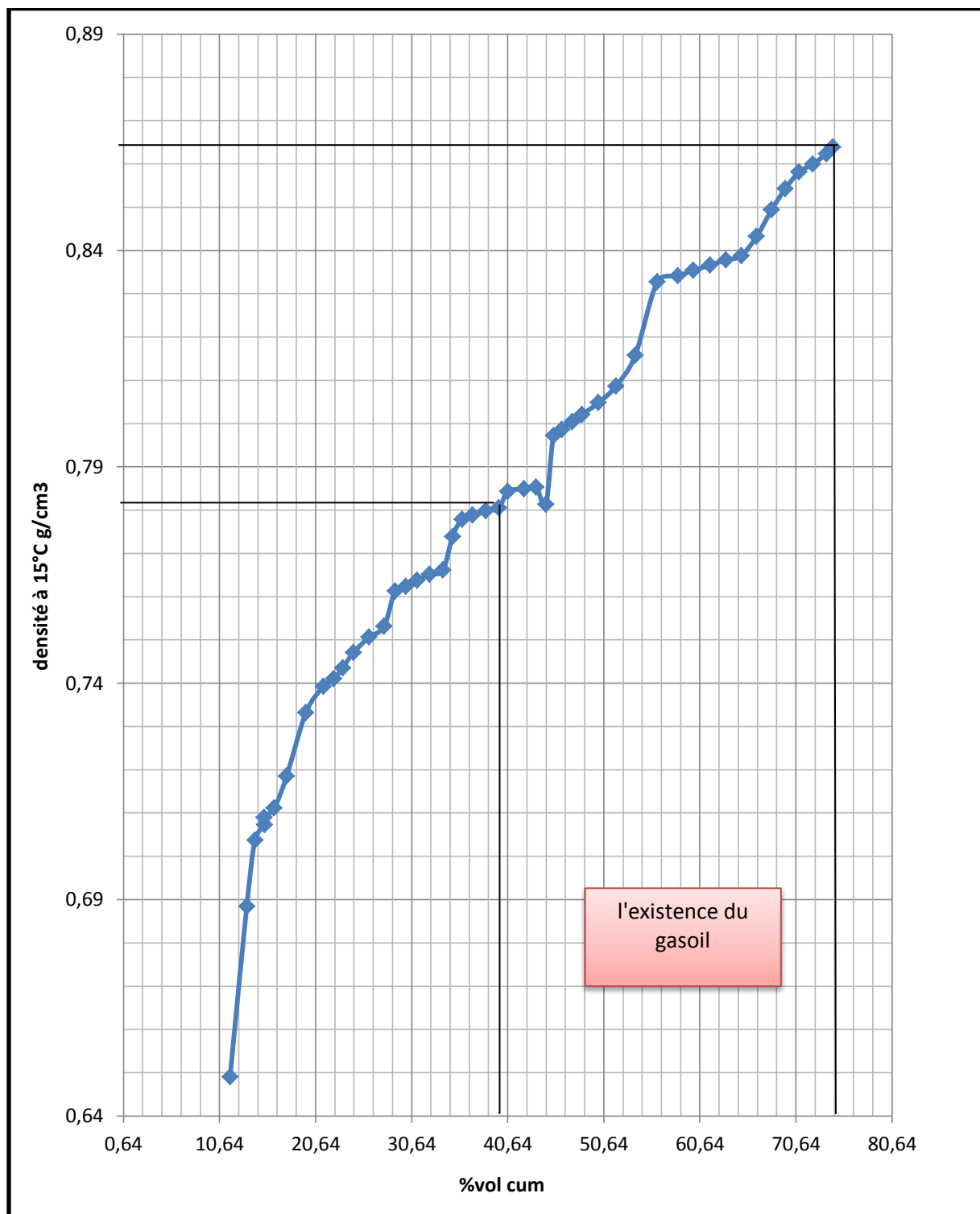


Figure 6.6 : courbe de distillation du brut « C »

= f (%vol)

Au cours de la distillation atmosphérique, nous avons récupéré 33 fractions. Le pourcentage volumique cumulé de ces fractions de la charge initiale pour les trois bruts « A » « B » « C » sont représenté dans le tableau ci-dessous :

Tableau 6.2 : rendement en fraction légers

Brut	A	B	C
% volumes cumulés des fractions légères	45.83	54.29	48.39

Les trois bruts sont riches en fractions légères.

Le rendement en gasoil des trois bruts distillés est représenté dans le tableau ci-dessous

Tableau 6.3 : les rendements en gasoil pour les bruts « A » « B » « C »

Bruts	A	B	C
%volume en gasoil	34.82	38.38	34.77

On remarque que les bruts « B » est plus riche en gasoil par rapport au brut « A » et « C »

6.3. Régression polynomiale multiple.

Quand plusieurs caractères sont explicatifs, on peut effectuer une régression sur une famille de polynômes en les différents caractères, de degré fixé. Les termes faisant intervenir des produits du type $x^{(h)}x^{(h')}$ seront interprétés comme des termes d'interaction entre les caractères explicatifs. En pratique, on se limite à des polynômes de degré 1 ou 2. Voici pour deux caractères explicatifs $x^{(1)}$ et $x^{(2)}$, les modèles les plus fréquemment utilisés.

- Modèle d'ordre 1, sans interaction :

$$y = a_0 + a_1x^{(1)} + a_2x^{(2)} .$$

- Modèle d'ordre 2, sans interaction :

$$y = a_0 + a_1x^{(1)} + a_2x^{(2)} + a_3(x^{(1)})^2 + a_4(x^{(2)})^2 .$$

- Modèle d'ordre 1, avec interaction :

$$y = a_0 + a_1x^{(1)} + a_2x^{(2)} + a_3x^{(1)}x^{(2)} .$$

- Modèle d'ordre 2, avec interaction :

$$y = a_0 + a_1x^{(1)} + a_2x^{(2)} + a_3(x^{(1)})^2 + a_4(x^{(2)})^2 + a_5x^{(1)}x^{(2)} .$$

6.3.1. APPLICATION

Lorsque le nombre de variables explicatives est grand, il peut se faire que certaines variables soient corrélées entre elles donc on prend en considération les interactions qui se passent et on choisit un modèle d'ordre deux avec interactions.

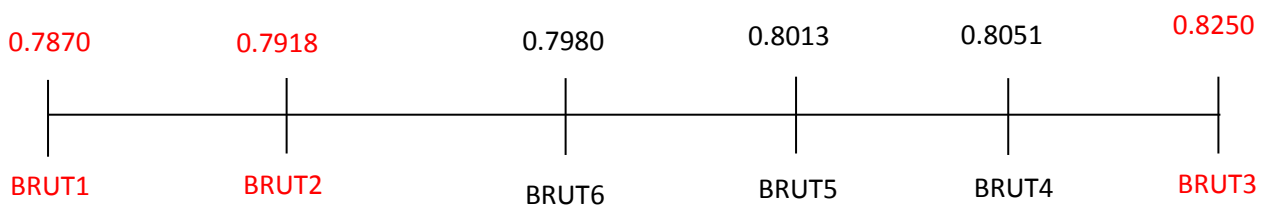
On pose notre problème avec F_i = le rendement en gasoil pour les différents bruts et qui représente la réponse

La densité et la TVR représentent les facteurs

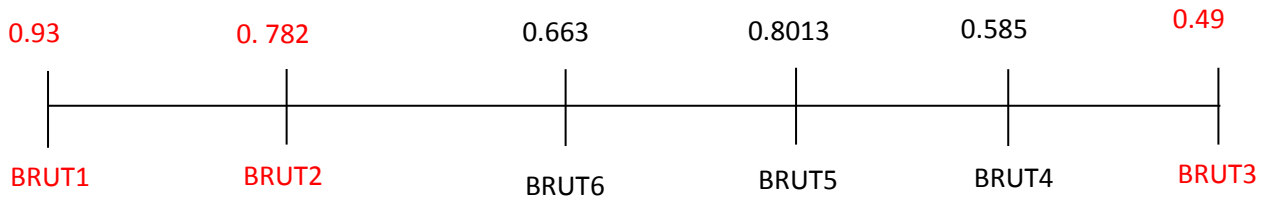
Et A_0, A_1, \dots, A_5 qui représente les coefficients à déterminer.

Avec

Les données de densité de chaque brut



Les données de TVR chaque brut



On pose les équations correspondent aux chaque brut :

$$F_1 = A_0 + A_1 \cdot d_1 + A_2 \cdot \text{TVR}_1 + A_3 \cdot d_1 \cdot \text{TVR}_1 + A_4 \cdot d_1^2 + A_5 \cdot \text{TVR}_1^2$$

$$F_2 = A_0 + A_1 \cdot d_2 + A_2 \cdot \text{TVR}_2 + A_3 \cdot d_2 \cdot \text{TVR}_2 + A_4 \cdot d_2^2 + A_5 \cdot \text{TVR}_2^2$$

$$F_3 = A_0 + A_1 \cdot d_3 + A_2 \cdot \text{TVR}_3 + A_3 \cdot d_3 \cdot \text{TVR}_3 + A_4 \cdot d_3^2 + A_5 \cdot \text{TVR}_3^2$$

$$F_4 = A_0 + A_1 \cdot d_4 + A_2 \cdot \text{TVR}_4 + A_3 \cdot d_4 \cdot \text{TVR}_4 + A_4 \cdot d_4^2 + A_5 \cdot \text{TVR}_4^2$$

$$F_5 = A_0 + A_1 \cdot d_5 + A_2 \cdot \text{TVR}_5 + A_3 \cdot d_5 \cdot \text{TVR}_5 + A_4 \cdot d_5^2 + A_5 \cdot \text{TVR}_5^2$$

$$F_6 = A_0 + A_1 \cdot d_6 + A_2 \cdot \text{TVR}_6 + A_3 \cdot d_6 \cdot \text{TVR}_6 + A_4 \cdot d_6^2 + A_5 \cdot \text{TVR}_6^2$$

On résout notre système d'équations :

$$38.740 = A_0 + A_1 \cdot 0.7870 + A_2 \cdot 0.930 + A_3 \cdot 0.73190 + A_4 \cdot 0.61936 + A_5 \cdot 0.8649$$

$$33.670 = A_0 + A_1 \cdot 0.7918 + A_2 \cdot 0.7820 + A_3 \cdot 0.61918 + A_4 \cdot 0.62690 + A_5 \cdot 0.6115$$

$$39.610 = A_0 + A_1 \cdot 0.8250 + A_2 \cdot 0.4900 + A_3 \cdot 0.40420 + A_4 \cdot 0.68060 + A_5 \cdot 0.2401$$

$$35.910 = A_0 + A_1 \cdot 0.8051 + A_2 \cdot 0.5850 + A_3 \cdot 0.47098 + A_4 \cdot 0.64818 + A_5 \cdot 0.3422$$

$$38.380 = A_0 + A_1 \cdot 0.8013 + A_2 \cdot 0.7560 + A_3 \cdot 0.60570 + A_4 \cdot 0.64208 + A_5 \cdot 0.51153$$

$$34.770 = A_0 + A_1 \cdot 0.7980 + A_2 \cdot 0.6630 + A_3 \cdot 0.52900 + A_4 \cdot 0.63680 + A_5 \cdot 0.43956$$

Matrice A

$$A = \begin{pmatrix} 1 & 0.7870 & 0.930 & 0.73190 & 0.61936 & 0.8649 \\ 1 & 0.7918 & 0.7820 & 0.61918 & 0.62690 & 0.6115 \\ 1 & 0.8250 & 0.4900 & 0.40420 & 0.68060 & 0.2401 \\ 1 & 0.8051 & 0.5850 & 0.47098 & 0.64818 & 0.3422 \\ 1 & 0.8013 & 0.7560 & 0.60570 & 0.64208 & 0.51153 \\ 1 & 0.7980 & 0.6630 & 0.52900 & 0.63680 & 0.43956 \end{pmatrix}$$

Avec

Matrice inverse A⁻¹

$$A^{-1} = \begin{pmatrix} 4880.850 & -18155.959 & 759.613 & -11679.220 & 829.494 & 23366.223 \\ -11068.573 & 41546.543 & -2027.503 & 27827.126 & -1816.899 & -54460.694 \\ -1697.100 & 5582.806 & 211.027 & 1663.183 & -473.037 & -5286.880 \\ 2049.771 & -6773.446 & -252.364 & -2053.801 & 590.279 & 6439.561 \\ 6229.224 & -23622.497 & 1344.308 & -16540.530 & 970.735 & 31618.760 \\ 59.036 & -167.493 & -9.398 & -22.858 & 8.175 & 132.538 \end{pmatrix}$$

Matrice F

$$F = \begin{pmatrix} 38.740 \\ 33.670 \\ 39.610 \\ 35.910 \\ 38.380 \\ 34.770 \end{pmatrix}$$



$$F=A.X$$

$$A.F= A.A.B$$

$$B= \begin{pmatrix} 32740.024 \\ -74292.628 \\ -11668.873 \\ 14156.514 \\ 41869.366 \\ 376.58 \end{pmatrix}$$

On trouve que :

$$A_0= 32740.024$$

$$A_1= -74292.628$$

$$A_2= -11668.873$$

$$A_3= 14156.514$$

$$A_4= 41869.366$$

$$A_5= 376.58$$

$$f= 32740.024-74292.628*d-11668.873*TVR+14156.514*d*TVR+41869.366*d^2+ 376.85*TVR^2$$

On dérive notre corrélation, une fois par rapport à la densité et une autre fois par rapport à la TVR et on trouve :

$$=83738.732*d+14156.514*TVR-74292.628 = 0$$

$$=753.16*TVR+14156.514*d-11668.873 = 0$$

$$TVR_{\max} = 0.62624$$

$$d_{\max} = 0.81682$$

La TVR et la densité à 15°C sont des propriétés additives

On applique la formule d'additivité

$$0.62624 = 0.585.X_A + 0.756.X_B + 0.663.X_C$$

$$0.81682 = 0.8051.X_A + 0.7980.X_B + 0.8013.X_C$$

$$1 = X_A + X_B + X_C$$

Avec X_A , X_B , X_C sont des fractions volumétriques

Pour trouver ces fractions on effectue le produit matriciel suivant

$$A' = B' \cdot X$$

Avec :

$$A' = \begin{pmatrix} 0.62624 \\ 0.81682 \\ 1 \end{pmatrix}$$

Et

$$X = \begin{pmatrix} 0.585 & 0.756 & 0.663 \\ 0.8051 & 0.7980 & 0.8013 \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}$$

Avec

$$X^{-1} = \begin{pmatrix} 34.375 & 968.750 & -799.050 \\ 39.583 & 812.500 & -677.300 \\ -73.958 & -1781.250 & 1477.350 \end{pmatrix}$$

Et

$$B' = \begin{pmatrix} X_A \\ X_B \\ X_C \end{pmatrix}$$

$$A' = B' \cdot X \quad \Leftrightarrow \quad X^{-1} \cdot A' = X^{-1} \cdot B' \cdot X$$

$$B = X^{-1} \cdot A$$

$$\begin{pmatrix} X_A \\ X_B \\ X_C \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.585 & 0.756 & 0.663 \\ 0.8051 & 0.7980 & 0.8013 \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} 0.62624 \\ 0.81682 \\ 1 \end{pmatrix}$$

On effectue le produit matriciel

$$\begin{pmatrix} X_A \\ X_B \\ X_C \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 34.375 & 968.750 & -799.050 \\ 39.583 & 812.500 & -677.300 \\ -73.958 & -1781.250 & 1477.350 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 0.62624 \\ 0.81682 \\ 1 \end{pmatrix}$$

On trouve :

$$\begin{pmatrix} X_A \\ X_B \\ X_C \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,7588 \\ 0,1250 \\ 0.1162 \end{pmatrix}$$

Avec $X_A, X_B, X_C > 0$

Et

$$X_A + X_B + X_C = 1$$

Le brut mélange doit être formulé à partir de trois bruts « A » « B » « C » avec des fractions volumétriques non équimolaires sont représentés dans le tableau ci-dessous

Tableau 6.4: Proportion volumiques qui compose le « brut mélange »

Bruts	A	B	C
Fraction volumétrique	0.7588	0.1250	0.1162

6.4. Propriétés physico-chimique du brut mélange

Après avoir préparé le brut mélange selon les proportions citées ci-dessus nous avons procédé à sa caractérisation; les résultats sont résumés dans le tableau ci-dessous

Tableau 6.5: caractéristique du « brut mélange »

Propriétés	Résultats
Densité à 15°C	0.8045
Densité à 20°C	0.8009
Viscosité cinématique (cSt) à 37.8°C	2.396
Tension vapeur Reid (bar) à 37.8°C	0.658
Teneur en soufre (% poids)	0.053
Teneur en eau et sédiment	Nulle
Point d'écoulement (°C)	-18
Poids moléculaire (abaque)	217 g/mole
Pouvoir calorifique kcal/kg (abaque)	>11060
Facteur de caractérisation KUOP (abaque)	12.30
Points de congélation (°C)	-21
Point éclair (°C)	<15

Tous les résultats trouvés lors des essais préliminaires convergent vers la même conclusion, qui est celle d'un brut léger ; en effet les valeurs de la densité à 20°C ($d_{204}=0.8009\text{g/cm}^3$), viscosité ($\mu= 2.396$ à 37.8°C), points éclair ($< 15^\circ\text{C}$), masse moléculaire ($M= 217$ g/mole) et celle du point de congélation ($P_c= - 21^\circ\text{C}$) reflètent nettement la nature du notre brut. On note également que la valeur de la tension de vapeur Reid est très élevée ($\text{TVR}= 0.658$ bar), ce résultat conforte l'hypothèse d'une huile légère.

La valeur de la viscosité cinématique de brut mélange à 37.8°C ainsi que le point de congélation sont faibles, et donc l'huile est facilement transportable dans les pipelines même dans les conditions de température les plus extrêmes.

La valeur faible de soufre écarte tout risque de corrosion.

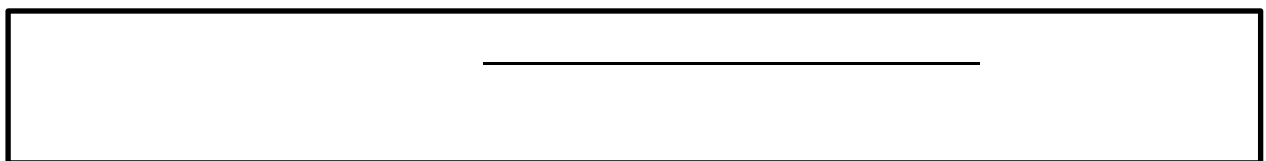
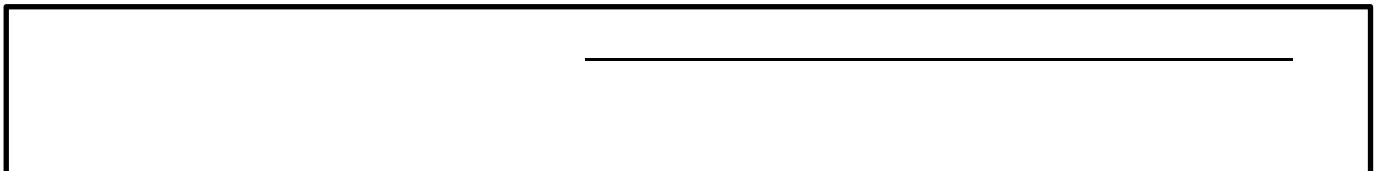
La Valeur de KUOP est 12.30 qui signifie que notre brut est de nature mixte.

6.4.1. Distillation théorique et expérimentale du brut mélange

6.4.1.1. Distillation théorique du brut mélange :

Après qu'on a trouvé les trois fractions volumétriques XA, XB, XC qui peuvent formuler notre mélange, on estime sur la base des résultats obtenus la distillation TBP théorique à partir de relation d'additivité qui relie entre le brut mélange et les bruts qui composent le mélange, de même que pour la densité.

A partir de relation d'additivité on trouve que



Les résultats de cette distillation sont présentés dans le tableau ci-dessous accompagné des courbes de distillation TBP, $T=f(\%vol)$; $d=f(\%vol)$

Les résultats des calculs se trouvent n° annexe N° 2

Tableau 6.6: La distillation TBP théorique du brut mélange

Fraction N°	Température °C à 760 mmHg	%volume	%volume cumulés	Masse volumique à 15°C
1	<15.7	5,12	5,12	
2	15.7 – 65	5,97	11,09	0,64783
3	65 – 70	1,74	12,83	0,6879
4	70 – 75	0,84	13,67	0,7007
5	75 – 80	0,91	14,58	0,7030
6	80 – 85	0,94	15,52	0,7061
7	85 – 90	1,36	16,88	0,7095
8	90 – 95	2,40	19,28	0,7185
9	95 – 100	1,56	20,84	0,7289
10	100 – 105	1,03	21,87	0,7323
11	105 – 110	1,22	23,09	0,7293
12	110 – 115	1,42	24,51	0,7347
13	115 – 120	2,11	26,62	0,7371
14	120 – 125	1,35	27,97	0,7446
15	125 – 130	1,05	29,02	0,7519
16	130 – 135	1,06	30,08	0,7588
17	135 – 140	1,25	31,33	0,7603
18	140 – 145	1,43	32,76	0,7608
19	145 – 150	1,48	34,24	0,7627
20	150 – 155	1,20	35,44	0,7668
21	155 – 160	1,15	36,59	0,7739
22	160 – 165	1,29	37,88	0,7779
23	165 – 170	1,69	39,57	0,7791
24	170 – 175	1,26	40,83	0,7807
25	175 – 180	1,03	41,86	0,7817
26	180 – 185	0,85	42,71	0,7844
27	185 – 190	1,00	43,71	0,7867
28	190 – 195	1,45	45,16	0,7886
29	195 – 200	1,07	46,23	0,7904
30	200 – 205	0,91	47,14	0,7974
31	205 – 210	0,95	48,09	0,7977
32	210 – 215	1,04	49,13	0,8001
33	215 – 220	1,41	50,54	0,8030
34	220 – 230	2,96	53,5	0,8143
35	230 – 240	1,80	55,3	0,8150
36	240 – 250	2,73	58,03	0,8238
37	250 – 260	1,79	59,82	0,82991
38	260 – 270	2,00	61,82	0,8333
39	270 – 280	1,91	63,73	0,8382
40	280 – 290	1,57	65,3	0,8379
41	290 – 300	1,91	67,21	0,8405
42	300 – 310	1,80	69,01	0,8437
43	310 – 320	1,49	70,5	0,8458
44	320 – 330	1,80	72,3	0,8588
45	330 – 340	1,35	73,65	0,8579
46	340 – 350	1,33	74,98	0,8625
47	350 – 360	1,39	76,37	0,8617
48	360 – 370	1,30	77,67	0,8631
49	370 – 375	0,61	78,28	0,8666

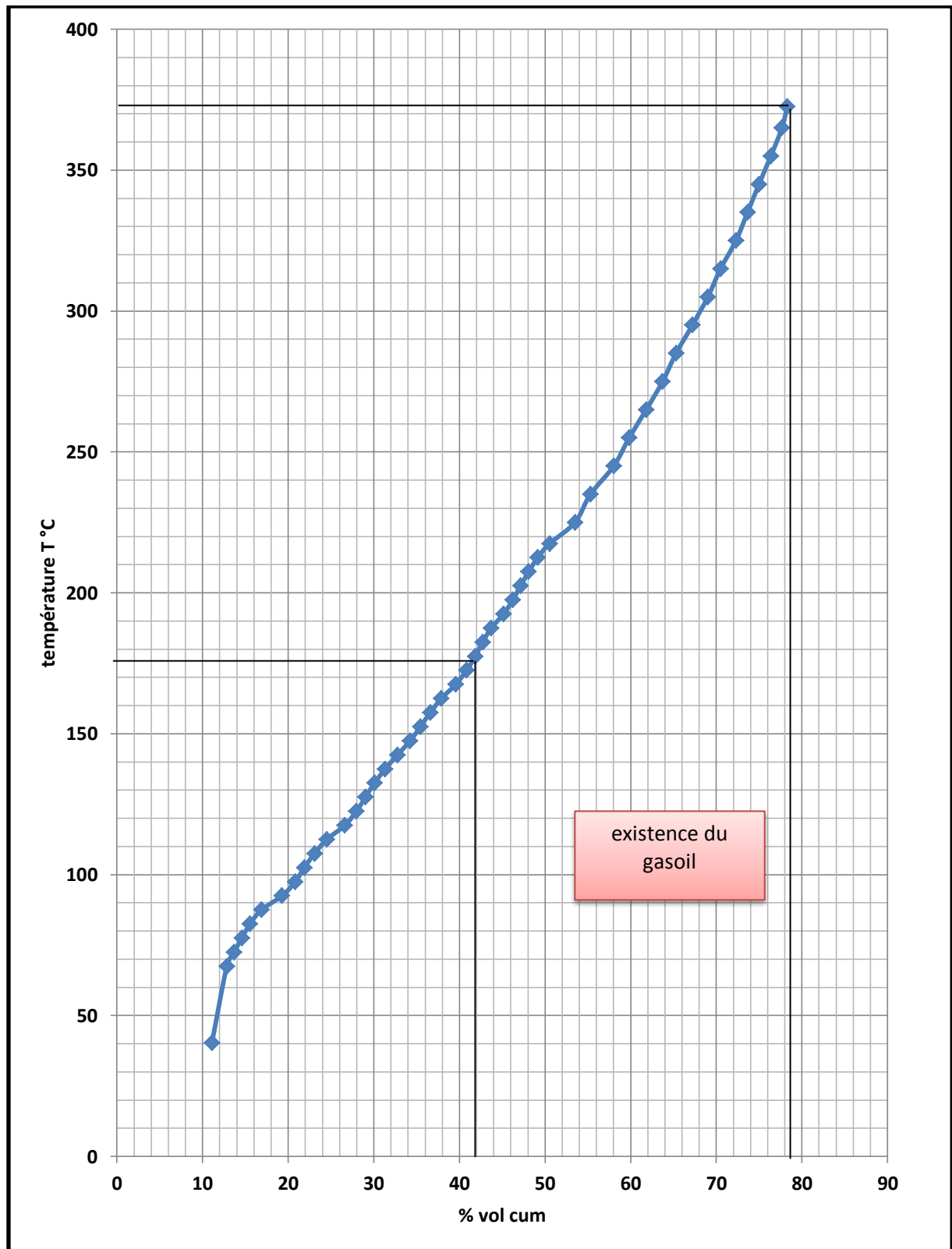


Figure 6.7: Courbe TBP théorique du brut mélange

$$T_{eb} = f(\%vol)$$

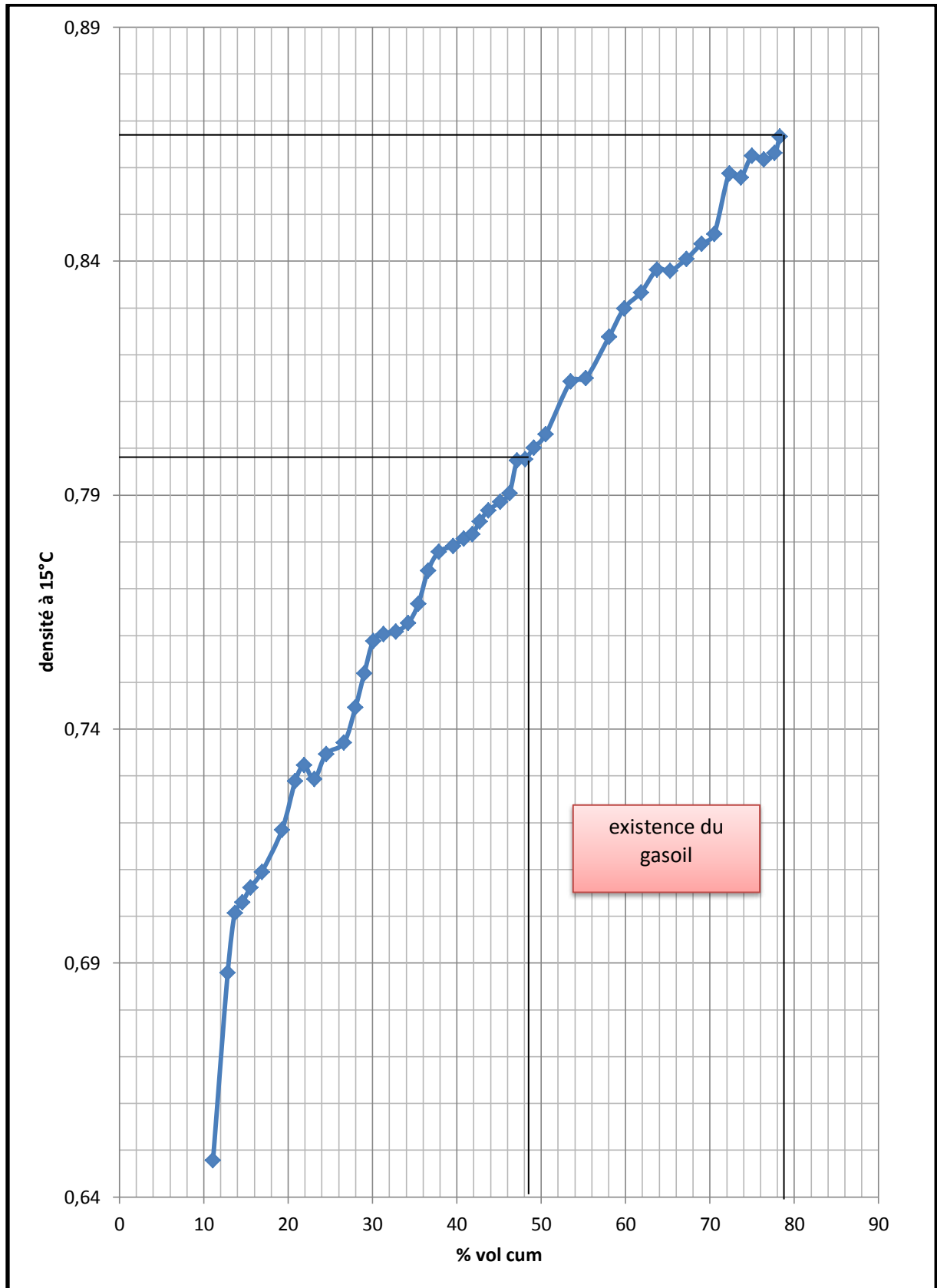


Figure 6.8: Courbe TBP théorique du brut mélange

= f (%vol)

Notre distillation théorique montre que le brut mélange riche en produits léger et contient 35.8 % en gasoil et une plage de densité à 15°C [0.7807 ; 0.8699] g/cm³

6.4.1.2. Distillation expérimentale du brut mélange

Pour vérifier la validité des résultats théoriques obtenue, nous avons procédé à une expérimentation TBP proprement dite.

Cette distillation est effectuée dans une appareil de distillation TBP normalisé dans des conditions expérimentales bien définies.

Tableau 6.7: La distillation TBP expérimentale du brut mélange

Fraction N°	Température °C à 760 mmHg	% poids	%poids cumulés	%volume	%volume cumulés	Masse volumique à 15 °C
1	<15.7	2.67	2.67	3.60	3.60	-
2	15.7 – 65	4.20	6.87	5.18	8.78	0.643
3	65 – 70	0.44	7.31	0.51	9.29	0.6912
4	70 – 75	0.655	7.96	0.74	10.03	0.6990
5	75 – 80	0.93	8.89	1.04	11.07	0.7029
6	80 – 85	1.66	10.55	1.87	12.94	0.7052
7	85 – 90	1.32	11.87	1.48	14.42	0.7097
8	90 – 95	1.965	13.83	2.16	16.58	0.7206
9	95 – 100	1.04	14.87	1.12	17.7	0.7321
10	100 – 105	0.73	15.6	0.79	18.49	0.7305
11	105 – 110	0.81	16.41	0.88	19.37	0.7295
12	110 – 115	1.71	18.12	1.84	21.21	0.7335
13	115 – 120	0.47	19.06	0.51	21.72	0.7298
14	120 – 125	1.29	20.35	1.39	23.11	0.7357
15	125 – 130	1.37	21.72	1.46	24.57	0.7474
16	130 – 135	1.12	22.84	1.18	25.75	0.7548
17	135 – 140	1.19	24.03	1.25	27	0.752.6
18	140 – 145	1.85	25.88	1.93	28.93	0.7563
19	145 – 150	0.50	26.38	0.52	29.45	0.7517
20	150 – 155	0.90	27.28	0.94	30.39	0.7592
21	155 – 160	1.15	28.43	1.18	31.57	0.7698
22	160 – 165	1.35	29.78	1.38	32.95	0.7743
23	165 – 170	1.48	31.26	1.52	34.47	0.7742
24	170 – 175	1.31	32.57	1.33	35.8	0.7758
25	175 – 180	0.86	33.43	0.86	36.66	0.7812
26	180 – 185	0.82	34.25	0.83	37.49	0.7840
27	185 – 190	0.975	35.22	0.98	38.47	0.7843
28	190 – 195	1.33	36.55	1.34	39.81	0.7853
29	195 – 200	0.95	37.5	0.95	40.76	0.7924
30	200 – 205	0.74	38.24	0.73	41.49	0.7977
31	205 – 210	0.80	39.04	0.80	42.29	0.7958
32	210 – 215	1.20	40.24	1.20	43.49	0.7921
33	215 – 220	1.11	41.35	1.11	44.6	0.7952
34	220 – 230	2.47	43.82	2.42	47.02	0.8078
35	230 – 240	2.25	46.07	2.19	49.21	0.8132
36	240 – 250	2.49	48.56	2.42	51.63	0.8176
37	250 – 260	1.76	50.32	1.69	53.32	0.8248
38	260 – 270	2.03	52.35	1.94	55.26	0.8297
39	270 – 280	1.40	53.75	1.33	56.59	0.8345
40	280 – 290	3.51	57.26	3.34	59.93	0.8348
41	290 – 300	2.67	29.93	2.52	62.45	0.8398
42	300 – 310	0.52	60.45	0.49	63.02	0.844
43	310 – 320	0.61	61.06	0.57	63.59	0.8455
44	320 – 330	1.88	62.94	1.75	65.34	0.850
45	330 – 340	3.12	66.06	2.89	68.23	0.8571
46	340 – 350	0.55	66.61	0.51	68.74	0.8601
47	350 – 360	1.59	68.2	1.46	70.2	0.8622
48	360 – 370	1.29	69.49	1.18	71.38	0.8639
49	370 – 375	0.64	70.13	0.59	71.97	0.8658

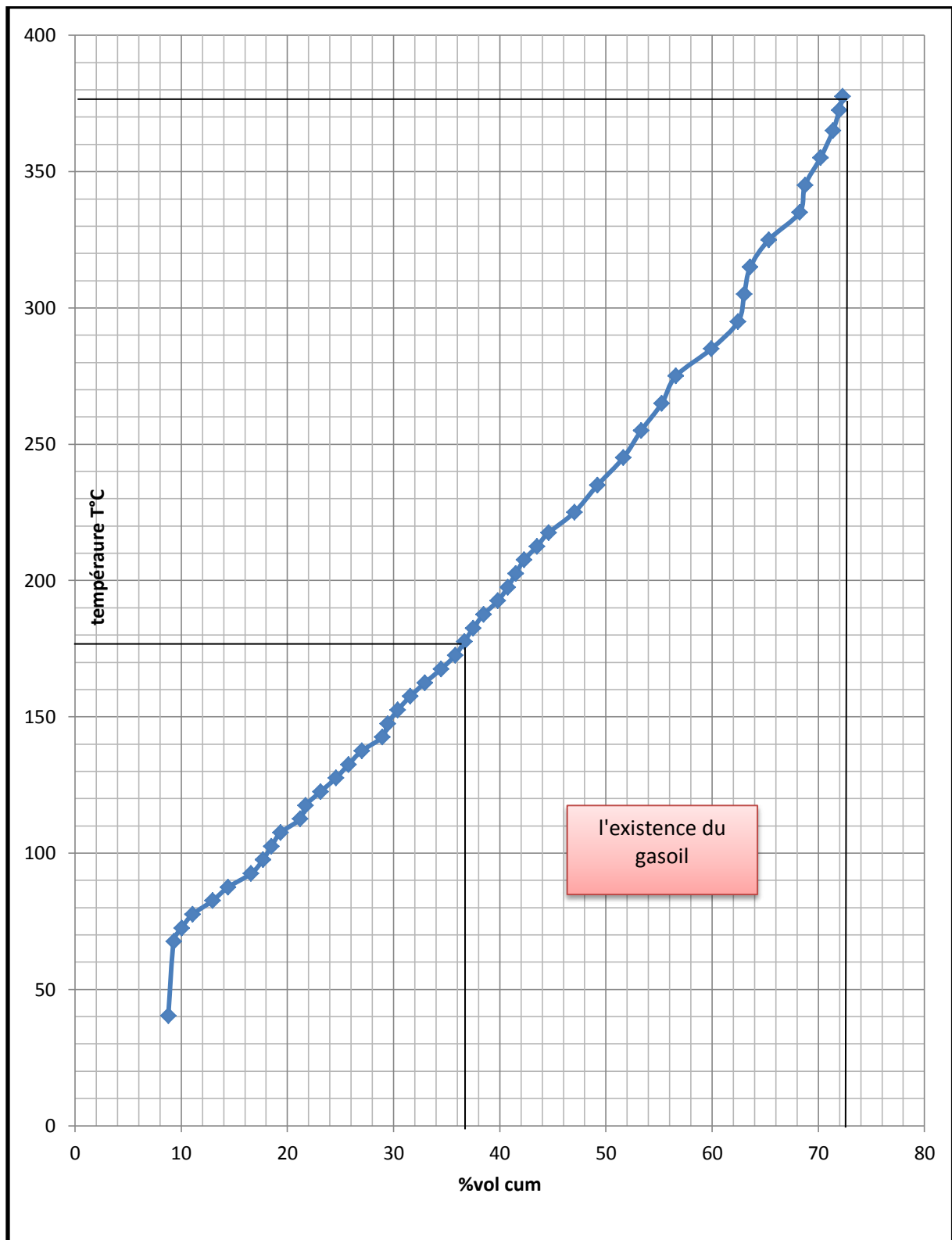


Figure 6.9: Courbe TBP expérimentale du brut mélange

$$T_{eb} = f(\%vol)$$

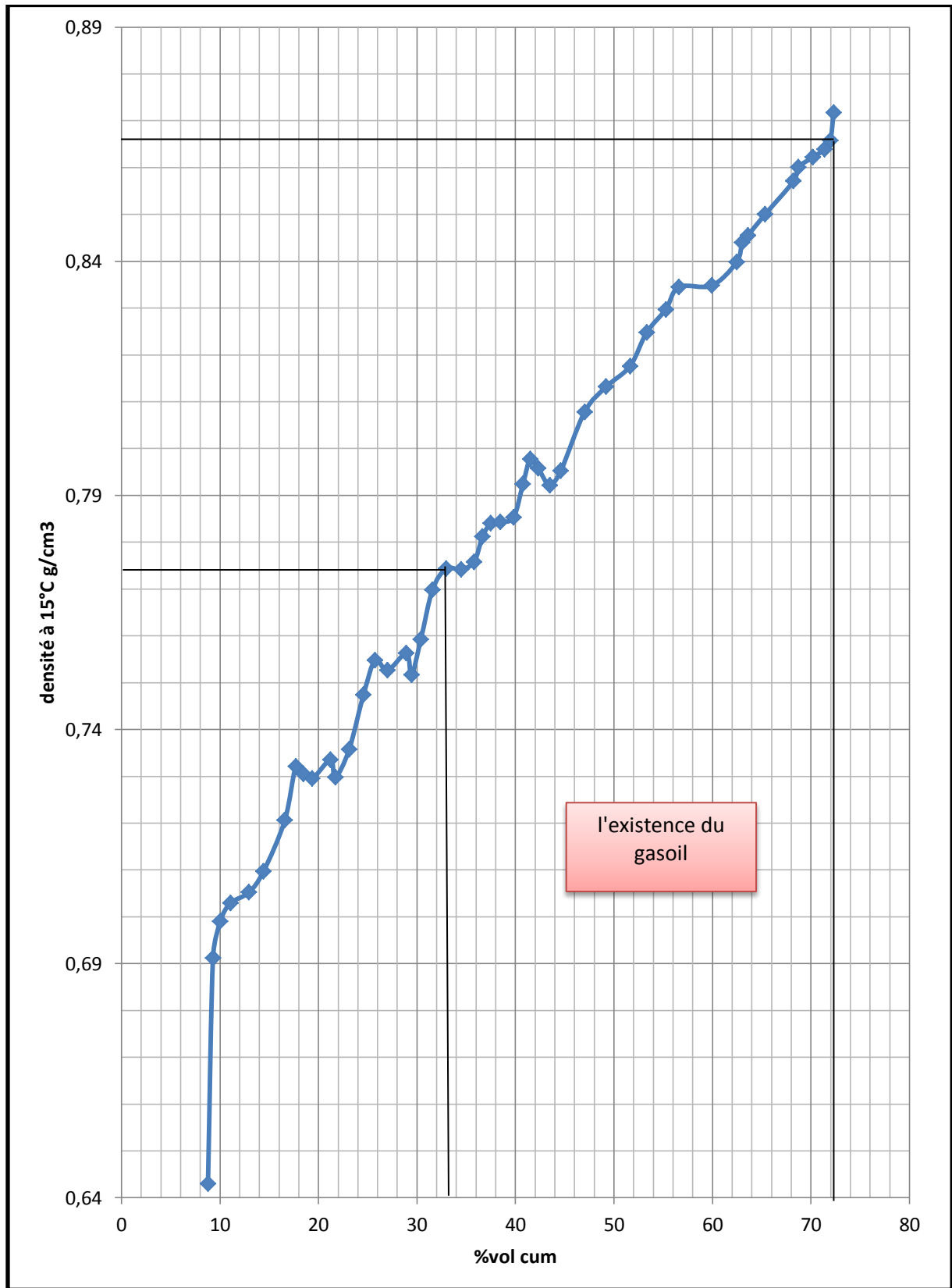


Figure 6.10: Courbe TBP expérimentale du brut mélange

=f (%vol cum)

Notre distillation expérimentale montre que le brut mélange riche en produits léger et contient 35.64 % en gasoil et une plage de densité à 15°C [0.7812; 0.8717] g/cm

6.4.1.3. Comparaison

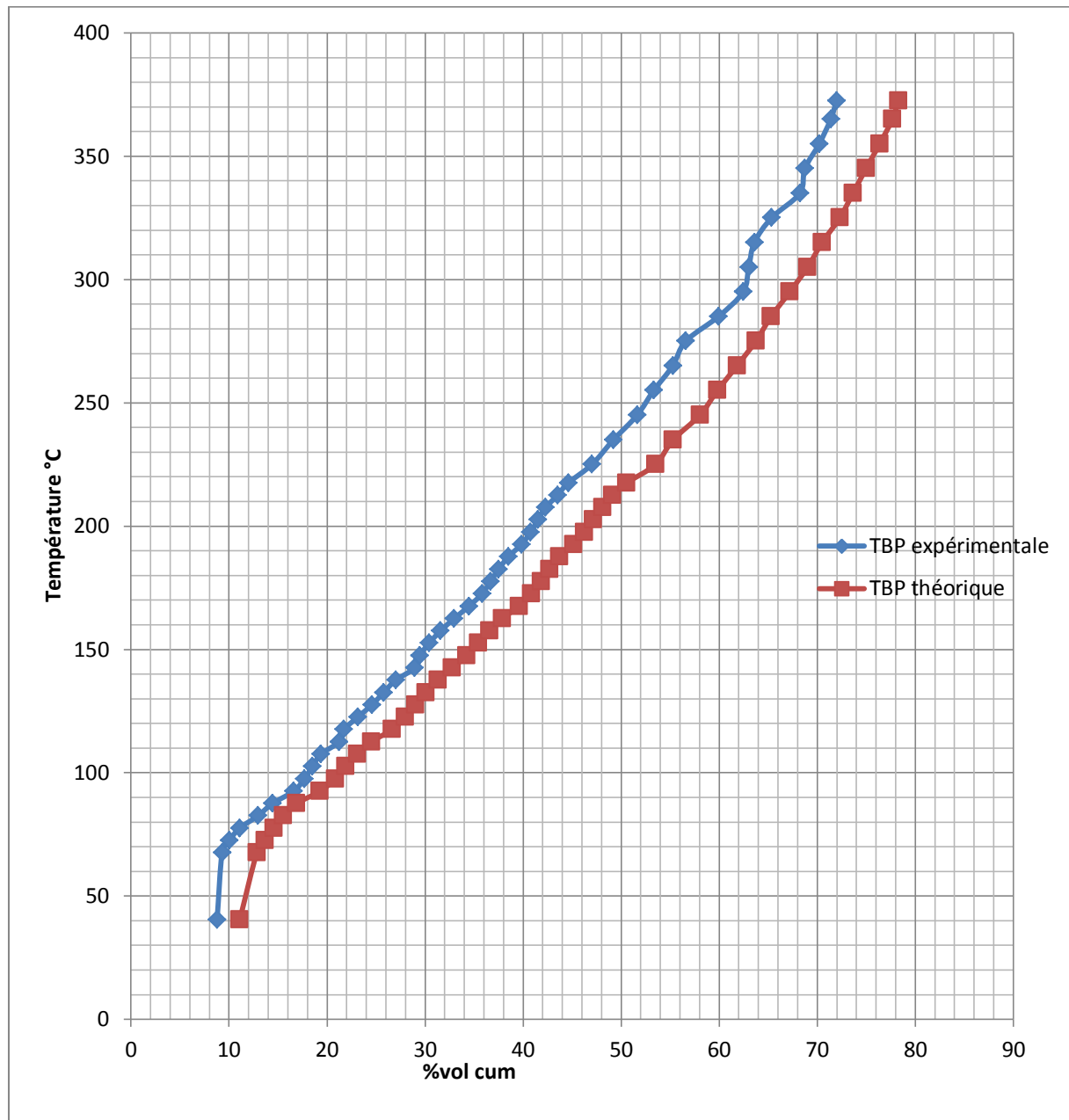


Figure 6.11: Courbe TBP théorique et expérimentale du brut mélange

$$T_{eb} = f(\%vol)$$

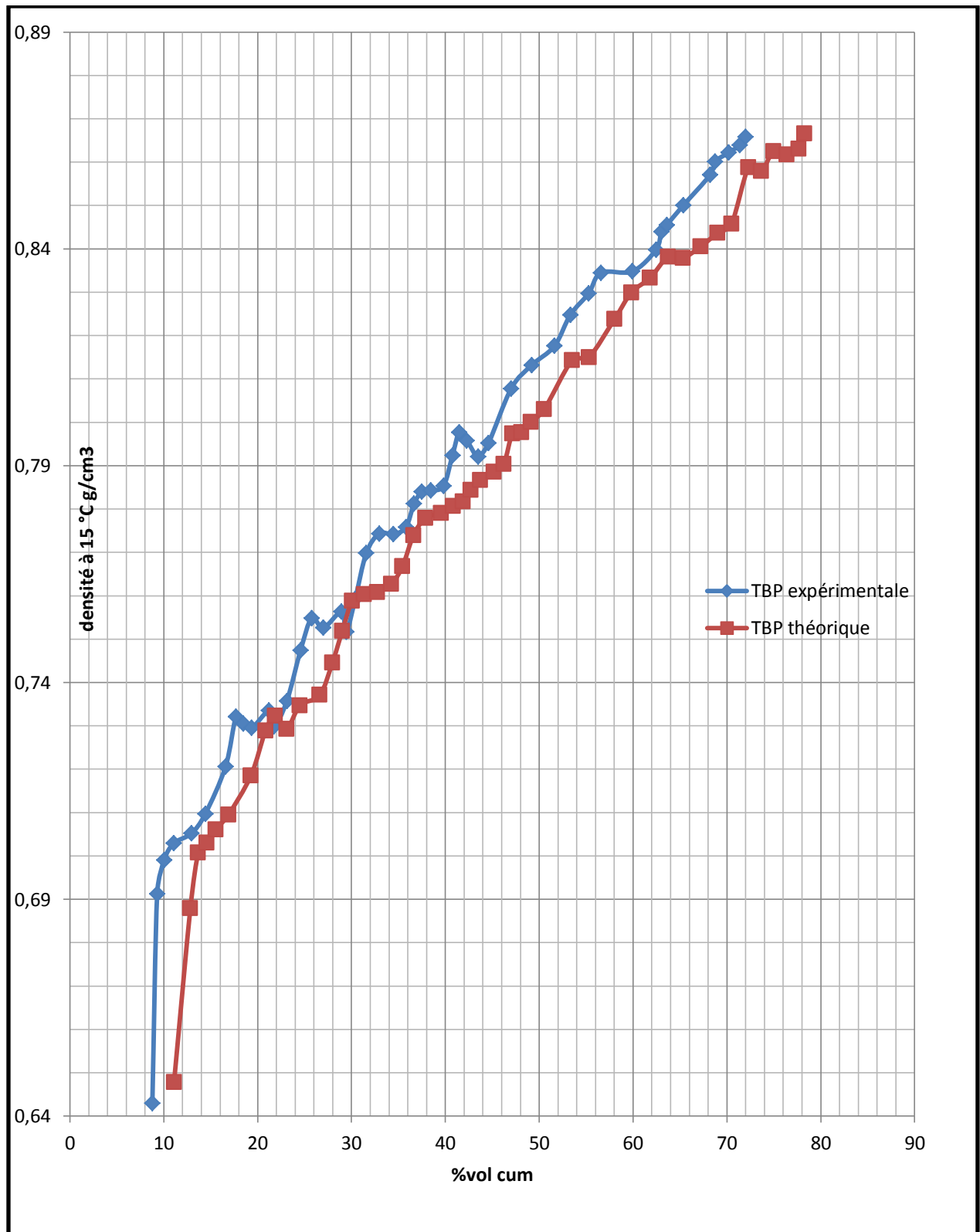


Figure 6.12: Courbe TBP théorique et expérimentale du brut mélange

=f (%vol)

6. 4.2. L'erreur relative

$$\text{Erreur relative} = \frac{\text{valeur expérimentale} - \text{valeur théorique}}{\text{valeur théorique}} * 100$$

On calcule l'erreur pour les deux courbes point par point et on obtient l'erreur moyenne.

Tableau 6.8: les valeurs d'erreurs relatif point par point

% volumes cumulés théorique	% volumes cumulés expérimentale	L'erreur relative	Densité à 15°C théorique	Densité à 15°C expérimentale	L'erreur relative
5,12	3,6	-42,22	0,64783	0,643	-0,7511
11,09	8,78	-26,30	0,6879	0,6912	0,4774
12,83	9,29	-38,10	0,7007	0,699	-0,2432
13,67	10,03	-36,29	0,703	0,7029	-0,0142
14,58	11,07	-31,70	0,7061	0,7052	-0,1276
15,52	12,94	-19,93	0,7095	0,7097	0,0281
16,88	14,42	-17,05	0,7185	0,7206	0,2914
19,28	16,58	-16,28	0,7289	0,7321	0,4370
20,84	17,7	-17,74	0,7323	0,7305	-0,2464
21,87	18,49	-18,28	0,7293	0,7295	0,0274
23,09	19,37	-19,20	0,7347	0,7335	-0,1635
24,51	21,21	-15,55	0,7371	0,7298	-1,0002
26,62	21,72	-22,55	0,7446	0,7357	-1,2097
27,97	23,11	-21,02	0,7519	0,7474	-0,6020
29,02	24,57	-18,11	0,7588	0,7548	-0,5299
30,08	25,75	-16,81	0,7603	0,7526	-1,0231
31,33	27	-16,03	0,7608	0,7563	-0,5950
32,76	28,93	-13,23	0,7627	0,7517	-1,4633
34,24	29,45	-16,26	0,7668	0,7592	-1,0010
35,44	30,39	-16,61	0,7739	0,7698	-0,5326
36,59	31,57	-15,90	0,7779	0,7743	-0,4649
37,88	32,95	-14,96	0,7791	0,7742	-0,6329
39,57	34,47	-14,79	0,7807	0,7758	-0,6316
40,83	35,8	-14,05	0,7817	0,7812	-0,0640
41,86	36,66	-14,18	0,7844	0,784	-0,0510
42,71	37,49	-13,92	0,7867	0,7843	-0,3060
43,71	38,47	-13,62	0,7886	0,7853	-0,4202
45,16	39,81	-13,43	0,7904	0,7924	0,2523
46,23	40,76	-13,42	0,7974	0,7977	0,0376
47,14	41,49	-13,61	0,7977	0,7958	-0,2387
48,09	42,29	-13,71	0,8001	0,7921	-1,0099
49,13	43,49	-12,96	0,803	0,7952	-0,9808
50,54	44,6	-13,31	0,8143	0,8078	-0,8046
53,5	47,02	-13,78	0,815	0,8132	-0,2213
55,3	49,21	-12,37	0,8238	0,8176	-0,7583
58,03	51,63	-12,39	0,82991	0,8248	-0,6195
59,82	53,32	-12,19	0,8333	0,8297	-0,4338
61,82	55,26	-11,87	0,8382	0,8345	-0,4433
63,73	56,59	-12,61	0,8379	0,8348	-0,3713
65,3	59,93	-8,96	0,8405	0,8398	-0,0833

67,21	62,45	-7,62	0,8437	0,844	0,0355
69,01	63,02	-9,50	0,8458	0,8455	-0,0354
70,5	63,59	-10,86	0,8588	0,85	-1,0352
72,3	65,34	-10,65	0,8579	0,8571	-0,093338
73,65	68,23	-7,94	0,8625	0,8601	-0,2790
74,98	68,74	-9,07	0,8617	0,8622	0,0579
76,37	70,2	-8,78	0,8631	0,8639	0,0926
77,67	71,38	-8,81	0,8666	0,8658	-0,0924
78,28	71,97	-8,76		0,8717	-0,3716
Moyenne des erreurs relative %		±16,07			±0,3716

L'erreur entre la valeur réelle (expérimentale) et la valeur théorique calculée à partir de relation d'additivité sur le volume est de 16% ce qui signifie que notre approche est acceptable.

Pour la densité on trouve que les valeurs théoriques coïncident bien avec les valeurs expérimentales étant donné que l'erreur relative est de 0.3716%

6.5. Caractérisation du gasoil obtenue

6.5.1. Distillation ASTM du gasoil obtenue :

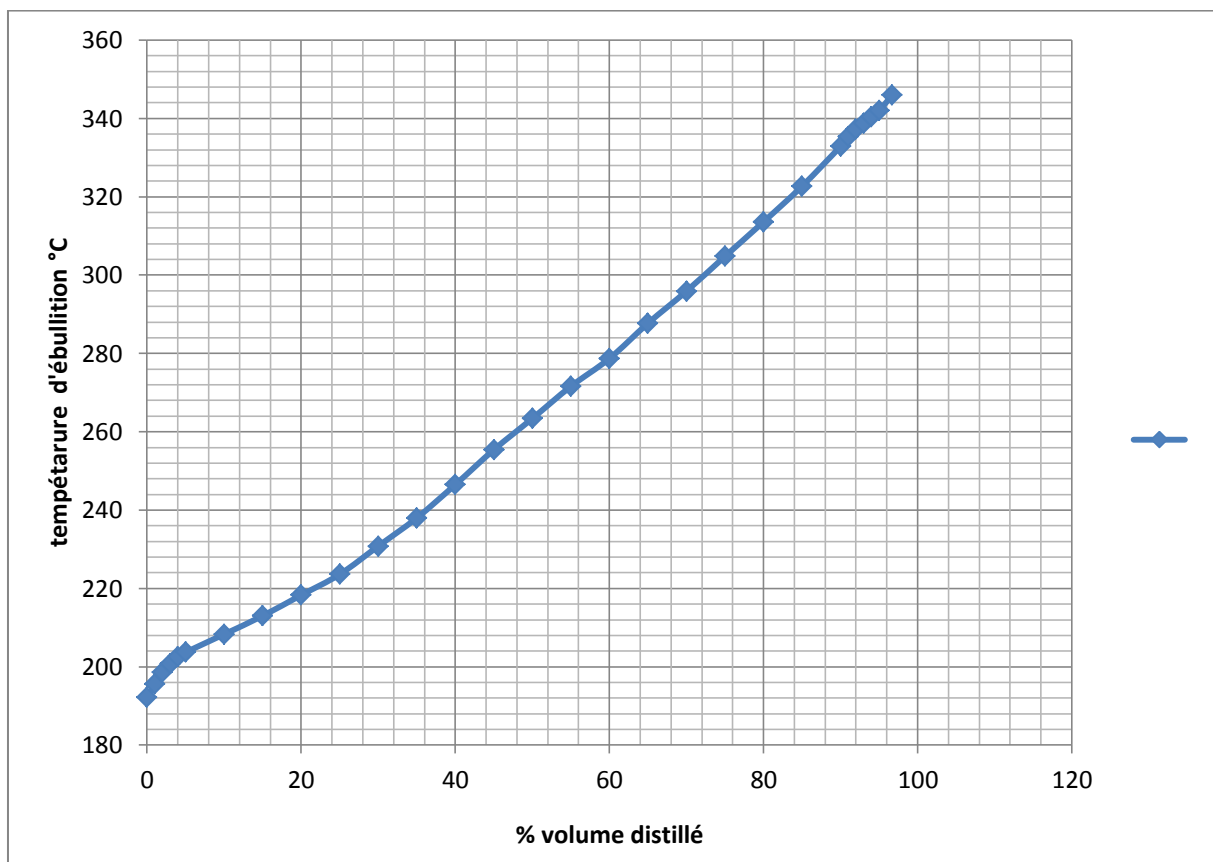


Figure 6.13: Courbe de distillation ASTM du gasoil

6.5.2. Propriétés physico –chimique du gasoil obtenue

Tableau 6.9 : Propriétés physico –chimique du gasoil

Propriétés	Résultats	Norme européennes EN 590	Norme algérienne NA 8110
Densité à 15°C (g/cm ³)	0.8242	0.820 ≤ ≤ 0.860	0.810 ≤ ≤ 0.860
Viscosité cinématique (Cst) à 37.8°C	2.744		
Viscosité cinématique (Cst) à 40°C	2.633	2.0 ≤ μ ≤ 4.5	-
Teneur en soufre % poids ppm	0.0374 374	0.05% poids	0.05%poids
Teneur en eau et sédiment	Nulle	-	-
Point trouble	-12°C	-10 ≤ PT ≤ -34	-
Point d'écoulement °C	-24	-	≤ -12
Points de congélation °C	-27	-	≤ -15
Poids moléculaire g/mol (abaque)	175	-	-
Pouvoir calorifique kcal/kg (abaque)	Inf 10342 sup 10930	-	-
Facteur de caractérisation KUOP (abaque)	11.72	-	-
Indice de cétane	46.4	≥ 51	≥ 48
Point éclair °C	56	55 ≤ PE ≤ 120	≥ 55

Selon les normes algérienne et européenne on remarque que notre gasoil répond parfaitement.

L'indice de cétane est un peu faible par rapport à la norme, parce que notre gasoil est à l'état brut, il faut ajouter des additive pour augmenter ce dernier.

Conclusion

Au vu des résultats obtenus nous pouvons conclure que le brut algérienne et un brut riche en produits légers particulièrement le gasoil qui est le but de notre étude avec un intervalle de température comprise entre 175 °C jusqu'à 375°C ce qu'on appelle le gasoil totale.

La distillation TBP permet de donner une image presque exacte de la composition du pétrole elle caractérise Chaque coupe pétrolier par un intervalle de température bien définie.

On à effectuer une valorisation au gasoil afin de optimiser son rendement à partir de corrélation obtenue par une régression mathématique et puis à l'aide de règle d'additivité pour comparer les résultats théorique avec celle de l'expérience.

Application de la règle d'additivité sure le volume et la densité permettre de donne un approche appréciable.

L'erreur relative montre que notre approche et acceptable pour le volume cumulé et négligeable pour la densité qui valorise notre méthode.

A l'aide d'optimisation on a obtenu un rendement appréciable en gasoil qu'est de 35.64%.

Le gasoil obtenue soumis aux normes algériennes et européennes et indique un bon carburant pour le fonctionnement des moteurs diesel après l'amélioration de l'indice de cétane que est peu faible par rapport aux normes par l'ajout des additive bien spécifique.

Grace à ce travail, on pense que cette méthode utilisé donne une approche sur ce qui passe aux niveaux des raffineries mais à l'échelle laboratoire, il serait intéressant d'approfondir cette étude

- [1] « JEAN-PIERRE WAUQUIER », Raffinage du pétrole : pétrole brut, produits pétrolier schéma de fabrication pages (339-349)
- [2] « CHEMS EDDINE CHITOUR », raffinage tome 1 : les propriétés physique des hydrocarbures et des fractions pétrolière 2-1999
- [3] « PIERRE WUITHIER », Raffinage et Génie Chimique Tome 01 ,1995
- [4] « C.E. CHITOUR », (1983) raffinage du pétrole.
- [5] « C. WOLFF » viscosité technique de l'ingénieur 1982
- [6] « J-C GUIBET », carburants et moteur tome 1, 1987
- [7] « J-C GUIBET », carburants et moteurs : technologie .énergie .environnement tome 1,1997
- [8] « J-C GUIBET », carburants et moteurs : technologie .énergie .environnement tome 2,1997
- [9] «DURIERY », caractérisation des carburants et combustibles et leur influence sur le fonctionnement des moteurs 1971.
- [10] « CHEMS EDDINE CHITOUR », raffinage tome 1 : les propriétés physique des hydrocarbures et des fractions pétrolière 2-1999
- [11] « (F.BOUAMRA). DIRECTEUR : C.E. CHITOUR » contribution à la détermination des propriétés physique et chimiques des fractions pétrolière lourdes. Thèse de magister Laboratoire de valeur. Des Energies fossiles. Diplôme de génie chimique, école polytechnique.
- [12] « COMITE PROFESSIONNEL DU PETROLE » GAZOLE NF EN 590 Mise à jour au 06/06/2005.
- [13] « GROUPE SONATRACH » journée d'étude sur la consommation du gasoil Alger le 7 juillet 2007
- [14] « G.HEINRICH, S.KASZTELAN et L KERDRDON » (l'institut français du pétrole) « raffinage des gazoles : désulfuration profonde et réduction des aromatique par hydrotraitement » revue de l'institut français du pétrole, vol 49, N°5, Septembre-Octobre 1994
- [15] « J.GUIBET » Les carburants et les combustibles deux volumes 1986

ANNEXE 1

Annexe 1

Tableau des résultats des volumes obtenus par la règle d'additivité

Teb	volume distillé du brut A	Fraction vol	%vol	volume distillé du brut B	Fraction vol	%vol	VOLUME distillé du brut C	Fraction vol	%vol	VOLUME distillé du brut mélange	%vol	%vol cumulé
<15.7	183,4	0,0524	5,24	171,5	0,049	4,9	183,0	0,0523	5,23	179,4	5,12	5,12
15.7 – 65	182,3	0,0521	5,21	212,1	0,0606	6,06	227,5	0,065	6,5	209,0	5,97	11,09
65 – 70	52,5	0,015	1,5	67,55	0,0193	1,93	60,9	0,0174	1,74	60,94	1,74	12,83
70 – 75	24,5	0,007	0,7	33,25	0,0095	0,95	29,75	0,0085	0,85	29,61	0,84	13,67
75 – 80	21,7	0,0062	0,62	37,1	0,0106	1,06	32,9	0,0094	0,94	31,94	0,91	14,58
80 – 85	36,05	0,0103	1,03	21,35	0,0061	0,61	37,1	0,0106	1,06	33,14	0,94	15,52
85 – 90	48,3	0,0138	1,38	49	0,014	1,4	45,5	0,013	1,3	47,64	1,36	16,88
90 – 95	84,35	0,0241	2,41	94,15	0,0269	2,69	70,35	0,0201	2,01	84,09	2,40	19,28
95 – 100	46,2	0,0132	1,32	52,5	0,015	1,5	63	0,018	1,8	54,79	1,56	20,84
100 – 105	33,95	0,0097	0,97	35,7	0,0102	1,02	38,85	0,0111	1,11	36,28	1,03	21,87
105 – 110	40,95	0,0117	1,17	51,45	0,0147	1,47	31,5	0,009	0,9	42,90	1,22	23,09
110 – 115	45,85	0,0131	1,31	59,85	0,0171	1,71	39,9	0,0114	1,14	49,97	1,42	24,51
115 – 120	49,7	0,0142	1,42	96,6	0,0276	2,76	56,7	0,0162	1,62	73,97	2,11	26,62
120 – 125	48,3	0,0138	1,38	34,65	0,0099	0,99	54,6	0,0156	1,56	47,36	1,35	27,97
125 – 130	36,75	0,0105	1,05	32,9	0,0094	0,94	40,25	0,0115	1,15	36,87	1,05	29,02
130 – 135	32,9	0,0094	0,94	38,5	0,011	1,1	39,55	0,0113	1,13	37,21	1,06	30,08
135 – 140	36,05	0,0103	1,03	51,8	0,0148	1,48	40,6	0,0116	1,16	43,83	1,25	31,33
140 – 145	48,3	0,0138	1,38	55,3	0,0158	1,58	45,85	0,0131	1,31	50,13	1,43	32,76
145 – 150	41,65	0,0119	1,19	61,6	0,0176	1,76	48,3	0,0138	1,38	51,87	1,48	34,24
150 – 155	36,4	0,0104	1,04	51,45	0,0147	1,47	35	0,01	1	42,30	1,20	35,44
155 – 160	33,95	0,0097	0,97	49,35	0,0141	1,41	34,3	0,0098	0,98	40,51	1,15	36,59
160 – 165	38,5	0,011	1,1	54,95	0,0157	1,57	38,5	0,011	1,1	45,35	1,29	37,88
165 – 170	47,25	0,0135	1,35	74,2	0,0212	2,12	48,65	0,0139	1,39	59,40	1,69	39,57
170 – 175	48,3	0,0138	1,38	33,95	0,0097	0,97	47,25	0,0135	1,35	44,15	1,26	40,83
175 – 180	38,15	0,0109	1,09	37,45	0,0107	1,07	32,9	0,0094	0,94	36,31	1,03	41,86
180 – 185	21,7	0,0062	0,62	37,1	0,0106	1,06	26,6	0,0076	0,76	29,91	0,85	42,71
185 – 190	28	0,008	0,8	42	0,012	1,2	32,55	0,0093	0,93	35,17	1,00	43,71
190 – 195	51,1	0,0146	1,46	56,7	0,0162	1,62	43,75	0,0125	1,25	51,07	1,45	45,16

Annexe 1

195 – 200	27,3	0,007 8	0,78	45,15	0,0129	1,29	35,7	0,0102	1,02	37,52	1,07	46,23
200 – 205	26,25	0,007 5	0,75	38,85	0,0111	1,11	27,65	0,0079	0,79	31,94	0,91	47,14
205 – 210	36,05	0,010 3	1,03	33,95	0,0097	0,97	29,75	0,0085	0,85	33,45	0,95	48,09
210 – 215	34,3	0,009 8	0,98	37,45	0,0107	1,07	38,15	0,0109	1,09	36,70	1,04	49,13
215 – 220	43,05	0,012 3	1,23	61,95	0,0177	1,77	36,75	0,0105	1,05	49,67	1,41	50,54
220 – 230	97,65	0,027 9	2,79	128,8	0,0368	3,68	59,15	0,0169	1,69	103,7	2,96	53,5
230 – 240	57,4	0,016 4	1,64	67,9	0,0194	1,94	63,35	0,0181	1,81	63,17	1,80	55,3
240 – 250	75,95	0,021 7	2,17	122,8	0,0351	3,51	70,35	0,0201	2,01	95,89	2,73	58,03
250 – 260	55,3	0,015 8	1,58	33,6	0,0096	0,96	80,5	0,023	2,3	62,97	1,79	59,82
260 – 270	72,45	0,020 7	2,07	61,6	0,0176	1,76	75,25	0,0215	2,15	70,26	2,00	61,82
270 – 280	58,1	0,016 6	1,66	81,2	0,0232	2,32	56,35	0,0161	1,61	67,18	1,91	63,73
280 – 290	60,2	0,017 2	1,72	37,1	0,0106	1,06	60,9	0,0174	1,74	55,05	1,57	65,3
290 – 300	67,9	0,019 4	1,94	73,85	0,0211	2,11	57,05	0,0163	1,63	66,99	1,91	67,21
300 – 310	59,15	0,016 9	1,69	71,75	0,0205	2,05	56,35	0,0161	1,61	63,13	1,80	69,01
310 – 320	54,95	0,015 7	1,57	45,15	0,0129	1,29	56	0,016	1,6	52,49	1,49	70,5
320 – 330	54,25	0,015 5	1,55	75,6	0,0216	2,16	54,95	0,0157	1,57	63,19	1,80	72,3
330 – 340	55,3	0,015 8	1,58	24,5	0,007	0,7	50,05	0,0143	1,43	47,46	1,35	73,65
340 – 350	52,15	0,014 9	1,49	33,6	0,0096	0,96	50,05	0,0143	1,43	46,78	1,33	74,98
350 – 360	58,1	0,016 6	1,66	16,45	0,0047	0,47	48,65	0,0139	1,39	48,80	1,39	76,37
360 – 370	47,25	0,013 5	1,35	9,8	0,0028	0,28	51,1	0,0146	1,46	45,67	1,30	77,67
370 – 375	24,85	0,007 1	0,71	12,95	0,0037	0,37	23,1	0,0066	0,66	21,65	0,61	78,28

Annexe 1

Tableau des densités obtenues à partir de règle d'additivité

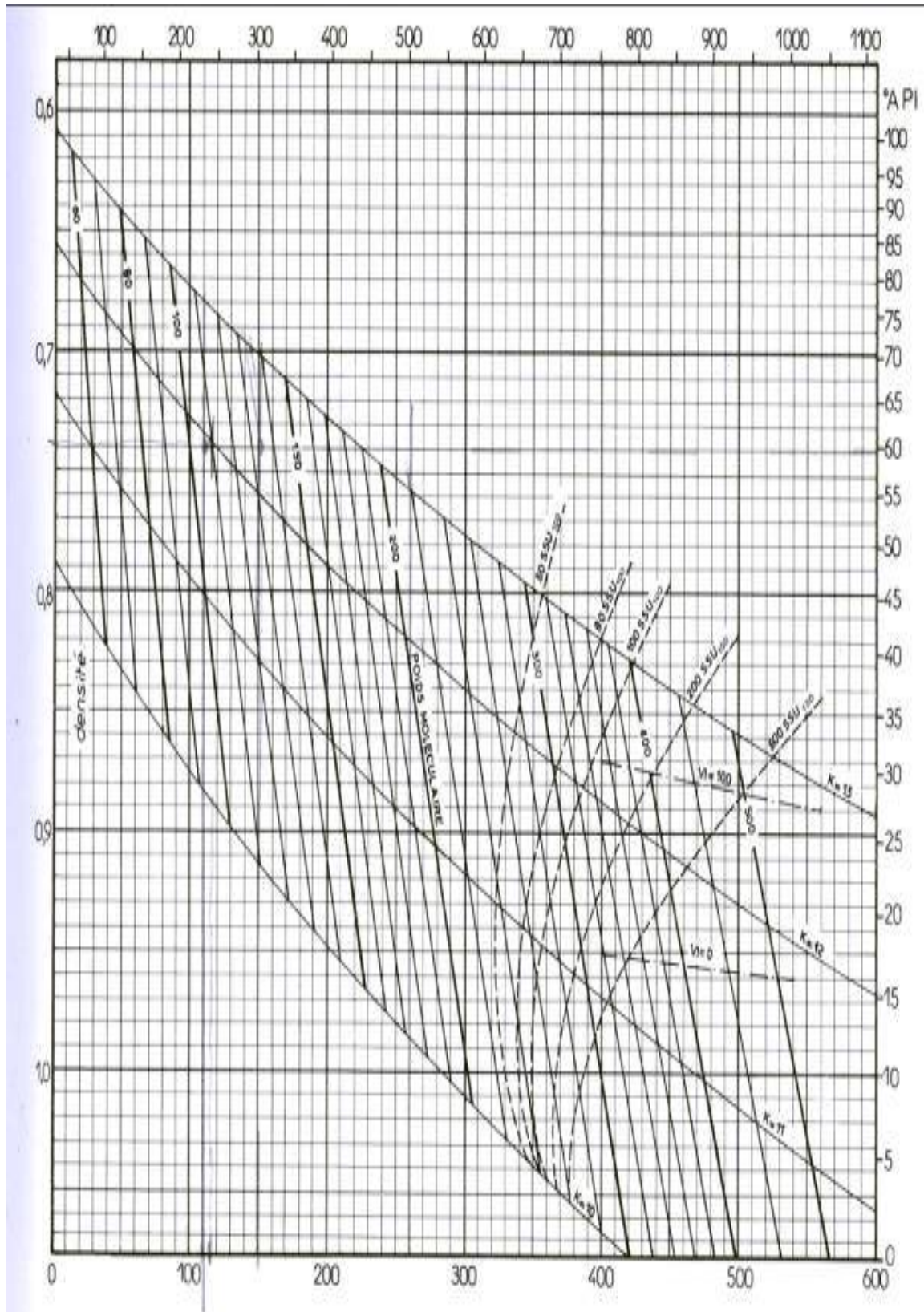
Teb	densité à 15°C du brut A		densité à 15°C du brut A		densité à 15°C du brut A		densité à 15°C du brut mélange
<15.7	0,5606	0,0524		0,049	0,5906	0,0523	
15.7 – 65	0,6455	0,0521	0,6486	0,0606	0,649	0,065	0,64783
65 – 70	0,6857	0,015	0,6894	0,0193	0,6884	0,0174	0,6879
70 – 75	0,6987	0,007	0,6996	0,0095	0,7037	0,0085	0,7007
75 – 80	0,702	0,0062	0,6999	0,0106	0,7073	0,0094	0,7030
80 – 85	0,7044	0,0103	0,7041	0,0061	0,709	0,0106	0,7061
85 – 90	0,7099	0,0138	0,7079	0,014	0,7111	0,013	0,7095
90 – 95	0,7197	0,0241	0,7175	0,0269	0,7185	0,0201	0,7185
95 – 100	0,727	0,0132	0,7257	0,015	0,7332	0,018	0,7289
100 – 105	0,7293	0,0097	0,7277	0,0102	0,7392	0,0111	0,7323
105 – 110	0,7207	0,0117	0,729	0,0147	0,741	0,009	0,7293
110 – 115	0,7322	0,0131	0,7308	0,0171	0,7435	0,0114	0,7347
115 – 120	0,7341	0,0142	0,7328	0,0276	0,7471	0,0162	0,7371
120 – 125	0,7415	0,0138	0,7395	0,0099	0,7506	0,0156	0,7446
125 – 130	0,7537	0,0105	0,7487	0,0094	0,7531	0,0115	0,7519
130 – 135	0,7572	0,0094	0,7577	0,011	0,7613	0,0113	0,7588
135 – 140	0,7573	0,0103	0,7608	0,0148	0,7624	0,0116	0,7603
140 – 145	0,7574	0,0138	0,7614	0,0158	0,7637	0,0131	0,7608
145 – 150	0,7575	0,0119	0,7644	0,0176	0,7651	0,0138	0,7627
150 – 155	0,7652	0,0104	0,7686	0,0147	0,7661	0,01	0,7668
155 – 160	0,772	0,0097	0,7753	0,0141	0,7739	0,0098	0,7739
160 – 165	0,7752	0,011	0,7799	0,0157	0,7778	0,011	0,7779
165 – 170	0,778	0,0135	0,7801	0,0212	0,7788	0,0139	0,7791
170 – 175	0,7792	0,0138	0,7842	0,0097	0,7798	0,0135	0,7807
175 – 180	0,7802	0,0109	0,7843	0,0107	0,7805	0,0094	0,7817
180 – 185	0,784	0,0062	0,7848	0,0106	0,7843	0,0076	0,7844
185 – 190	0,7843	0,008	0,7897	0,012	0,7849	0,0093	0,7867
190 – 195	0,788	0,0146	0,7919	0,0162	0,7853	0,0125	0,7886
195 – 200	0,79	0,0078	0,798	0,0129	0,7813	0,0102	0,7904

Annexe 1

200 – 205	0,7949	0,0075	0,7994	0,0111	0,7972	0,0079	0,7974
205 – 210	0,7953	0,0103	0,7996	0,0097	0,7986	0,0085	0,7977
210 – 215	0,7956	0,0098	0,8041	0,0107	0,8004	0,0109	0,8001
215 – 220	0,7959	0,0123	0,8086	0,0177	0,8021	0,0105	0,8030
220 – 230	0,8127	0,0279	0,8199	0,0368	0,8048	0,0169	0,8143
230 – 240	0,8154	0,0164	0,8207	0,0194	0,8086	0,0181	0,8150
240 – 250	0,8189	0,0217	0,8316	0,0351	0,8157	0,0201	0,8238
250 – 260	0,8226	0,0158	0,8353	0,0096	0,8327	0,023	0,82991
260 – 270	0,8269	0,0207	0,8399	0,0176	0,8341	0,0215	0,8333
270 – 280	0,8327	0,0166	0,8442	0,0232	0,8354	0,0161	0,8382
280 – 290	0,8334	0,0172	0,8476	0,0106	0,8366	0,0174	0,8379
290 – 300	0,8342	0,0194	0,8484	0,0211	0,8378	0,0163	0,8405
300 – 310	0,8381	0,0169	0,8523	0,0205	0,8388	0,0161	0,8437
310 – 320	0,8423	0,0157	0,8533	0,0129	0,8432	0,016	0,8458
320 – 330	0,8478	0,0155	0,8737	0,0216	0,8494	0,0157	0,8588
330 – 340	0,8531	0,0158	0,8765	0,007	0,8543	0,0143	0,8579
340 – 350	0,8561	0,0149	0,8791	0,0096	0,8581	0,0143	0,8625
350 – 360	0,8582	0,0166	0,8796	0,0047	0,8599	0,0139	0,8617
360 – 370	0,8606	0,0135	0,8804	0,0028	0,8623	0,0146	0,8631
370 – 375	0,8619	0,0071	0,8808	0,0037	0,8639	0,0066	0,8666

ANNEXE 2

ANNEXE 2



Abaque de poids moléculaire en fonction de la densité ou le degré API° et le facteur de caractérisation KUOP

ANNEXE 2

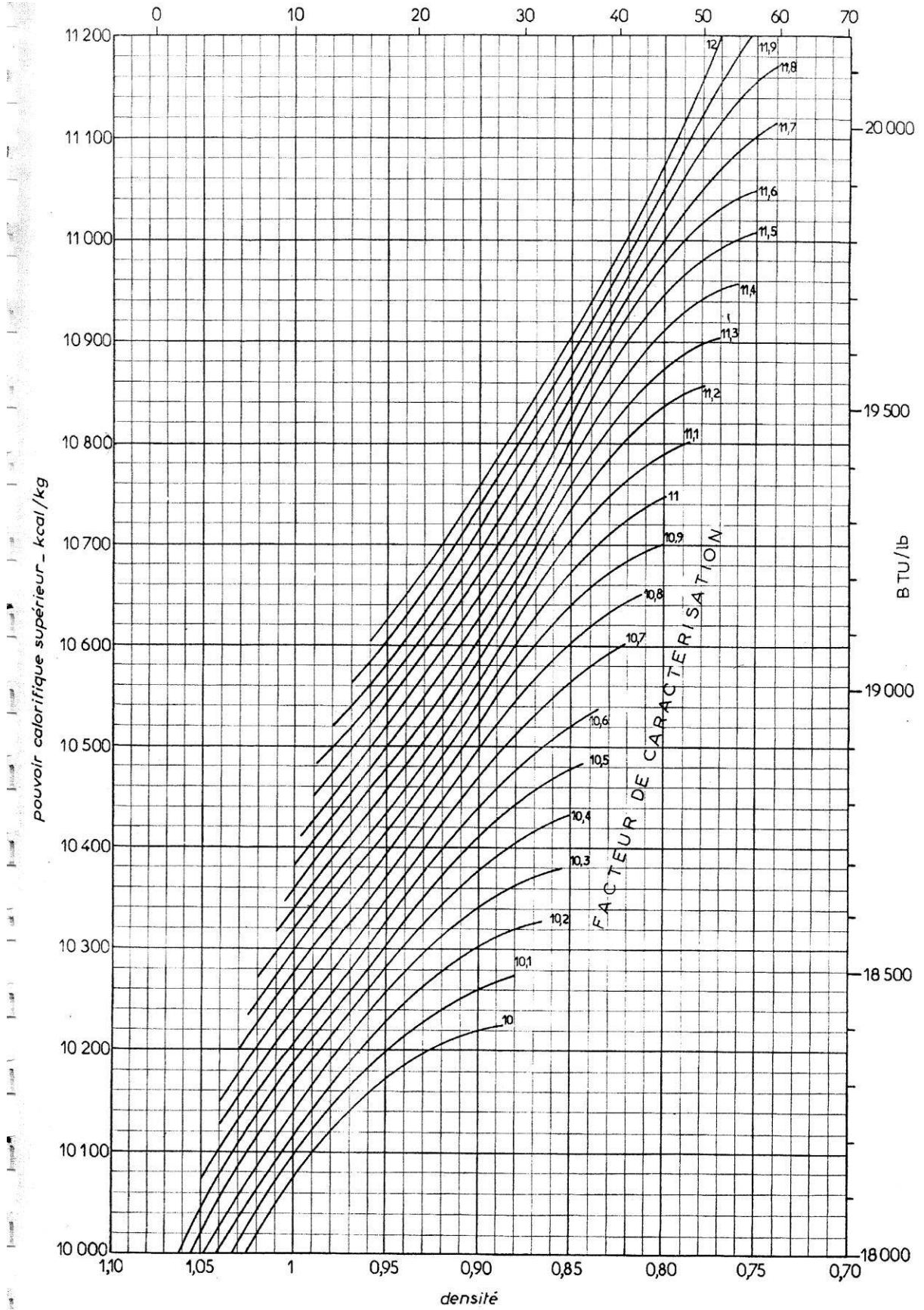


Fig. 1.76. — Pouvoir calorifique supérieur des combustibles liquides.

ANNEXE 2

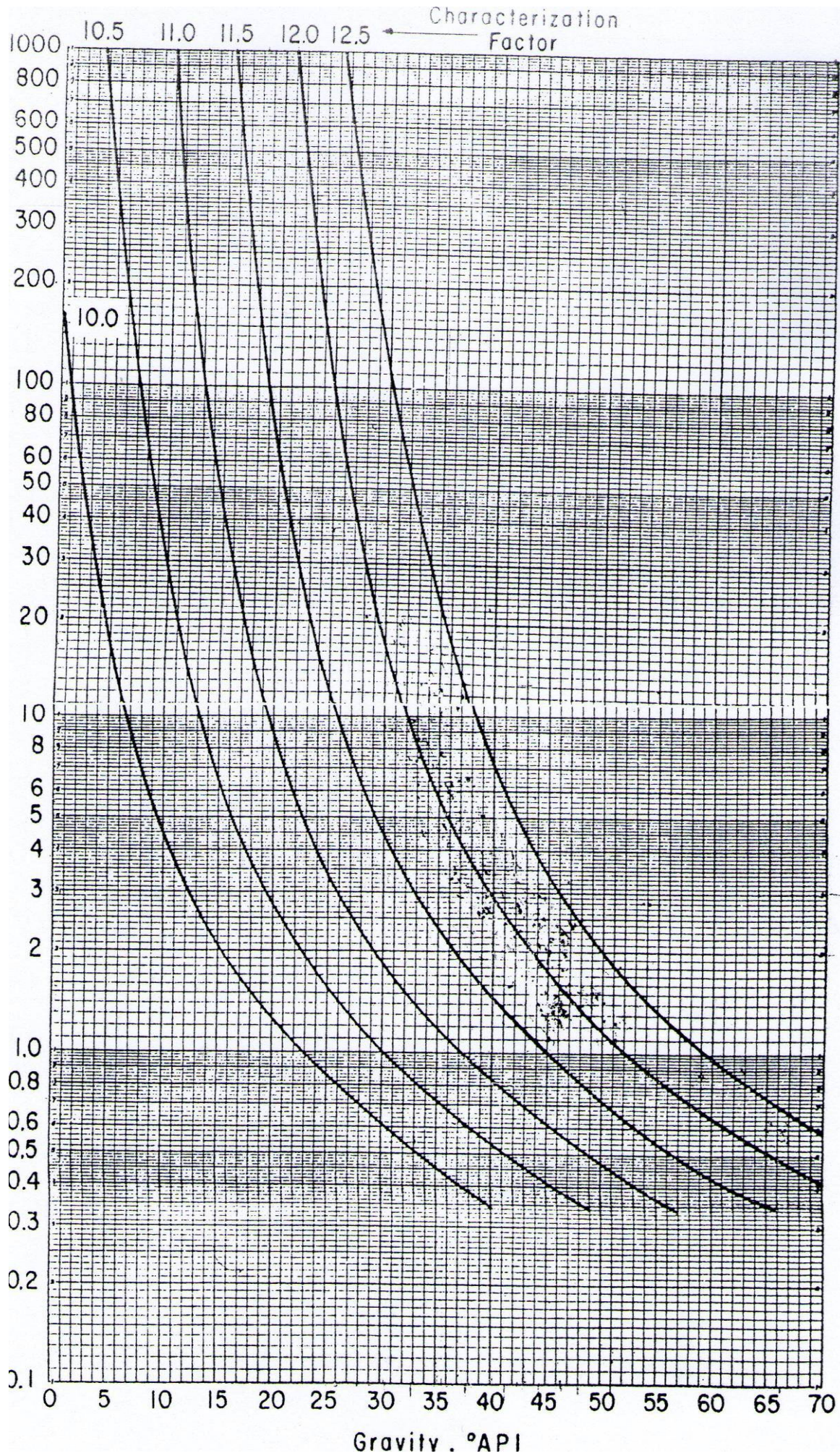


Figure
Characterization Factor from Viscosity at 100 F and °API

ANNEXE 3

1.1. Tension de vapeur Reid

Conditions et matériaux requis :

- Température maximale 22°C
- Pression atmosphérique (1 ATM, 760 mm Hg)
- Gants, blouse, lunette de protection, chaussure de sécurité.

Equipements et matériaux requis :

L'appareil de détermination de la pression Reid des pétroles bruts et des produits pétroliers volatils non visqueux, pour lesquels cette caractéristique est inférieure à 200 m bar.

Comprend :

- Une bombe Reid (chambre à air, dispositifs de raccordement des chambres à air et carburants)
- Un bain d'eau thermostatique de capacité 40 litres
- Un affichage de température
- Un affichage de la pression
- Un dispositif d'agitation

Méthode d'échantillonnage au besoin :

- Le produit à examiner immergé dans le bain d'eau à une température de 37,8°C
- Préparation de la bombe Reid selon la norme NFM 07-007
- L'échantillon doit être refroidi entre 0 et 4°C

Méthode d'essais :

- Le bain d'eau est stabilisé à la température requise (généralement à 37,8°C)
- Remplir la bombe préalablement préparée selon la norme NFM 07-00, avec le produit à examiner
- Plonger la bombe Reid contenant l'échantillon à analyser dans le bain thermostaté
- Ouvrir le robinet pour permettre aux capteurs de pressions d'afficher sur l'écran la pression due aux vapeurs émises par l'échantillon qui s'exprime en Psia, bar et mmHg.

- Le test est considéré terminé, si les deux dernières pressions consécutives sont identiques, on note les pressions.

2. Détermination de la masse volumique Méthode du tube en U

Conditions ambiantes à respecter :

- Température et pression atmosphérique ambiantes de la salle.
- Gants, blouse, chaussure de sécurité laboratoire.

Equipements et matériaux requis :

Un densimètre électronique à tube en U oscillant de marque ANTON PAAR type DMA 48 composé de :

- Un oscillateur mécanique en U
- Un thermostat intégré
- Bain à circulation à température constante
- Cellule de mesure en verre
- Une pompe à air incorporé
- Une lampe
- Une table de bord pour accéder aux paramètres de calibration et de mesures
- Des petits écrans d'affichage de température et de densité
- Une seringue en plastique hypodermique de 2 cm³ pour l'injection de l'échantillon

Réactifs :

- Eau standard ultra pure
- Solvant de rinçage (essence)
- Solvant de séchage (Acétone)
- Silica-gel

Méthode d'échantillonnage :

Les échantillons doivent être manipulés de façon à minimiser les pertes des fractions légères :

- Produits volatils à conserver au froid afin d'éviter toute perte de composants légers de l'échantillon.
- Produits lourds à chauffer jusqu'à ce qu'il soit fluide.
- L'échantillonnage des pétroles bruts se fait conformément à la méthode TOTAL 547 / 76.

Mode opératoire :

Une fois que le densimètre est prêt (après calibration) : température stable à 20°C et l'écran d'affichage est à 0,0012 on procède comme suit :

- Allumer l'éclairage de la cellule avant d'injecter
- Vérifier qu'il n'y a pas de bulles dans la cellule et remplir le tube conformément aux instructions du fabricant. Si les bulles sont repérées, vider et remplir à nouveau la cellule et vérifier qu'il n'y a pas de bulles.
- Couper l'éclairage immédiatement après avoir examiné la cellule, car la chaleur irradiée par l'éclairage affecte la température de la cellule.
- Pour lire la densité, taper sur le clavier F505 et valider par ENTRER.
- Quand le densimètre affiche une lecture stable de densité avec une précision de 0,002 g/cm³ on note et on enregistre le chiffre indiqué et la température de la cellule à 0,1°C près.
- Après chaque essai, nettoyer la cellule en utilisant le solvant de rinçage (essence) et sécher avec l'Acétone.
- Les traces d'eau ou d'humidité sont aspirées envers le Silica-gel placé à l'entrée de la cellule.

3. Mesure de la viscosité cinématique.

Equipements et matériaux requis :

- Des viscosimètres (capillaires de viscosité) propres et sec de différents calibres
- Deux chronomètres
- Des supports de fixation du viscosimètre
- Un bain d'huile de silicone doté d'un thermocouple pour le réglage de la température du bain
- Un système de régulation de la température
- Des tubes de caoutchouc

Mode opératoire :

- Le viscosimètre étant tenu à l'envers, immerger le tube A dans l'échantillon.
- Aspirer l'échantillon dans le réservoir B jusqu'à la ligne C.
- Installer le viscosimètre sur un support l'introduire dans le bain à $T=37.8^{\circ}\text{C}$.
- Attendre 15 minutes pour qu'il atteigne l'équilibre à 37.8°C .
- Lorsque la température d'essai est atteinte, ouvrir la pince et mesurer le temps d'écoulement pour le réservoir G.
- Mesurer le temps d'écoulement dans le réservoir H.
- Le temps d'écoulement dans les deux réservoirs doit être compris entre 200 et 700 secondes.

4. Détermination des points de trouble et d'écoulements

Equipements et matériaux requis :

L'appareillage comprend essentiellement :

- Un tube à essais
- Un thermomètre à alcool ASTM 6C
- Une jaquette
- Un joint annulaire
- Un bain réfrigérant (bain d'éthanol)

Mode opératoire : (point d'écoulement)

- Verser l'huile dans un tube à essais A jusqu'au trait circulaire. Si nécessaire, chauffer suffisamment la prise d'essai au bain d'eau pour permettre son écoulement dans le tube à essais.
- Refermer hermétiquement le tube à essais avec le bouchon C muni du thermomètre B, maintenu verticalement et bien centré, le thermomètre étant à 3mm au-dessous de la surface de l'huile.
- Placer le tube à essais dans la jaquette.
- Placer le disque E au fond de l'enveloppe et introduire le tube à essais après l'avoir entouré du joint F qui est placé à 25mm au-dessus de ce fond.
- Dès que l'huile a été suffisamment refroidie pour permettre la formation de cristaux de paraffine, éviter l'agitation et le déplacement du thermomètre. Toute perturbation donnerait de faux résultats.
- Examiner le tube à essais toutes les fois que la température baisse de 3°C
- Pour chaque examen, sortir avec précaution le tube à essais de la jaquette et l'incliner juste assez pour se rendre compte s'il y a encore un mouvement de l'huile dans le tube. L'opération complète de l'enlèvement et de la remise en place ne doit pas dépasser 3 secondes.
- Si l'huile n'a pas cessé de couler quand la température atteint 10°C, placer le tube à essais dans la jaquette du second bain (entre -18 et -15°C)
- Si l'huile n'a pas cessé de couler quand la température atteint -6°C, placer le tube à essais dans la jaquette du troisième bain (entre -32 et -35°C)
- Dès que l'huile contenue dans le tube à essais ne coule plus lorsque celui-ci est incliné, maintenir le tube à essais horizontalement pendant 5 secondes, comptées au moyen d'un chronomètre.
- Si l'huile laisse apparaître un mouvement quelconque dans ces conditions, replacer immédiatement le tube à essais dans la jaquette et répéter l'essai d'écoulement à la température immédiatement inférieure de 3°C
- Continuer l'essai de la même manière jusqu'à ce que la surface de l'huile ne se déforme pas pendant les 5 secondes durant lesquelles le tube à essais est maintenu horizontalement.

5. Détermination de l'eau et sédiments dans les pétroles bruts et les huiles combustibles (méthode par centrifugation)

Conditions ambiantes à respecter :

- Température ambiante 22°C
- Pression atmosphérique (1 ATM, 760 mm Hg)

Equipements et matériaux requis :

- Toluène à 99,5 %
- Une centrifugeuse (Sélecta Macrotronic)
- Tubes de centrifugation $V=100 \text{ cm}^3$
- Un bain marie

Méthode d'échantillonnage :

Agiter énergiquement l'échantillon de telle sorte qu'il soit homogène et représentatif.

Mode opératoire:

- Remplir l'ampoule avec l'échantillon jusqu'à 50 cm^3
- Compléter avec le Toluène jusqu'à 100 cm^3
- Placer un bouchon
- Agiter énergiquement puis allumer la centrifugeuse
- Placer le tube dans la centrifugeuse et fermer le couvercle
- Programmer un temps de centrifugation à 60 minutes avec une vitesse de rotation de 2000 tours/minute
- Une fois la durée terminée, retirer l'ampoule et lire la graduation correspondant au dépôt (eau + sédiments)
- Placer ensuite l'ampoule dans un bain d'eau à 70°C pendant 30 minutes pour s'assurer qu'il s'agit bien de sédiments et non pas de paraffines

6. Détermination de la teneur en soufre Spectrométrie de fluorescence de rayons X

Equipements et matériaux requis :

L'analyseur HORIBA modèle SLFA-1100 est un appareil servant à analyser de façon rapide et précise la teneur en soufre des produits pétroliers, il utilise à cet effet la méthode d'analyse de spectrométrie de la fluorescence de rayon X. Il est composé des éléments suivants :

- Un générateur de rayon X.
- Une chambre à échantillon.
- Un levier servant à ouvrir le couvercle de la chambre à échantillon.
- Imprimante incorporée avec papier à enregistrement.
- Panneau de commande pour le fonctionnement (entrée des données).
- Ecran de contrôle pour afficher les différents messages et visualiser les résultats.
- Un jeu de gabarits (A et B) servant à préparer et à monter la boîte
- Des jeux de cadres de boîtes (éléments interne et externe)
- Des boîtes d'échantillons jetables
- Des fenêtres de boîte (film transparent)

Mode opératoire:

- Allumer l'appareil et le laisser 30 minutes pour la stabilisation, un système d'horlogerie apparaîtra sur l'écran de l'appareil afin de vérifier le temps écoulé.
- Sélectionner un programme de mesure qui comprend le numéro de la courbe d'étalonnage ; le temps d'analyse est de cent 100 secondes et le nombre de mesure à effectuer pour chaque analyse est de 3 fois
- Placer l'échantillon préparé dans la chambre à échantillon en dirigeant la partie vitrée vers le bas et fermer le couvercle de la chambre à échantillon ;
- Lorsque le menu READY est à l'écran, appuyer sur la touche MEAS mesure .L'indicateur de mesurage va s'allumer et la première mesure va débiter ;
- Lorsque le mesurage est achevé, la moyenne des mesures est imprimée.

7. Distillation des produits pétroliers (MO-GIS-R18) (Référence normative de l'essai –ASTM D86)

Conditions ambiantes à respecter :

- La température est corrigée par la pression atmosphérique à l'aide d'un dispositif de l'appareil (paramètre : correction barométrique)
- Opérateur doit porter des lunettes de protection, blouse, gants et des chaussures de sécurité.

Equipement et matériaux :

- Code : modèle V191/230 n° série 2138
- Marque : AD86 5G I.SL/trademark
- Appareillage : l'appareillage comprend :
 - Un ballon de 125ml
 - Un condenseur (bac dans lequel est monté un tube métallique)
 - Un support de ballon
 - Une source de chauffage (en fonction du programme de l'essai)
 - Une éprouvette graduée de 100 ml
 - Un thermomètre en pt, digitale de 0 à 400 °C, la précision est de $\pm 0.1^{\circ}\text{C}$
 - Méthode d'échantillonnage au besoin :

L'échantillon doit être représentatif et doit être conservé à la température de 4°C

Mode opératoire :

Phase de démarrage : mise de alimentation générale de l'appareil- auto =ok

- <R> reset : attendre 30 minutes à fin de stabiliser le bain à -5°C
- CTRL : appuyer sur 1 pour avoir l'affichage des mesures
- Créer un programme qui correspond au produit à examiner

Appuyer sur la touche prog

1. Création/modification
2. Liste des programmes existants
3. Sauvegarde du programme de l'essai

4. Aide à la création

Appuyer sur 4(création-ENT- nom du produit-température –ENT)

Groupe : consigne de régulation- ENT

Graduation de température de bain-ENT

Consigne de n'enceinte, correction barométrique-ENT

Coefficient (cas de distillation du solvant) donner le coefficient.

Volume distillé.

Retenue condensé : $100-50=95$ (temps de stabilisation du chauffage au point final).

- Détection du point final : 4 pour tout type de distillation –ENT-
- Arrêt sure une température : 0 – 415 (température à la livraison)
- Arrêt sur volume
- Arrêt sur point final/PS : 0-ENT (0 / arrêt sure point final)
- Point initial : °C
- Diamètre du trou de la plaque
- Prendre 100 ml d'échantillon, le placer dans la cheminée puis appuyer sur OK et la distillation commence
- Après 20 – 30% de distillation l'essai s'arrêt et nous donne les valeurs de chauffage et de préchauffage
- Une fois le programme connu u échantillon du même groupe, on appuie sur test puis on clique sur le numéro du programme correspondant,
- Faire entrer le nom de l'échantillon et démarrer en appuyer sur OK
- Le groupe Zéro est utilisé pour les fractions légères (diamètre de 32 mm)
- Le groupe 1 et 2 est utilisé pour les fractions d'essence (diamètre plaque 38 mm)
- Le groupe 3 et 4 est utiliser pour les fractions gasoil et kérosène (diamètre de la plaque 50mm)

L'appareil doit être étalonné à l'aide d'un produit étalon certifié fourni par ISL

8. L'indice de cétane des coupes gasoil (MO-GIS-R28) (Référence normative de l'essai : ASTM D613)

Condition ambiantes à respecter

- Température 18 à 22°C
- Pression atmosphérique (1 atm, 760 mmHg)

Equipement et matériaux requis :

- Appareil de marque : « petrospec cetane 2000 diesel fuel analyzer operating manual »
- L'appareil comprend :
 - ❖ Un compartiment filtre
 - ❖ Un compartiment pour échantillon à analyser ou solvant pour nettoyer
 - ❖ Un compartiment de refoulement de l'échantillon après analyse (l'échantillon ayant déjà passé pour le filtre)
 - ❖ Des longs flacons marron
 - ❖ Des longs flacons clairs
 - ❖ Des petits flacons clairs
 - ❖ Des flexibles blancs longs
 - ❖ Des flexibles blancs courts
 - ❖ Des couvercles munis de deux (02) ouvertures.

Méthode d'échantillonnage au besoin :

L'échantillon doit être homogène et fluide à température ambiante.

Mode opératoire :

- Placer le flexible court en plastique en le vissant
- Visser le petit flacon clair contenant l'échantillon
- Vérifier que l'interrupteur est en position OPERANTE
- Allumer l'appareil en appuyant sur 1, la durée de stabilisation de l'appareil est fixé à 30 minutes,
- Une fois la durée de stabilisation (30 minutes) écoulée, appuyer sur 1 du menu correspondant à « analyse »
- On entend un bruit pendant 90 secondes du au déclenchement de la pompe

- Une fois les 90 secondes écoulées, l'analyse démarre, l'affichage va de 0 à 100%
- On obtient ensuite :
 - Cétane number =
 - Taper enter on obtient cétane index =
 - Taper enter on obtient HPLC total aromatics=
 - Taper enter on obtient HPLC PNA aromatics =
 - Taper enter on obtient gross heat of combustion=
 - Taper enter on obtient density=
 - Taper exit
 - Taper sure 2 du menu : print
 - Taper no
 - Ecrire le nom de l'échantillon
 - Imprimer les résultats
 - Purger à la fin de manipulation :
 - Dévisser le flacon contenant l'échantillon
 - Placer à sa place un flacon identique propre et sec, le visser
 - S'assure que l'interrupteur est en position OPERATE
 - Taper dans le menu sur 1 (analyset)
 - On entend un bruit pendant 90 secondes
 - Puis l'affichage dure de 0 à 100%
 - Taper enter jusqu'à la fin puis EXIT

✓ **Nettoyage**

- ❖ Mettez l'interrupteur sur clean
- ❖ Un grand flacon marron est rempli de toluène
- ❖ Mettez le couvercle muni de 2 ouvertures
- ❖ Une ouverture est reliée au flexible en plastique jaune
- ❖ L'autre ouverture est reliée à l'appareil avec un flexible qui doit être vissé
- ❖ L'autre extrémité du refoulement est placé en flacon de rejet non vissé à l'appareil, un flexible est relié et vissé
- ❖ Taper dans le menu sur 1(analyse)
- ❖ On entend un bruit pendant 90 secondes
- ❖ Puis l'affichage dure de 0 à 100%
- ❖ Taper enter jusqu'à la fin puis Exit

✓ **Séchage :**

- ❖ L'interrupteur étant toujours en position clean, remplacer le flacon contenant le toluène par autre identique vide, propre et sec
- ❖ Interrupteur est toujours en position clean, l'autre extrémité reste identique à la phase de nettoyage
- ❖ Taper sur 1 dans le menu (analyse), on entend un bruit pendant 90 secondes, puis l'affichage dure de 0 à 100 X
- ❖ Taper enter jusqu'à la fin puis Exit.

9. Point d'éclair :(méthode de Pensky-Martens en vase clos) utiliser pour le gasoil.

Appareillages :

- Appareille de Pensky- Martens en vase clos.
- Couvercle en laiton (matière non sujet a la rouille).
- Volet en laiton manœuvrant
- sur la partie supérieure du couvercle.
- Dis positive de représentation de la flamme (flamme pour faire le test).
- Système d'agitation : monter entraînant deux hélices.
- Système de chauffage : la chaleur doit être fournie au vase par l'intermédiaire d'une enceinte de chauffage.
- Thermomètre.

Mode opératoire :

1. Remplir le vase avec la prise d'essai jusqu'au niveau indiqué par la marque de remplissage.
2. Placer le couvercle sur la vase et disposer ce dernier dans l'enceinte chauffante, prendre soin d'engager convenablement le vase dans son logement.
3. Mettre le thermomètre en place.
4. Allumer la flamme d'essai et la régler a un diamètre d'environ 4 mm.

5. Régler le chauffage à un régime tel que la température indiquée par le thermomètre s'accroisse de 5°C/min.
6. Mettre en route l'agitateur a une vitesse 90 trs/min.
7. Noter la température lue sur le thermomètre au moment où l'application de la flamme d'essai provoque un éclair distinct à l'intérieur du vase.

10. Distillation TBP du pétrole brut

Conditions ambiantes à respecter :

- Température (entre 18 et 20°C)
- Pression atmosphérique (1atm)
- Blouse
- Gants jetables (chirurgicales), pour avoir les mains sèches lors de la pesée et pendant la réalisation du montage

Equipements et matériaux requis :

L'appareillage comprend :

- Un ballon avec rodage de capacité de 4 litres
- Une chauffe ballon
- Une sonde réfrigérante LAUDA, type RC6 CS
- Un rhéostat
- Une colonne de fractionnement à plateaux réels (30 plateaux réels)
- Un séparateur (tête de colonne)
- Un piège pour les $-C_5$ refroidi à une température de -60°C, à l'aide de la neige carbonique mélangée à l'acétone
- Un collecteur de fractions (réfrigérant)
- Des éprouvettes de 100 cm³ et 500 cm³ avec rodage
- Un timer relié à une bobine électromagnétique
- L'éthanol (refroidisseur) qui alimente la sonde réfrigérante
- Un thermomètre digital
- Un ballon (piège pour vide) relié au capteur de vide et à la pompe à vide de marque ALCATEL 10 de type 350 C-VDE 530

- Une électrovanne reliée à la pompe à vide, de marque NORMSCHLIFF GERATEBEAU
- Un régulateur de vide de marque NORMSCHLIFF GERATEBEAU où le capteur et l'électrovanne sont reliés

Méthode d'échantillonnage au besoin :

- Le pétrole brut est échantillonné dans des fûts de 28 litres métalliques non corrosif
- L'échantillon est refroidi entre 0 et 5°C dans un congélateur pendant 2 heures

Méthode d'essais :

- Déterminer la densité de l'échantillon
- Peser le ballon vide ($m_v = 922,3$ grammes) puis avec l'échantillon afin de déterminer la charge ($m_p = 3700,5$ grammes)
- Réaliser le montage
- Faire circuler le liquide de réfrigération (éthanol) à 20°C
- Chauffer progressivement l'échantillon à l'aide du rhéostat pour permettre aux vapeurs de monter dans la colonne et atteindre le condenseur (tête de colonne) où on remarque une chute de température jusqu'à 0°C
- Une fois que la température a chuté, on commence le dégazage (<C₅) en arrêtant la circulation du réfrigérant jusqu'à ce que la température atteindra 15°C, puis reprendre la circulation du réfrigérant (ce dégazage est réalisé jusqu'à ce que la température se stabilise entre 13 et 15°C)
- Une fois que la température s'est stabilisée, on la note comme point initial et on commence à distiller jusqu'à 65°C tout en refroidissant le recueil de cette fraction à une température inférieure à 0°C.
- On continue la distillation atmosphérique de 5 en 5°C, en maintenant un taux de reflux de 1/5 jusqu'à une température de vapeur de 220°C. On pèse et on détermine la densité et l'indice de réfraction pour chaque fraction.
- A partir de 220°C, on opère sous vide car la probabilité de craquage augmente
- Etape de distillation réduite (40 mm Hg) : c'est l'étape qui précède l'étape atmosphérique jusqu'à une température de 320°C sans que le liquide ne craque
- Pour réduire la pression à 40 mm Hg, on relie le système de contrôle et de pompage à l'appareil, puis on chauffe le ballon progressivement jusqu'à ce que la température en

Annexe 3

tête de colonne se stabilise à la température avoisinant 220°C puis on commence à distiller chaque 10°C jusqu'à 320°C en maintenant un taux de reflux de 5/1

- Pour chaque fraction on détermine sa densité, son indice de réfraction et son poids (dans ce cas on mesure que ceux de la fraction gasoil)
- On laisse l'installation se refroidir pour passer à l'étape suivante
- A partir de 320°C, on doit réduire la pression à 10 mm Hg car la probabilité de craquage augmente au-delà de 320°C à 40 mm Hg
- Distillation à 10 mm Hg : c'est l'étape qui précède la distillation à 40 mm Hg. On procède de la même manière jusqu'à atteindre une pression de 10 mm Hg et une température maximale de 400°C
- Continuer la prise de coupes jusqu'à atteindre le poids maximum souhaité ou jusqu'à ce que la charge indique des signes de craquement.

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

- Peser toutes les fractions et déterminer leurs densités à 15°C et leurs indices de réfraction à 20°C
- Calculer le pourcentage en masse de chaque fraction du distillat et du résidu en utilisant cette équation :

$$\% \text{ masse} = m/M \times 100$$

Où : m : la masse de la fraction ou résidu en g

M : la masse de la charge totale en g

Première coupe de naphta.

- Calculer le volume de l'échantillon du pétrole brut en ml à 15°C en utilisant cette équation :

$$V = M/D$$

Où :

D : la densité de la charge à 15°C

Annexe 3

M : la masse de la charge en g

V : le volume de la charge ml

Calculer le volume de chacune des fractions et du résidu en ml à 15°C en utilisant cette équation :

$$V = m/d$$

Où :

d : la densité de la fraction à 15°C

m : la masse de la fraction en g

v : le volume de la fraction en ml

- Calculer le pourcentage en volume de chaque fraction de distillat en utilisant cette équation :

$$\%vol = v/V \times 100$$

10.1.1. Fiche récapitulative de l'essai :

- La masse de l'échantillon sec chargé g
- La densité de l'échantillon à 15°C
- Le volume de l'échantillon à 15°C ml
- La perte en masse et en volume
- Le pourcentage en volume et en masse de chaque fraction
- Le gaz, le naphta débutanisé et les fractions suivantes sont cités dans un ordre ascendant du point d'ébullition avec le résidu enregistré e dernier
- Etablir des graphes en température en °C comme ordonnée contre le pourcentage de masse et de volume distillé comme abscisse

Ces courbes représentent les courbes de distillation TBP (point d'ébullition réel) finales

