

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



Département Génie des Procédés Chimiques et Pharmaceutiques

Mémoire de Master

Présenté par

HADJI Rezak

et

DOUCHA Aissa

Filière : Génie des Procédés

Option : Raffinage

Modélisation des propriétés physico-chimiques des pétroles bruts Algériens à partir de la Distillation T.B.P

Devant le jury :

Mr.KDDOUR	Prof	UMBB	Président
Mr.SAOUD	MCB	UMBB	Examineur
Mr.MIMOUNE	Prof	UMBB	Encadreur

Année Universitaire : 2020/2021

Dédicaces

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

Je dédie ce modeste travail :

Aux deux êtres qui me sont les plus chères au monde, qui sont ma raison d'être et de vivre; ma mère et mon père. Que Dieu les garde toujours auprès de moi.

A mon très chere frere et mes très chères sœurs.

A mes tantes et oncles.

A mes cousines et cousins.

A mes meilleurs amies .

A tout ceux qui me sont chers

Aissa

Dédicaces

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

Je dédie ce modeste travail :

Aux deux êtres qui me sont les plus chères au monde, qui sont ma raison d'être et de vivre; ma mère et mon père. Que Dieu les garde toujours auprès de moi.

A mes très chères sœurs et frères.

A mes meilleurs amis

A tout ceux qui me sont chers

Rezak

Remerciements

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

Nous remercions à notre à notre promoteur MR: Hadj MIMOUNE pour sa patience à notre égard.

Un grand merci à tous le corps enseignant département Génie des procédés " Option Raffinage.

Nos remerciments vont également à toute l'équipe du Centre des Recherche et Développement de Boumerdes "Département Gisement, Raffinage" Mr. Housseem eddine HALOUAN et Ismail BOUCENA sans oublier Mdm TAITI qui nous aide à étudier au sein de leur établissement CRD.

Enfin ; nous remercions tous ceux qui ont contribués de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire.

Rezak et Aïssa

Résumé

Notre étude consiste en la simulation des propriétés physico-chimiques des coupes pétrolières au moyen du logiciel Hysys à partir des distillations TBP de huit échantillon de pétroles de différentes région du Sud Algérien dans un premier temps, puis au développement de corrélation en se basant sur les données expérimentales afin de décrire l'évolution de ces propriétés en fonction de la densité, qui servirons par la suite comme modèles prédictifs des propriétés physico-chimiques qui ont l'objet de notre travail.

Mots Clés : Simulation, propriétés physico-chimiques, corrélation, indice de réfraction, densité, tension de vapeur, indice de cétane, point éclair, viscosité.

Table des Matières

Liste des symboles et abréviations.....	1
Liste des tableaux.....	2
Liste des figures	3
Liste des annexes.....	4
Introduction générale.....	1
Chapitre 1 : Généralité sur le pétrole	3
1.1 Généralité sur le pétrole brut :	3
1.1.1 Hypothèse minérale.....	4
1.1.2 Hypothèse organique.....	4
1.2 Détermination de la composition du pétrole et les fractions pétrolières	5
1.3 Classification des pétroles bruts	5
1.4 Produits de base pour l'industrie chimique.....	7
1.4.1 Gaz liquéfié.....	8
1.4.2 Essence.....	8
1.4.3 Kérosène	8
1.4.4 Diesel 8	
1.4.5 Lubrifiants	9
Chapitre 2 : Les propriétés physico-chimiques des hydrocarbures	10
2.1 Définition d'une propriété	10
2.2 Principales propriétés du pétrole.....	10
2.2.1 Densité	10
2.2.2 Masse moléculaire.....	12
2.2.3 Tension de vapeur.....	13
2.2.4 Point d'éclair	15
2.2.5 Viscosité	16
2.2.6 L'indice de réfraction.....	19
2.2.7 L'indice de cétane	20
2.3 Distillation	21
I-4-2 22	
Chapitre 3 : Procédure de simulation	25
3.1 Classifications des échantillons de pétroles	25
3.2 Procédure suivie pour la simulation des propriétés physico- chimiques à partir des données expérimentales de la distillation TBP.....	26
Chapitre 4 : Résultats et discussion de la simulation.....	31
4.1 Résultats et discussion de la simulation pour les différentes coupes pétrolière des deux catégories.....	31

4.2 Modélisation des propriétés physico-chimiques des différentes coupes pétrolières.	52
4.2.1 Modélisation de la tension de vapeur Reid pour la coupe essence totale des deux catégories A et B :.....	52
4.2.2 Modélisation de l'indice de réfraction des deux catégories A et B pour l'ensemble des coupes pétrolières:	53
4.2.3 Modélisation de la viscosité pour les deux catégories A et B :.....	59
4.2.4 Modélisation du point d'éclair de la coupe kérosène pour les deux catégories A et B :.....	62
4.2.5 Modélisation de l'indice de cétane de la coupe gasoil pour les deux catégories A et B :.....	64
Conclusion générale.....	68
Bibliographie	69
Annexe A : Caractéristiques des échantillons.....	70
Annexe B : Conditions opératoires de récupération des coupes pétrolières	89

Liste des symboles et abréviations

KUOP	Facteur de caractérisation de Watson
API	American Petroleum Institute
ASTM	American society for testing and material
TBP	True Boiling Point
Sp.Gr	Specific gravity
d^{15}_4 ou d	Densité en g/cm ³
M	Masse moléculaire
TVR	Tension de vapeur Reid en kPa
ν	Viscosité cinématique en cSt
i	Angle d'incidence
n ou n_D^{20}	Indice de réfraction (calculé par rapport à la raie de sodium à 20 °C)
μ	Viscosité dynamique en Pa.s
T	Température en °C
T1, T2	Temps de passages à travers les bulbes 1 et 2 du viscosimètre respectivement.
C1, C2	Constantes du bulbe 1 et 2 du viscosimètre respectivement.
T_{mav}	Temperature mean average
P éclair	Point d'éclair en °C
I cétane	Indice de cétane en °C

Liste des tableaux

Tableau 1.1: Classification des pétroles bruts selon leurs compositions.	7
Tableau 2.1: Quelques valeurs de viscosité dynamique des produits usuels	17
Tableau 3.1: Classification des échantillons.	25
Tableau 4.1 : Résultats de la simulation pour la coupe essence légère de la catégorie -A-	33
Tableau 4.2 : Résultats de la simulation pour la coupe essence lourde de la catégorie -A-	34
Tableau 4.3 : Résultats de la simulation pour la coupe essence totale de la catégorie -A-	36
Tableau 4.4 : Résultats de la simulation pour la coupe kérosène de la catégorie -A-	37
Tableau 4.5 : Résultats de la simulation pour la coupe gasoil léger de la catégorie A	39
Tableau 4.6 Résultats de la simulation pour la coupe gasoil lourd de la catégorie A	41
Tableau 4.7 : Résultats de la simulation pour la coupe essence légère de la catégorie B	43
Tableau 4.8 : Résultats de la simulation pour la coupe essence lourde de la catégorie B	45
Tableau 4.9 : Résultats de la simulation pour la coupe essence totale de la catégorie B	46
Tableau 4.10 : Résultats de la simulation pour la coupe kérosène de la catégorie B	48
Tableau 4.10 : Résultats de la simulation pour la coupe gasoil total de la catégorie B	50
Tableau 4.12 : Modélisation de la tension de vapeur Reid pour la coupe essence totale	53
Tableau 4.13 : Comparaison entre deux échantillons	54
Tableau 4.14 Modélisation de l'indice de réfraction pour la coupe essence totale	55
Tableau 4.15 : Modélisation de l'indice de réfraction pour la coupe kérosène	56
Tableau 4.16 : Modélisation de l'indice de réfraction pour la coupe gasoil	58
Tableau 4.17 : Modélisation de la viscosité pour la coupe kérosène	60
Tableau 4.18 : Modélisation de la viscosité pour la coupe gasoil	62
Tableau 4.19 : Modélisation du point d'éclair pour la coupe kérosène	63
Tableau 4.20 : Modélisation de l'indice de cétane pour la coupe gasoil	66

Liste des figures

Figure 2.1 : Densimètre électronique.....	11
Figure 2.2 : Dispositif de mesure de la pression de vapeur REID.....	14
Figure 2.3 : Dispositif de mesure du point d'éclair	15
Figure 2.4 : Dispositif de mesure de la viscosité cinématique.....	18
Figure 2.5 : Principe du phénomène de réfraction.....	19
Figure 2.6 : Réfractomètre.	20
Figure 2.7 Appareil de mesure de l'indice de cétane	21
Figure 2.8 : Dispositif de la distillation TBP.....	22
Figure 3.6 : Introduction des caractéristiques générales du pétrole brut.....	27
Figure 3.7 : Introduction des caractéristiques générales du pétrole brut.....	27
Figure 3.8 : L'allure de la courbe de distillation insérée.....	28
Figure 3.12 : Découpage de distillation inséré	29
Figure 4.1 : Simulation de la tension de vapeur Reid pour l'essence légère de la catégorie A	33
Figure 4.2 : Simulation de l'indice de réfraction pour l'essence légère de la catégorie A.....	34
Figure 4.3 : Simulation de la tension de vapeur Reid pour la coupe essence lourde de la catégorie A	35
Figure 4.4 : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe essence lourde de la catégorie A	35
Figure 4.5 : Simulation de la tension de vapeur Reid pour la coupe essence totale de la catégorie A	36
Figure 4.6 : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe essence totale de la catégorie A	37
Figure 4.7 : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe kérosène de la catégorie A.....	38
Figure 4.8 : Simulation de la viscosité pour la coupe kérosène de la catégorie A.....	38
Figure 4.9 : Simulation du point d'éclair pour la coupe kérosène de la catégorie A.....	39
Figure 4.10 : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe gasoil léger de la catégorie A.....	40
Figure 4.11 : Simulation de la viscosité cinématique pour la coupe gasoil léger de la catégorie A	40
Figure 4.12 Simulation de l'indice de cétane pour la coupe gasoil léger de la catégorie A	41
Figure 4.13 : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe gasoil lourd de la catégorie A	42
Figure 4.14 : Simulation de la viscosité cinématique pour la coupe gasoil lourd de la catégorie A.....	42
Figure 4.15 : Simulation de l'indice de cétane pour la coupe gasoil lourd de la catégorie A	43
Figure 4.16 : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe essence légère de la catégorie B.....	44
Figure 4.17 : Simulation de la tension de vapeur Reid pour la coupe essence légère de la catégorie B	44
Figure 4.18 : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe essence lourde de la catégorie B	45
Figure 4.19 : Simulation de la tension de vapeur Reid pour la coupe essence lourde de la catégorie B	46
Figure 4.20 : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe essence totale de la catégorie B.....	47

Figure 4.21 : Simulation de la tension de vapeur Reid pour la coupe essence totale de la catégorie B	47
Figure 4.22 : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe kérosène de la catégorie B	48
Figure 4.23 : Simulation de la viscosité pour la coupe kérosène de la catégorie B	49
Figure 4.24 : Simulation du point d'éclair pour la coupe kérosène de la catégorie B	Error! Bookmark not defined.
Figure 4.24 : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe gasoil total de la catégorie B	50
Figure 4.25 : Simulation de la viscosité pour la coupe gasoil total de la catégorie B	51
Figure 4.26 : Simulation de l'indice de cétane pour la coupe gasoil total de la catégorie B	51
Figure 4.27 : Modélisation de la tension de vapeur Reid pour la coupe essence totale	53
Figure 4.28 : Modélisation de l'indice de réfraction pour la coupe essence totale	55
Figure 4.29 : Modélisation de l'indice de réfraction pour la coupe kérosène	56
Figure 4.30 : Modélisation de l'indice de réfraction pour la coupe gasoil léger de la catégorie A	57
Figure 4.31 : Modélisation de l'indice de réfraction pour la coupe gasoil lourd de la catégorie A	57
Figure 4.32 : Modélisation de l'indice de réfraction pour la coupe gasoil total de la catégorie B	58
Figure 4.33 : Modélisation de la viscosité pour la coupe kérosène	59
Figure 4.34 : Modélisation de la viscosité pour la coupe gasoil léger de la catégorie A	60
Figure 4.35 : Modélisation de la viscosité pour la coupe gasoil lourd de la catégorie A	61
Figure 4.36 : Modélisation de la viscosité pour la coupe gasoil total de la catégorie B	61
Figure 4.37 : Modélisation du point d'éclair pour la coupe kérosène	63
Figure 4.38 : Modélisation de l'indice de cétane pour la coupe gasoil léger pour la catégorie A	64
Figure 4.39 : Modélisation de l'indice de cétane pour la coupe gasoil lourd pour la catégorie A	65
Figure 4.40 : Modélisation de l'indice de cétane pour la coupe gasoil total pour la catégorie A	65

Liste des annexes

Annexe A :	70
Annexe B :	71

Introduction générale

A la sortie des gisements, le pétrole est pratiquement inutilisable. Il faut donc le traiter par un procédé qu'on appelle le raffinage. Ce dernier a pour fonction de transformer des pétroles bruts d'origines diverses en un ensemble de produits pétroliers répondant à des spécifications précises, dans des proportions correspondantes aussi bien que possible à la demande du marché. Ainsi, une identification la plus complète et la plus fine des pétroles bruts et des fractions qui en sont issues, pour mieux les valoriser industriellement, est devenue depuis la crise du pétrole un des objectifs prioritaires pour toute industrie pétrolière. La mise au point des méthodes d'analyse ont fait l'objet de nombreuses recherches, devant cet intérêt de disposer d'informations utiles pour caractériser, analyser, évaluer les différents pétroles bruts ainsi que les coupes qui en découlent. La présente étude contribue à l'acquisition de connaissances nécessaires à la conduite de l'unité industrielle.

La connaissance des propriétés physiques des fluides est essentielle à l'ingénieur des procédés car, elle lui permet de spécifier, dimensionner ou vérifier le fonctionnement des différents équipements d'une unité de fabrication, d'où l'importance de la caractérisation des pétroles bruts ainsi que des fractions pétrolières.

Les méthodes physiques d'analyses expérimentales, utilisées dans la caractérisation des pétroles et des coupes pétrolières, nécessitent un temps long et un matériel onéreux, et les méthodes empiriques et leur mise en œuvre exige la connaissance de valeurs expérimentales. Cependant l'accumulation des données expérimentales semble se ralentir, alors même que le besoin de valeurs précises augmente. Il est alors nécessaire de faire appel à des méthodes dites prédictives.

Le but de notre travail est de simuler les propriétés physico-chimiques des coupes pétrolières au moyen du logiciel Hysys.

Dans une seconde étape, nous allons contribuer à développer une méthode prédictive pour la détermination des propriétés physico-chimiques des coupes pétrolières basée sur la modélisation, à partir des données expérimentales qui forment un ensemble essentiel et indispensable à la réalisation de notre étude.

Ainsi au cours du premier chapitre, nous introduisons des notions générales concernant le pétrole et les fractions pétrolières qui en découlent.

Le deuxième chapitre est orienté vers la définition des différentes propriétés étudiées et à leur méthode de détermination au niveau de la division laboratoire (ex centre de recherche et développement) de SONATRACH en spécifiant la norme suivie pour chaque propriété.

Le troisième chapitre est consacré à la procédure suivie pour la simulation des caractéristiques physico-chimiques au moyen du logiciel suscité.

Enfin, dans le quatrième et dernier chapitre, a été réservé aux modèles mathématiques basés sur les résultats expérimentaux qui nous ont été remisés du laboratoire.

Chapitre 1 : Généralité sur le pétrole

Introduction

Pétrole, est une huile minérale connue depuis l'Antiquité sous forme de bitume; elle était utilisée pour le calfatage des bateaux et comme combustible à Babylone au premier millénaire av. J.-C. De nombreux écrivains grecs, notamment Hérodote, Plutarque et Pline, font mention du pétrole, qu'au Moyen âge on nommera en latin *petroleum* *huile de pierre*, les textes bibliques en parlent sous le nom de *bitume*.

L'industrie du pétrole ne date toutefois que du XIXe siècle. Dès 1857, la ville de Bucarest fut éclairée au pétrole et les premiers pétroles roumains firent leur entrée sur le marché. En Amérique, le premier puits fut foré en 1859 par Drake en Pennsylvanie.

Le pétrole est un mélange d'hydrocarbures qui sont contenus dans des roches poreuses et perméables situées dans des configurations géologiques appelées pièges, qui favorisent l'accumulation du pétrole (plis anticlinaux, failles, etc.).

Le pétrole est devenu, à partir des années 50, la première source d'énergie dans le monde. Sa forte densité énergétique en fait la matière première des carburants qui alimentent les transports (voitures, camions, avions, etc.).

C'est aussi une matière première irremplaçable, utilisée par l'industrie de la pétrochimie pour un grand nombre de produits de la vie quotidienne : matières plastiques, peintures, colorants, cosmétiques, etc. Le pétrole sert aussi comme combustible dans le chauffage domestique et comme source de chaleur dans l'industrie.

1.1 Généralité sur le pétrole brut :

Le mot « pétrole » est un terme dont la racine latine est *petra oléum* qui signifie «huile de pierre». C'est une huile minérale, naturelle, combustible, de couleur très foncée (rougeâtre quelquefois à reflets verdâtres). Elle est formée principalement d'hydrocarbures; atomes de carbone et d'hydrogène; elle a une odeur caractéristique plus ou moins prononcée surtout si sa

teneur en soufre est importante. Sa densité varie de 0,8 à 0,95. Il existe cependant des pétroles lourds tel le Boscau du Venezuela avec une densité supérieure à 1,00). [1] [2]

Origine: De nombreux savants se sont penchés sur la provenance du pétrole ce qui a donné naissance à deux théories : celle de l'origine *minérale* défendue autrefois par de notables savants tels que Moissan et Sabatier, et celle de l'origine *organique* défendue par Engler et Hofer. C'est cette dernière théorie qui est considérée comme la plus soutenue vraisemblable. [3]

1.1.1 Hypothèse minérale

Parmi ces hypothèses, la plus connue est celle de D. Mendéléev qui supposait que l'eau en pénétrant par les fissures dans les profondeurs de la terre entraînait en réaction avec les carbures métalliques; les vapeurs d'hydrocarbures ainsi formées remontaient par les mêmes fissures vers les parties supérieures de l'écorce terrestre où elles se concentraient en formant des accumulations de pétrole. Toutefois, cette idée a également été réfutée par la logique de la découverte de gisement de pétrole dans les roches sédimentaires [3].

1.1.2 Hypothèse organique

Les hypothèses les plus populaires admettent que le pétrole est formé à partir de la transformation, et sous l'action de bactéries anaérobies, de matières organiques telles le plancton et les substances humiques déposés sur les plateaux continentaux. [3]. Sa formation passe par trois étapes :

Etape biologique : Elle est constituée par la formation du « kérogène » dans les zones alluvionnaires à partir des déchets d'animaux et de végétaux. Ces corps vivaient il y a des millions d'années dans les anciens fonds marins où ont été entraînés par l'érosion. Ils se sont ensuite mêlés aux sédiments qui se sont déposés et qui les ont enfouis.

Etape chimique : Ainsi, à l'abri de l'air, donc en milieu réducteur, ces corps vont subir un phénomène de fermentation au cours duquel, l'oxygène qu'ils contiennent est consommé par des bactéries anaérobies. Les hydrocarbures sont donc le produit d'une réduction chimique.

Etape physique : Etant donnée ses propriétés physiques, le pétrole a tendance à « migrer ». Les hydrocarbures quittent le milieu où ils se sont formés, c'est-à-dire la roche mère, sous l'effet de soit:

- la pression des couches de sédiments qui les recouvrent.
- les phénomènes de capillarité des terrains qu'ils imbibent.
- la poussée d'Archimède lorsqu'ils rencontrent de l'eau.

Leur migration se poursuit jusqu'à ce qu'ils soient arrêtés par une couche de terrain imperméable (argile, sel) où ils sont « piégés ».

1.2 Détermination de la composition du pétrole et les fractions pétrolières

Le pétrole est un mélange complexe de plus d'un millier d'hydrocarbures dont les principaux composés sont répartis en trois familles qui apparaissent suivant l'origine du gisement ou la région. Une quatrième famille peut naître suite à des substitutions entre les premières :

- Les hydrocarbures saturés (paraffiniques et naphthéniques).
- Les hydrocarbures insaturés (oléfiniques et alcynes).
- Les hydrocarbures aromatiques (benzéniques).
- Les hydrocarbures mixtes (noyaux benzéniques avec autres hydrocarbures).

Le pétrole contient aussi d'autres composés tels que :

- Les composés azotés : Leurs teneurs sont plus faibles et vont de 0 à 1%. En réalité, la teneur en azote augmente avec le poids moléculaire. Cet élément est surtout concentré dans les résidus de distillation.
- Les composés organométalliques : Ils se trouvent surtout dans les fractions lourdes à l'état de traces. Ils sont à base de fer, de nickel et de vanadium. En plus du fait qu'ils sont corrosifs, ils provoquent l'empoisonnement des catalyseurs.

Il est à noter aussi que, malgré la décantation prolongée, le pétrole contient toujours des sédiments et un peu d'eau salée provenant des gisements.

1.3 Classification des pétroles bruts

La consistance des pétroles bruts va d'un mélange aqueux à un solide de type bitumineux, et leur couleur varie du clair au noir. Un pétrole brut «moyen» contient environ 84% de carbone, 14% d'hydrogène, 1 à 3% de soufre, et moins de 1% d'azote, d'oxygène, de métaux et de sels.

Des analyses relativement simples sont pratiquées pour classer les pétroles bruts, suivant le type d'hydrocarbures qui prédominent, en paraffinique, naphhténique, aromatique ou mixte.

Les bruts à base mixte ont des quantités variables de chaque type d'hydrocarbures. Il existe deux méthodes d'analyse, l'une du bureau américain des mines (US Bureau of Mines) fondée sur la distillation, et l'autre dénommée facteur de caractérisation des produits pétroliers UOP (Universal Oil Products) développé par Nelson, Watson et Murphy, basé sur la densité et le point d'ébullition, ils ont proposé la formule suivante :

$$Kuop = \frac{\sqrt[3]{Teb}}{Sp.gr} \quad (1)$$

Où T_{eb} est la température d'ébullition en °R

Et Sp.gr 60/60 la densité

Kuop=13 paraffiniques normaux ou iso

Kuop=12 hydrocarbures mixtes ou le cycle et la chaîne sont équivalents

Kuop=11 naphhténiques purs ou aromatiques légèrement substitués

Kuop=10 aromatiques purs

Ainsi la nature chimique du pétrole brut peut se repérer par la valeur correspondante de son Kuop [4]. Les pétroles bruts sont également caractérisés par leur degré API (American Petroleum Institute). Par exemple, les pétroles bruts lourds ont un degré API faible et une masse volumique élevée.

Un pétrole brut à faible degré API peut avoir un point d'éclair élevé ou bas, en fonction de ses fractions les plus légères (constituants les plus volatils). Étant donné l'importance de la température et de la pression dans le processus de raffinage, les pétroles bruts sont également classés en fonction de leur viscosité, de leur point d'écoulement et de leurs limites d'ébullition.

Dans ce qui suit les pétroles sont classés par ordre de valeur décroissante :

Tableau 1.1: Classification des pétroles bruts selon leurs compositions.

<i>Types de pétrole brut</i>	<i>Composition</i>
<i>Bruts Paraffiniques</i>	(Paraffines + Naphtènes) > 50% Paraffine > Naphtènes Paraffine > 40%
<i>Bruts Naphténiques</i>	(Paraffines + Naphtènes) > 50% Naphtènes > Paraffine Naphtènes > 40%
<i>Bruts Paraffiniques-Naphténiques</i>	Composés aromatiques < 50% Paraffines < 40% Naphtènes < 40%
<i>Bruts Aromatiques-Naphténiques</i>	Composés aromatiques > 50% Naphtènes > 25% Paraffines < 10%
<i>Bruts Aromatiques-Intermédiaires</i>	Composés aromatiques > 50% Paraffine > 10%
<i>Bruts Aromatiques-Asphaltiques</i>	Naphtènes > 25% Paraffines < 10%

1.4 Produits de base pour l'industrie chimique

Le pétrole brut ne procure pas seulement de l'essence, nous utilisons chaque jour l'un ou l'autre de ses nombreux dérivés, souvent sans nous rendre compte qu'ils sont aussi à base de pétrole. Les principaux produits extraits de cette précieuse matière première sont les suivantes :

1.4.1 Gaz liquéfié

Le gaz de pétrole liquéfié (GPL), connu aussi sous la dénomination de Liquefied Petroleum Gas (LPG), se compose des fractions les plus légères du pétrole. Il se présente sous forme gazeuse à température ambiante. Ce sont des hydrocarbures issus du raffinage qui se liquéfient à une pression relativement faible et qu'on stocke dans des citernes.

1.4.2 Essence

L'essence est le carburant le plus vendu au monde. Il se compose de fractions légères tirées de la distillation du brut à des températures relativement basses (Pi à 165°C). La plus part de ces fractions subiront d'autres traitements, puis seront mélangées pour donner de l'essence pour moteurs. A partir de ce distillat, on produit également de l'essence d'aviation (carburant d'un indice d'octane particulièrement élevé pour avions légers), ainsi que des essences spéciales pour l'industrie chimique.

1.4.3 Kérosène

Le kérosène ou pétrole lampant est plus lourd que l'essence, et son point d'ébullition est plus élevé (entre 165°C et 250°C). Par le passé, ce produit servait à l'éclairage (d'où son nom de pétrole lampant) et au chauffage, ce qui est encore le cas dans plusieurs pays en voie de développement. Aujourd'hui, le kérosène est avant tout un carburant d'aviation produit pour l'alimentation, dans le monde entier, des turboréacteurs et turbopropulseurs des avions de ligne.

1.4.4 Diesel

Le diesel, appelé gasoil en France, est le carburant par excellence des poids lourds, des autobus, des bateaux, des machines agricoles et de chantiers. Le carburant diesel se compose – comme le mazout – de chaînes d'hydrocarbures longues.

Lors de la distillation, son point d'ébullition se situe dans une plage moyenne de 250°C à 380°C. A la différence des voitures à essence, les diesels ont des moteurs à allumage par compression, le carburant diesel doit s'enflammer facilement pour que le moteur fonctionne de manière optimale. Cette aptitude à l'allumage est définie par l'indice de cétane. Comme l'essence, le diesel est désulfuré à la raffinerie dans la mesure du possible.

1.4.5 Lubrifiants

Les lubrifiants réduisent les frottements et l'usure des pièces mobiles des moteurs et des machines. Sans lubrifiant, pas de mouvement. Ces huiles spéciales doivent être très stables et supporter des températures extrêmement basses et élevées, ainsi que de fortes sollicitations. Les lubrifiants sont élaborés à partir d'huiles de base spéciales produites dans des raffineries. Ces huiles sont ensuite retraitées chimiquement puis mélangées à des substances, des additifs, afin d'en améliorer les propriétés.

Il existe différents types de lubrifiants tels que :

- Les huiles végétales : obtenues à partir du raffinement des végétaux.
- Les huiles minérales : obtenues à partir du raffinement du pétrole.
- Les huiles de synthèse : obtenues par réactions chimiques.
- Les graisses consistantes.
- Le graphite.

Les mélanges sont fabriqués à partir de mélange d'huile de base minéral issu d'un pétrole brut ou d'huiles synthétiques, ou des deux types d'huiles additionnées de produits chimiques divers, dont le rôle est d'améliorer les qualités des huiles de base quand elles sont exposées aux rudes conditions d'utilisation.

Conclusion

Les produits issus du raffinage de pétrole doivent répondre aux spécifications exigées dans le marché, c'est pourquoi chaque produit avant commercialisation subit certaines analyses dans le but de voir sa conformité et de déterminer ses caractéristiques physico-chimiques.

Chapitre 2 : Les propriétés physico-chimiques des hydrocarbures

Introduction

Le présent chapitre s'articule autour de la thématique des propriétés générales du pétrole brut et de ses fractions ainsi que les méthodes utilisées pour déterminer les propriétés. Comme on l'a énuméré précédemment, le pétrole brut est un mélange de milliers d'hydrocarbures différents, et se caractérise par plusieurs propriétés physiques et chimiques qui sont entre autres la masse moléculaire (150-300), la densité (0.7—0.9), l'indice de réfraction, la température de congélation, la viscosité, la tension de vapeur, le point d'écoulement, l'indice de cétane et le point d'éclair.

Alors la question qui se pose est : qu'est-ce qu'une propriété d'un corps? Et comment l'évalue-t-on ?

2.1 Définition d'une propriété

Par définition, la propriété d'un corps est le monopole propre, la caractéristique ou la spécification particulière d'un corps donné. Ainsi, à l'instar des autres corps, le pétrole a ses propriétés physico-chimiques qui le définissent, et toutes ses propriétés sont en fonction de sa nature telle que la densité par exemple, c'est-à-dire en fonction de la matière et de la teneur en hydrocarbure qu'il le constitue.

En effet, le pétrole brut se présente sous trois formes :

- Les hydrocarbures purs
- Les fractions pétrolières
- Les mélanges d'hydrocarbures purs ou des fractions pétrolières

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

2.2 Principales propriétés du pétrole et des coupes pétrolières

Les propriétés étudiées dans ce chapitre sont les propriétés sur lesquelles notre étude s'est basée, nous avons donné le mode opératoire suivi au niveau du laboratoire pour la détermination de chaque caractéristique.

2.2.1 Densité

Dans l'industrie pétrolière, on utilise la densité relative, comme étant le rapport du poids d'un certain volume d'échantillon à une température T au poids du même volume

d'eau à une température standard (voir la relation 2). Le choix de l'état standard à 4°C permet l'identification des chiffres qui mesurent la densité et la masse volumique. La densité se mesure à 15°C et à pour symbole d_4^{15} .

$$d_4^{15} = \frac{\text{Poids d'un volume de produit à } 15^\circ\text{C}}{\text{Poids du même volume d'eau à } 4^\circ\text{C}} \quad (2)$$

Dans les pays anglo-saxon, la mesure de la densité se rapporte à celle de la spécifique gravité par hydromètre, ou celle par pycnomètre. Il faut souligner l'inversion du sens des mots spécifique gravité et densité qui signifient respectivement densité et masse volumique [4][5].

La *specific gravity* est définie pour deux températures standard identiques, soit 60°F (environ 15°C) et a pour symbole *sp.gr* ou *sp.gr.60/60* ou encore *SG*. La relation suivante relie la *SG60/60* à la densité d_4^{15} :

$$d_4^{15} = 0,99904 \text{Sp. gr}60/60^\circ\text{F} \quad (3)$$

Un autre concept est utilisé également pour la mesure de la densité : le degré API, défini par l'American Petroleum Institut comme étant une fonction hyperbolique de la specific gravity donnée par la relation :

$$^\circ\text{API} = \frac{141,5}{\text{SpGr}\left(\frac{60^\circ\text{F}}{60}\right)} - 131,5 \quad (4)$$

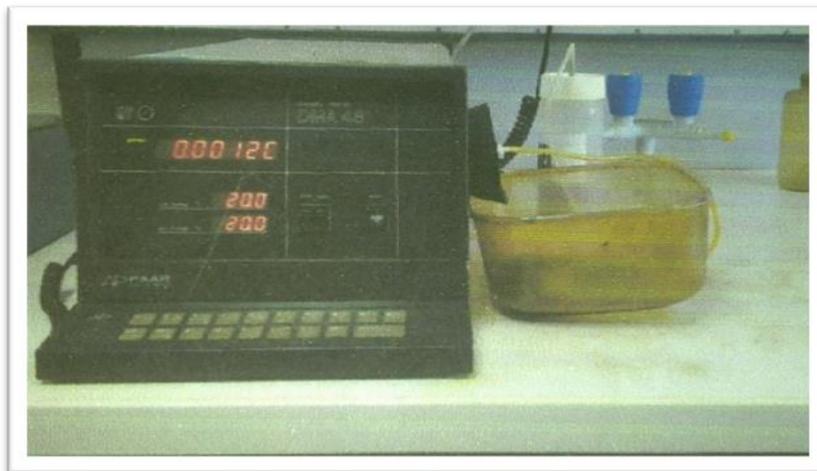


Figure 2.1 : Densimètre électronique.

Cette propriété est mesuré à l'aide de l'appareillage illustré dans sur la **Figure 2.2** appelé densimètre électronique à tube en U oscillant, il est composé de:

- Oscillateur mécanique en U.
- Un thermostat intégré, capable de régler la température de la cellule à $\pm 0.1^{\circ}\text{C}$.
- Une pompe à air incorporée.
- Une lampe.
- Une table de bord pour accéder aux paramètres de calibration et de mesures.
- Ecrans d'affichage de température et de densité.
- Une seringue en plastique hypodermique de 2ml pour l'injection de l'échantillon.

Nous utilisons lors de la manipulation les réactifs suivants :

- Eau stable ultra pure.
- Solvant de rinçage (l'essence).
- Solvant de séchage (Acétone).
- Silica-gel.

Une fois que la température se stabilise à 20°C , on procède selon la norme ASTM 4052-96 comme suit :

1. On allume l'éclairage de la cellule avant d'injecter le produit ;
2. S'il n'y a pas de bulles dans la cellule, on remplit le tube ;
3. On coupe l'éclairage, car la chaleur irradiée par l'éclairage affecte la température de la cellule ;
4. Dès que l'équilibre est atteint, on lit la valeur de la densité sur un afficheur électronique ;

Après chaque essai, il faut nettoyer la cellule en utilisant le solvant de rinçage (l'essence) et la sécher avec de l'acétone ; les traces d'air et d'humidité sont aspirées envers le silica-gel qui est placé à l'entrée de la cellule.

2.2.2 Masse moléculaire

C'est l'une des caractéristiques physico-chimiques essentielles du pétrole et de ses fractions. Le pétrole étant un mélange complexe d'hydrocarbures, la mesure de sa masse moléculaire donne une valeur moyenne en fonction de ses composants :

-Pour un corps purs ou mélange des corps purs, la masse moléculaire moyenne peut s'écrire :

$$M = \frac{\sum M_i x_i}{\sum x_i} \quad (5)$$

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

-Pour une fraction pétrolière, nous avons recours à des corrélations faisant intervenir des grandeurs physiques différentes telles que le Kuop, densité, température ; ainsi il est possible de déduire graphiquement la masse moléculaire, ou bien par une formule prédéfinie, telle que donnée par le scientifique russe Vinov [4].

$$M = f(d, T) \quad (6) \text{ voir Annexe A}$$

-Pour le mélange des fractions pétrolières : la masse moléculaire peut s'obtenir par la relation suivant :

$$M_{\text{mél}} = \frac{G_1}{(G_2/M_1)} + \frac{G_2}{(G_3/M_2)} + \dots + \frac{G_n}{(G_{n+1}/M_n)} \quad (7)$$

Avec G_i poids et M_i masse moléculaires du constituant i du mélange.

2.2.3 Tension de vapeur

La tension de vapeur mesure la tendance des molécules à s'échapper d'une phase liquide pour engendrer une phase vapeur en équilibre thermodynamique. Il existe de nombreux diagrammes représentant les courbes de tension de vapeur des hydrocarbures purs jusqu'à 8 ou 10 atomes de carbone dans la molécule. Ces diagrammes sont utilisés pour tous les problèmes concernant les hydrocarbures légers en occurrence l'essence, exigeant une bonne précision par la TVR, tension de vapeur Reid, qui est une caractéristique essentielle de l'essence [4]. Comme le montre la figure **figure 2.3** l'appareil de mesure de la TVR des pétroles bruts et des produits pétroliers volatils non visqueux, pour lesquels cette caractéristique est inférieure à 200 mbar comprend :

- Une bombe Reid
- Un bain d'eau thermostatique avec une capacité de 40 litre.
- Un dispositif d'agitation
- Un écran d'affichage de température.

La réalisation de l'essai se fait en suivant la norme ASTM D323 en suivant les étapes suivantes :

1. On stabilise le bain d'eau à la température requise qui est de 37,8°C ;
2. On remplit la bombe avec l'échantillon et la plonger dans le bain ;
3. L'ensemble est agité convenablement, ainsi le capteur de pression donne une indication de pression qui se stabilise lorsque l'équilibre est atteint. Cette valeur limite de la pression mesure la tension de vapeur Reid de l'essence, que l'on exprime en g/cm², kPa ou en psi.

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



Figure 2.4 : Dispositif de mesure de la pression de vapeur REID

Les spécifications de la tension de vapeur Reid imposent un maximum à ne pas dépasser 800 g/cm³ en hiver et 650 g/cm³ en été. Les éléments volatils favorisent le démarrage à froid en hiver mais risquent de provoquer le givrage du carburateur pendant la mise en température du moteur, par suite de l'humidité atmosphérique. On remédie à cet inconvénient en limitant la TVR et en ajoutant des additifs antigivres à l'essence. De même en été, une trop forte proportion d'hydrocarbures légers peut provoquer l'arrêt du moteur par formation d'un bouchon de vapeur ou *vapor lock* [4].

La pression de vapeur vraie *TVP* est aussi une mesure commune de la volatilité des carburants issus du distillat du pétrole. Elle est définie comme la pression partielle d'équilibre exercée par un liquide organique volatile en fonction de la température telle que déterminée par la méthode d'essai ASTM D 2879.

La pression de vapeur vraie TVP à $100\text{ }^{\circ}\text{F}$ diffère légèrement de la pression de vapeur Reid RVP (définie aussi à $100\text{ }^{\circ}\text{F}$), car elle exclut les gaz dissous comme l'air.

2.2.4 Point d'éclair

Le point d'éclair est la température à laquelle les vapeurs du produit pétrolier forment avec l'air sur la surface du liquide, un mélange qui s'enflamme en présence d'une flamme. Son essai consiste à chauffer dans un creuset ouvert ou fermé à vitesse déterminée un échantillon du produit jusqu'à ce qu'une quantité suffisante d'éléments volatils soit vaporisée et puisse être enflammé par une petite flamme que l'on déplace au-dessous du creuset. Dès qu'une légère explosion se produit, on note la température du produit, qui correspond au point d'éclair ou ce qu'on appelle en anglais *flash point*. Si l'on continue à chauffer, on obtient une flamme stable. La température correspondante est le point d'inflammabilité [5].

Pour sa mesure plusieurs appareils existent selon leurs conditions d'application, l'un de ces appareils est celui schématisé dans **figure 2.5** suivante:

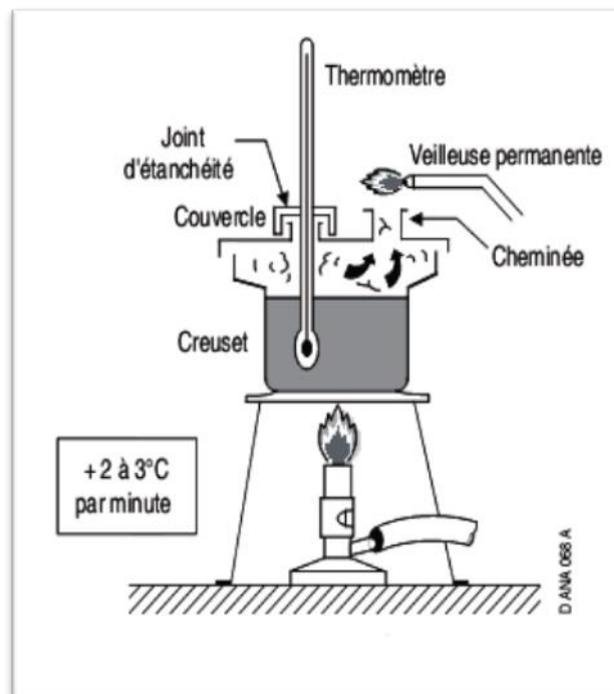


Figure 2.6 : Dispositif de mesure du point d'éclair [7]

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

2.2.5 Viscosité

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

- pertes de charge dans les tuyauteries
- écoulement dans les vannes, les soupapes et tous les types de restrictions
- pompage
- filtration / décantation

La viscosité est d'autant plus grande que la résistance à l'écoulement est élevée et, en raison des différentes méthodes de mesure utilisées pour la déterminer, on distingue deux types de viscosité : la viscosité dynamique et la viscosité cinématique.

2.2.5.1 Viscosité

La viscosité dynamique notée μ , appelée encore viscosité absolue, c'est l'effet de la traduction des interactions moléculaires au sein d'un fluide en mouvement. La viscosité dynamique est exprimée en poises (P) ou en centpoises (cP), et dans le système international SI en pascal-seconde (Pa.s). En pratique, la correspondance entre les 2 systèmes d'unités est simple puisque le centpoise correspond exactement à la milli pascal seconde (mPa.s)

$$1 \text{ cP} = 1 \text{ mPa.s} = 0,001 \text{ Pa.s}$$

Le tableau suivant donne quelques valeurs de viscosité dynamique de fluides usuels :

Tableau 2.1: Quelques valeurs de viscosité dynamique des produits usuels

Constituants	Viscosité dynamique à 20°C (cP ou mPa.s)
Liquides:	
éther	0.24
n-octane	0.55
Eau	1.0
Mercure	1.6
Kérosène	2.5
Éthylène glycol	20
Acide sulfurique pur	23
Huiles	150
Gaz :	
vapeur d'eau	0.010
Air	0.019

La viscosité dynamique μ des liquides peut être mesurée par exemple à l'aide de viscosimètres rotatifs dont le principe de fonctionnement repose sur la mesure du couple résistant lié à la mise en rotation d'un mobile tournant au sein de l'échantillon à analyser [4].

2.2.5.2 Viscosité cinématique

La viscosité cinématique notée ν , c'est le rapport de la viscosité dynamique par la masse volumique d'un fluide. D'utilisation courante pour les liquides, elle prend en compte la masse volumique ρ du fluide à la même température. Cette dernière intervient chaque fois que l'on détermine une viscosité en mesurant un temps d'écoulement sous charge, c'est-à-dire le temps mis par un liquide pour s'écouler à travers un orifice sous l'action de son propre poids.

On conçoit en effet que le temps obtenu dépend non seulement de la viscosité propre du liquide mais aussi de sa densité.

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

$$\text{Viscosité} = \frac{\text{viscosité dynamique}}{\text{masse volumique}} \quad (8)$$

Exprimée en stokes (St) et en centistokes (cSt), la viscosité cinématique dans le système international *SI* doit être mesurée en mètres carré par seconde (m^2/s). La correspondance avec les autres unités est la suivante :

$$1 \text{ St} = 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$1 \text{ cSt} = 0,01 \text{St} = 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s} = 1 \text{ mm}^2/\text{s}$$

Méthode d'essais :

La norme suivie lors de la détermination de la viscosité cinématique au niveau du laboratoire est l'ASTM D455, on procède comme suit :

1. On charge le viscosimètre avec le liquide jusqu'au trait de remplissage et on bouche l'une des couvertures du viscosimètre.
2. Une fois la température du bain est stabilisée, on introduit le viscosimètre.
3. Une fois l'équilibre est atteint, c'est-à-dire que la température du liquide qui se trouve dans le viscosimètre a atteint la température du bain, on enlève le bouchon et on laisse le fluide s'écouler jusqu'au premier trait de repère.
4. Quand le liquide atteint ce trait, on enclenche le chronomètre pour mesurer le temps d'écoulement du liquide à travers le premier bulbe.
5. On arrête le chronomètre et l'on enclenche un autre simultanément, une fois que le liquide arrive au second bulbe on mesure le temps qui a été mis pour le traverser.

A partir de ces résultats on calcule la viscosité cinématique telle que :

$$\nu = (C1 * T1 + C2 * T2)/2 \quad (9)$$

Où C1 et C2 sont respectivement les constantes du bulbe 1 et 2 du viscosimètre.

T1 : le temps de passage à travers le premier bulbe.

T2 : le temps de passage à travers le deuxième bulbe.

Le dispositif de mesure utilisé au niveau du laboratoire est schématisé dans la figure suivante :



Figure 2.7 : Dispositif de mesure de la viscosité cinématique.

2.2.6 L'indice de réfraction

La réfractométrie est une méthode d'analyse très répandue dans le domaine scientifique se basant essentiellement sur la détermination de l'indice de réfraction de la substance mise en jeu.

La réfraction est régie par la loi de Descartes :

$$\frac{n_1}{n_2} = \frac{\sin i_1}{\sin i_2} \quad (10)$$

L'indice de réfraction est une propriété caractéristique d'un milieu transparent donné. Il ne dépend que de la température T et de la longueur d'onde de la raie incidente.

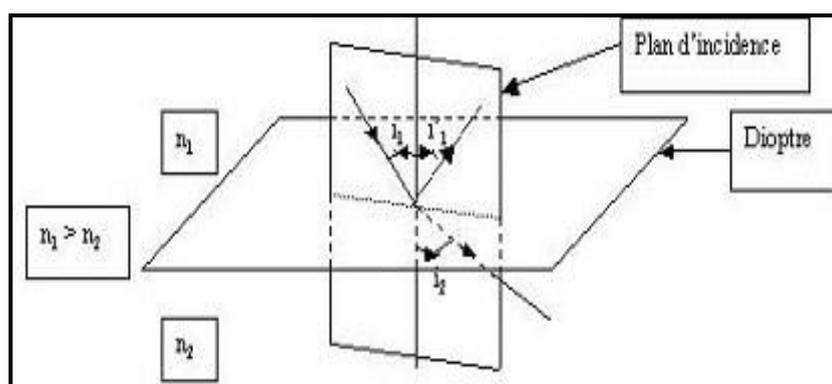


Figure 2.8 : Principe du phénomène de réfraction [7].

Généralement, la mesure est faite à 20°C. L'effet de la température est pris en compte par la formule suivante :

$$n_T = n_{20} + 4.10^{-4} * (20 - T) \quad (11)$$

Où T est la température à la détermination expérimentale de l'indice de réfraction.

Pour le corps pur, l'indice de réfraction est d'autant plus petit que la teneur relative en hydrogène de l'hydrocarbure est plus élevée.

Les aromatiques et les oléfines possèdent l'indice de réfraction maximal, les alcanes ont l'indice minimal. Par exemple : n_{20} (hexane) = 1,3750 ; n_{20} (cyclohexane) = 1,4262 ; n_{20} (benzène) = 1,5012.

Dans les séries analogues, l'indice de réfraction augmente avec la taille de la chaîne. L'indice de réfraction est une propriété physique que l'on peut facilement déterminer au laboratoire à l'aide d'un réfractomètre, comme il est illustré dans la figure suivante :



Figure 2.9 : Réfractomètre.

On introduit sur le prisme du réfractomètre au moyen d'une seringue quelques gouttes de l'échantillon, puis on note directement la valeur de l'indice de réfraction qui s'affiche sur l'écran, cette méthode suit la norme ASTM D974-64.

2.2.7 L'indice de cétane

L'indice de cétane évalue la capacité d'un carburant à s'enflammer sur une échelle de 0 à 100. Il est particulièrement important pour les moteurs Diesel où le carburant doit s'auto-enflammer sous l'effet de la compression. Un carburant à haut indice de cétane est caractérisé par sa facilité à s'auto-allumer.

L'indice de cétane est au moteur Diesel ce que l'indice d'octane est au moteur à essence. Toutefois, ils décrivent des qualités de carburant radicalement opposées, adaptées au type de moteur. Si le premier décrit une capacité d'auto-inflammation recherchée par le moteur Diesel, le second décrit une capacité de résistance à la détonation recherchée par le moteur à essence [8].

L'appareil de mesure schématisé dans la **figure 2.10** comprend :

- Un compartiment filtre.
- Un compartiment pour échantillon à analyser ou solvant nettoyé.
- Un compartiment de refoulement de l'échantillon après analyse (échantillon ayant déjà passé par le filtre).
- Des flacons de différentes tailles, larges et petits.
- Flexible longs et courts.
- Couvercles munis de deux ouvertures.

Méthode d'essais :

1. Placer le flexible court en plastique en le vissant ;
2. Visser le petit flacon contenant l'échantillon ;
3. Vérifier que l'interrupteur est en position OPERATE ;
4. Allumer l'appareil, attendre que l'appareil se stabilise (durée de stabilisation est fixée à 30 minutes) ;
5. Une fois la durée de stabilisation est écoulée, l'appareil commence à analyser l'échantillon, et ainsi la valeur de l'indice de cétane s'affichera.



Figure 2.11 Appareil de mesure de l'indice de cétane

La prédiction des propriétés physico-chimiques au moyen du logiciel HYSYS fait appel à des données expérimentales issues de la distribution TBP du brut.

Que savons-nous sur la distillation TBP ?

2.3 Distillation

La distillation fractionnée permet de séparer les constituants d'un mélange d'hydrocarbures de propriétés suffisamment voisines. C'est un procédé de séparation qui utilise la différence des points d'ébullition entre des produits qui se trouvent mélangés. La distillation peut être réalisée à pression atmosphérique, ou sous vide (quelques dizaines de millimètres de mercure), pour séparer des hydrocarbures lourds entre eux.

A tout moment les vapeurs qui s'échappent sont des mélanges de produits, les premières fractions ont une concentration plus importante en produits volatils que le mélange de départ, et les dernières fractions auront une concentration en produits lourds plus grande que le mélange initial. Selon la précision de la composition et des propriétés exigées, nous

distinguons différents types de distillations utilisées dans la science et la technologie du pétrole.

I-4-2 Distillation TBP de pétrole brut:

L'industrie pétrolière nécessite quotidiennement des analyses à l'échelle de laboratoire, dont l'objectif final est celui du respect des spécifications et des normes du marché international; parmi ces analyses de routine, il y a la distillation TBP dont le dispositif est schématisé dans la **figure 2.12** qui est une analyse d'évaluation des pétroles pour définir les éventuels schémas de valorisation.

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

Le but de la distillation TBP est d'obtenir les courbes des températures d'ébullition des produits en fonction du pourcentage distillé cumulé exprimé en poids ou plus fréquemment en volume.



Figure 2.13 : Dispositif de la distillation TBP

Les résultats que nous avons utilisés dans notre partie de calcul ont été obtenus à partir de la distillation qui suit la norme ASTM D2892, Il est à noter que l'échantillon est conservé dans le congélateur pendant deux heures afin d'éviter toute évaporation de la fraction C5-. L'appareillage utilisé pour ce type de distillation est le suivant :

- Des ballons avec rodage de capacité de 2 à 4 litres.
- Des chauffes ballons.
- Une sonde réfrigérante.
- Un rhéostat.
- Une colonne de fractionnement à garniture, à particule ou à plateaux réels.
- Un séparateur (en tête de colonne).
- Un piège pour les C5- refroidie à -60°C en utilisant de la neige carbonique mélangée à l'acétone.
- Un collecteur de fraction (réfrigérant).
- Des éprouvettes de 100 cm^3 , 200 cm^3 et 500 cm^3 .
- L'éthanol qui alimente la sonde réfrigérante (refroidisseur).
- Un thermomètre digital de précision de $0,001^{\circ}\text{C}$.

Avant de commencer la distillation, il est nécessaire de passer par les étapes suivantes :

1. On mesure la densité de notre échantillon, puis on pèse la masse de l'échantillon qui servira comme charge pour la distillation
2. On fait circuler le liquide de réfrigération à -20°C , puis on commence à faire chauffer l'échantillon à l'aide du rhéostat, on maintient un taux de reflux de 5

Les premières vapeurs vont commencer à monter, ce sont les C5-, dès qu'elles atteignent la tête de colonne, la température chute jusqu'à 0°C , lorsque cette dernière atteint la valeur 15°C , les vapeurs C5- sont piégées et liquéfiées puis envoyées au service de chromatographie en phase gazeuse afin de déterminer sa composition.

La température 15°C est appelé le point initial, c'est la température à partir de laquelle la coupe essence légère est récupérée, le recueil de cette coupe s'arrête une fois qu'on arrive à une température de 80°C , le reste des coupes sont récupérés aux températures suivantes :

- De 80°C à 165°C , c'est la coupe essence légère qui est récupérée.
- De 165°C à 250°C , c'est la coupe kérosène qui est récupérée.
- De 250°C à 320°C , c'est la coupe gasoil léger qui est récupérée.
- De 320°C à 380°C , c'est la coupe gasoil lourd qui est récupérée.

Le bilan des coupes étroites donne pour chaque intervalle étroit de température le pourcentage volumique distillé, le volume cumulé ainsi que la densité.

Conclusion

D'une manière générale, une propriété, c'est la caractéristique spécifique d'un corps, c'est l'identité que dispose ce corps pour se différencier des autres, cette propriété peut être physique ou chimique, et son évaluation n'est pas du tout simple surtout quand il s'agit d'un produit complexe tels que le pétroles et les coupes pétrolières issues de la distillation du brut.

Donc comment les propriétés sont-elles prédites ?

Chapitre 3 : Procédure de simulation

Introduction

La détermination des propriétés physico-chimique des hydrocarbures et leurs mélanges, fait appel à des techniques expérimentales. Cependant, la plupart de ces mesures exigent un temps de manipulation plus ou moins long et surtout un coût onéreux des équipements requis.

A cet effet ces techniques sont souvent remplacées par des méthodes prédictives pour estimer rapidement ces paramètres et au moindre coût. Par conséquent, cette partie de notre étude est engagée dans cette voie et ce afin de mieux caractériser les produits issus des pétroles bruts Algériens.

Dans ce chapitre nous allons décrire la procédure suivie pour déterminer certaines propriétés physico-chimiques au moyen du logiciel de simulation « Hysys ».

3.1 Classifications des échantillons de pétroles

La prédiction des propriétés physique a été appliquée pour 9 échantillons de pétroles moyens de régions diverses du Sud Algérien avec des densités voisines.

Dans le tableau suivant nous allons caractériser chaque pétrole par sa densité déterminée expérimentalement au laboratoire et son facteur de caractérisation de Watson KUOP.

Tableau 3.1: Classification des échantillons.

<i>Echantillon de pétrole</i>	<i>Densité à 15°C</i>	<i>Kuop</i>
<i>Echantillon 1</i>	0.8114	12.18
<i>Echantillon 2</i>	0.7966	12.05
<i>Echantillon 3</i>	0.8015	12
<i>Echantillon 4</i>	0.7871	12.1
<i>Echantillon 5</i>	0.7980	12.05
<i>Echantillon 6</i>	0.8127	12.15
<i>Echantillon 7</i>	0.8104	12.10
<i>Echantillon 8</i>	0.8112	12.25
<i>Echantillon 9</i>	0.7991	12.62

3.2 Procédure suivie pour la simulation des propriétés physico-chimiques à partir des données expérimentales de la distillation TBP

Cette méthode de calcul permet de déterminer les propriétés pétrolières, elle s'appuie intégralement sur la distribution de la distillation TBP d'un pétrole brut, par le biais de ces distributions, les propriétés sont calculées.

III.2.1 Les étapes à suivre pour la prédiction des propriétés :

Dans ce qui suit nous allons montrer les étapes suivies pour simuler les caractéristiques physico-chimiques au moyen du logiciel HYSYS ;

- **Démarrage du logiciel :**
- **Accès à l'espace de travail et choix du model thermodynamique :**

Dans une première étape on clique sur *components* puis *Add* afin d'introduire la composition de la phase légère de C1 à C5 (**voir annexe B**), comme il est montré sur la figure suivante :

Une fois qu'on introduit la composition, on doit choisir le modèle thermodynamique qu'on appelle *Fluid Pkgs* par un simple clic sur l'icône *Fluid Pkgs*, y a une fenêtre qui s'ouvre, dans laquelle on y trouve l'icône *Add* qui nous permet de préciser notre choix sur le model désiré, en raffinement le model thermodynamique le plus utilisé est celui de Peng-Robinson, ainsi dans ce travail, on a choisi le modèle de *Peng-Robinson*.

• Spécification du domaine de travail

Après avoir choisi le modèle thermodynamique, il est nécessaire de préciser le domaine du travail, ainsi on passe à *oil environnement* qui se trouve juste en haut de la page avec une icône en forme de baril, dans cette page on nous exige d'introduire un certain nombre de données telles que le % vol (pourcentage volumique) et la densité et leurs température correspondante, et aussi on nous demande de choisir le types de la distillation désirée ASTM ou TBP ainsi que certaines propriétés telle que la densité du brut, le facteur de caractérisation UOP, on introduit aussi la composition des légers C5- qu'on appellera light ends (voir annexe B).

Le type de distillation que nous avons choisi pour notre étude est la distillation TBP, les données relatives à chaque échantillon sont mentionnées dans l'annexe B.

- **Insertion des données**

L'icône *essay* nous permet d'introduire les données nécessaires à la simulation tel qu'il est présenté dans le schéma suivant :

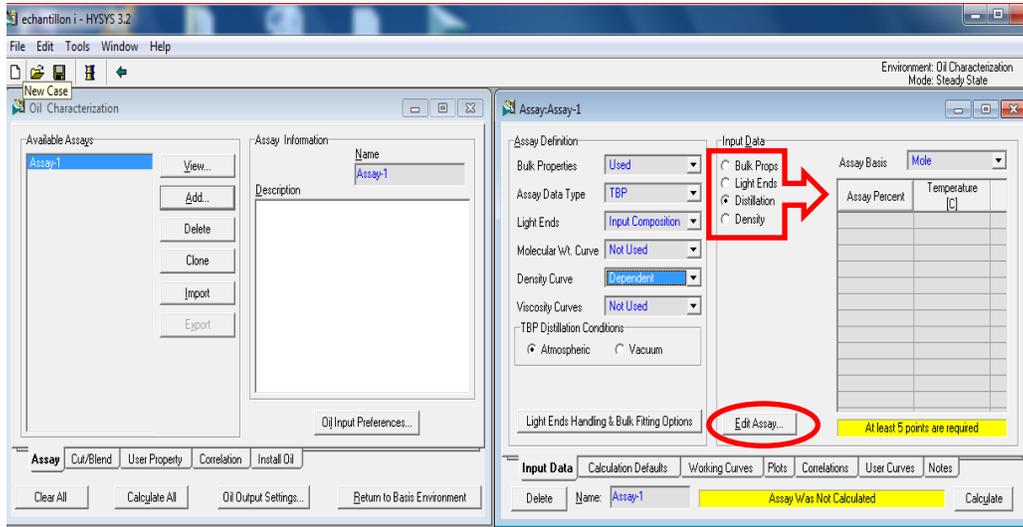


Figure 3.1 : Introduction des caractéristiques générales du pétrole brut

Voici un exemple où nous illustrons sur la **figure 3.7** comment se fait l'introduction des données de la distillation TBP:

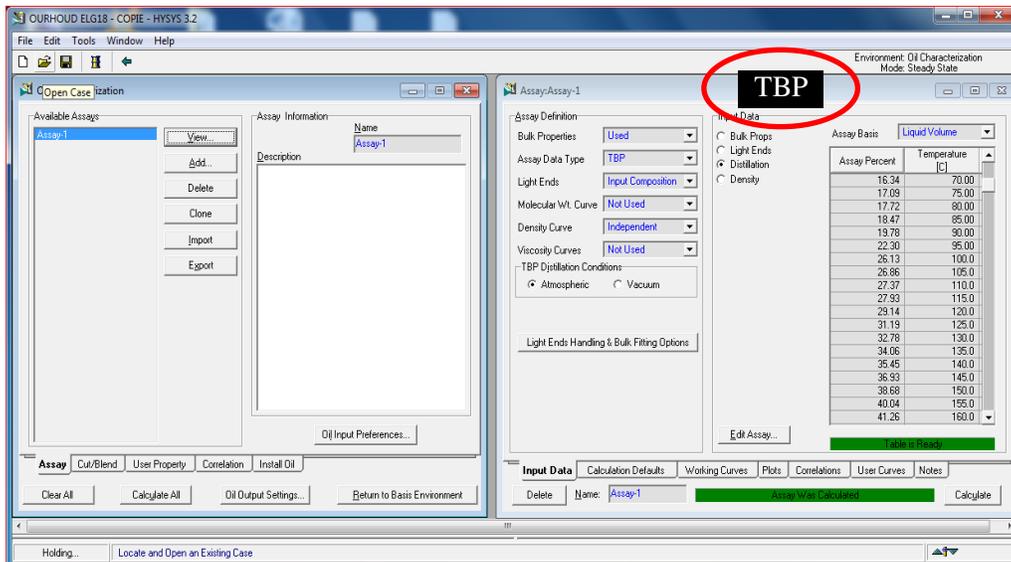


Figure 3.2 : Introduction des caractéristiques générales du pétrole brut

Une fois que les données nécessaires sont saisies on passe à l'icône *cut/blend* qui se trouve juste à côté de l'icône *essay* où nous pourrions visualiser les différentes courbes des propriétés physiques, comme le montre la figure ci-dessous.

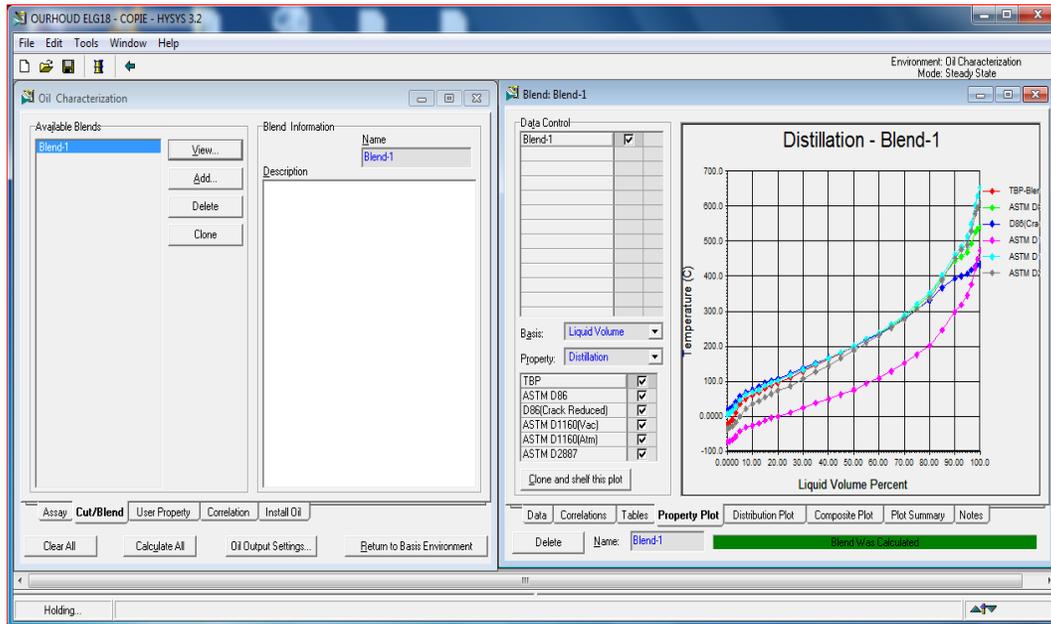


Figure 3.3 : L'allure de la courbe de distillation insérée

On utilise component splitter qui se trouve en bas de la palette et ce pour pouvoir vérifier le bilan de matière du découpage, ce dernier est choisi tel que le découpage expérimental est fait au niveau de la division laboratoire (voir annexe C).

Afin que nous puissions plus tard simuler les propriétés physico-chimiques et les comparées aux valeurs trouvées expérimentalement, le découpage de l'échantillon de pétrole brut est fait selon le schéma suivant :

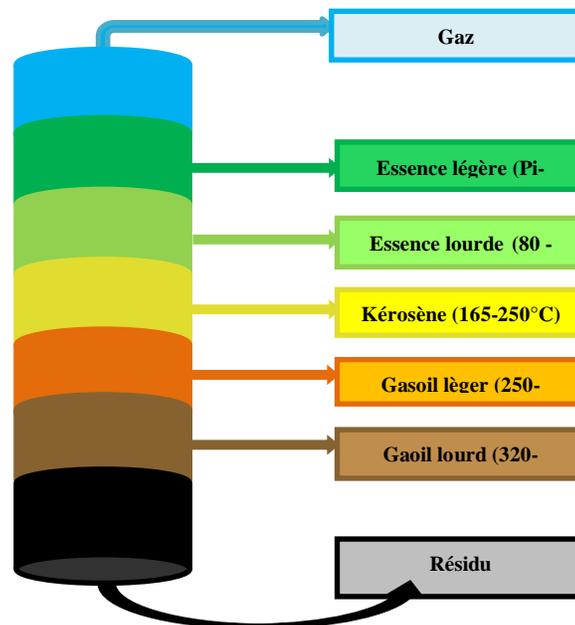


Figure 3.4 : Découpage de distillation inséré

En ce qui concerne le reste des propriétés physico-chimiques notamment la tension de vapeur REID, l'indice de réfraction, la viscosité à 37.8°C, le point d'éclair et l'indice de cétane seront déterminées dans les onglets *utilities* puis *attachement* qui s'afficheront en double cliquant sur la flèche de chaque soutirage,

Conclusion

Ci-dessus, nous avons donné une méthode brève et explicative de la procédure à suivre pour la détermination des propriétés désirées. Les résultats des caractéristiques simulées seront portées dans le chapitre suivant.

Chapitre 4 : Résultats et discussion

Introduction

Nous avons décrit dans le chapitre précédent la méthodologie adoptée menant à la simulation des propriétés physico-chimiques des coupes pétrolières, de la coupe essence légère à la coupe gasoil lourd en considérant le même découpage pour l'ensemble des pétroles bruts.

L'objet de ce chapitre est de mener une étude comparative entre les résultats obtenus par simulation et ceux obtenus expérimentalement, contribuer à établir des modèles qui décrivent l'évolution des caractéristiques physico-chimiques en fonction de la densité en se basant sur les données expérimentales, et de voir par la suite leur applicabilité pour pouvoir tirer d'éventuelles conclusions.

Il est à noter que l'échantillon 1 n'a pas été étudié car les données expérimentales relatives aux coupes pétrolières que nous avons, ne correspondent pas au même découpage des restes des échantillons.

4.1 Résultats de la simulation pour les différentes coupes pétrolière des deux catégories

Les échantillons de pétroles qui ont fait l'objet de notre étude ont été classés selon deux catégories, *la catégorie A*, correspondant aux pétroles bruts ayant une densité qui varie entre 0.7871 et 0.7991, et *la catégorie B*, qui comprend les échantillons de pétrole dont la densité varie entre 0.8015 à 0.8127, donc la catégorie A comprend les échantillons 2, 4, 5, 9 ; le reste des échantillons constituent la catégorie B.

Dans le but de mener une étude comparative entre les valeurs prédites et les valeurs expérimentales, nous avons porté l'ensemble des résultats trouvés dans des graphiques.

L'examen des courbes suivantes montre que la simulation des propriétés physico-chimiques avec le HYSYS n'est que partiellement satisfaisante.

La simulation de l'indice de réfraction de la totalité des coupes a donné des résultats satisfaisants, et l'écart enregistré entre les valeurs prédites et expérimentales est relativement faible, ceci nous permet de déduire que la prédiction de cette dernière propriété au moyen du HYSYS est acceptable.

Par contre la prédiction de la tension de vapeur Reid au moyen du même logiciel a donné des résultats très en deçà par rapport aux résultats expérimentaux comme nous pouvons le constater sur les figures IV 1, 3, 5, 17, 19, 21. Ceci pourrait être dû à une limitation du logiciel qui n'aurait pas pris en considération une partie de la fraction légère non négligeable, en d'autre terme le logiciel n'aurait pas considéré la composition réelle lors du calcul de la propriété en question, **ou bien au manque de données expérimentales à introduire comme input au logiciel.**

Les figures IV 11, 8, 23, montrent que la simulation de la viscosité des coupes, notamment le kérosène et gasoil a donné des valeurs comparables aux résultats expérimentaux, sauf pour le cas du gasoil lourd de la catégorie A (figure IV-14) et le gasoil total de la catégorie B (figure IV-26) où l'écart enregistré entre les valeurs prédites et expérimentales reste remarquable.

Nous pouvons constater en analysant soigneusement les figures IV-9 et IV-24 donnant le résultat de la simulation du point d'éclair pour la coupe kérosène, que la prédiction de cette propriété est meilleure dans le cas de la coupe kérosène de la catégorie A. L'examen de la deuxième courbe a révélé une différence entre les valeurs simulées et expérimentales qui s'avère non négligeable pour certaines valeurs.

Pour la dernière propriété étudiée qui est l'indice de cétane, les résultats de la simulation montrés sur les figures IV 12, 15, 26, montrent que la prédiction donne des valeurs comparables aux résultats expérimentaux.

Tableau 4.1 : Résultats de la simulation pour la coupe essence légère de la catégorie -A-

<i>Propriétés</i>	<i>Densité</i>		<i>TVR (kPa)</i>		<i>Indice de réfraction</i>	
	<i>Simulé</i>	<i>Expérimental</i>	<i>Simulé</i>	<i>Expérimental</i>	<i>Simulé</i>	<i>Expérimental</i>
<i>Echantillon 2</i>	0,6721	0,6657	61,23	94,4	1,3754	1,3748
<i>Echantillon 4</i>	0,6598	0,6568	55,71	109,3	1,3712	1,3732
<i>Echantillon 5</i>	0,6624	0,667	53,22	86,8	1,3714	1,3751
<i>Echantillon 9</i>	0,685	0,661	56	80,2	1,3815	1,378

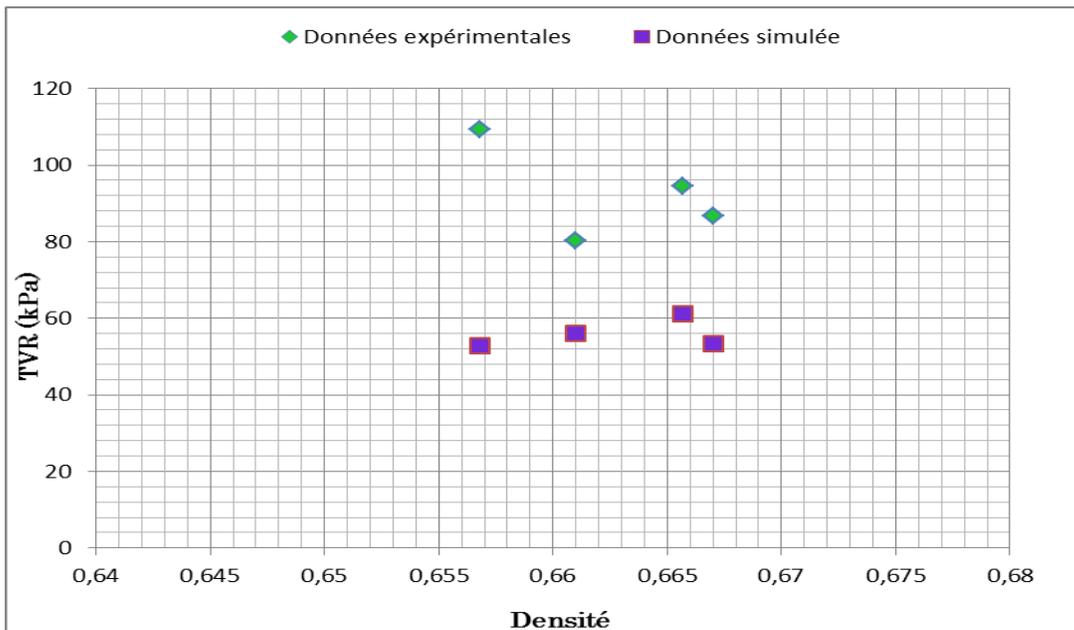


Figure 4.1 : Simulation de la tension de vapeur Reid pour l'essence légère de la catégorie A

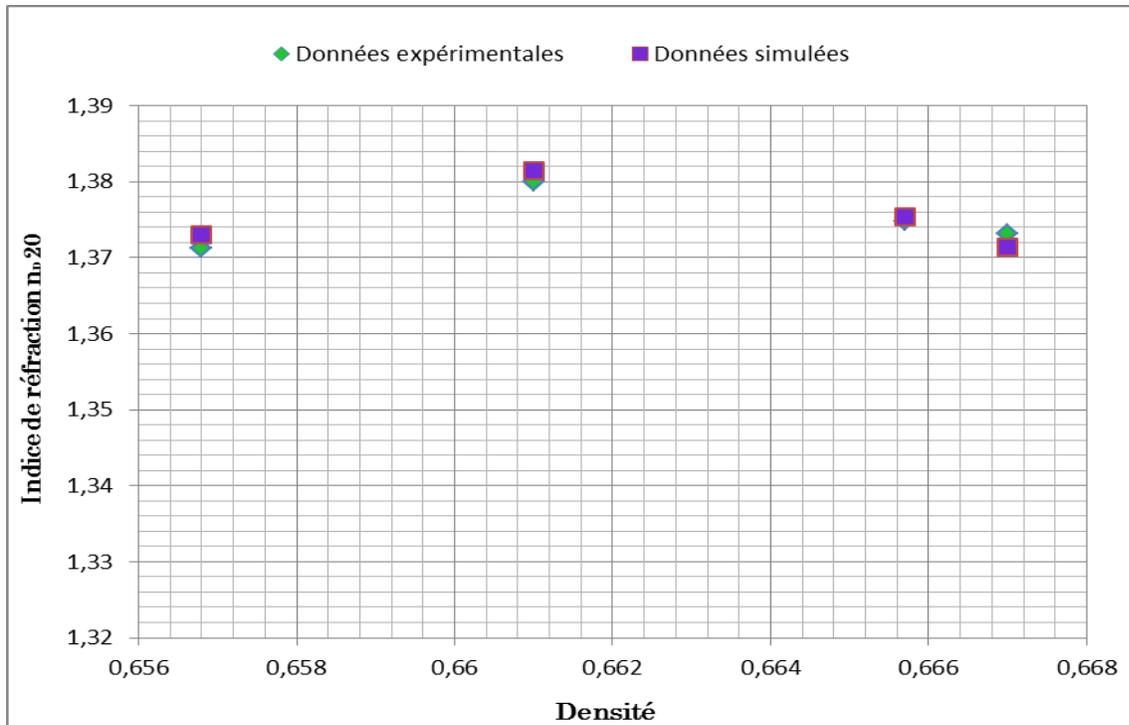


Figure 4.2 : Simulation de l'indice de réfraction pour l'essence légère de la catégorie A

Tableau 4.2 : Résultats de la simulation pour la coupe essence lourde de la catégorie -A-

<i>Propriétés</i>	<i>Densité</i>		<i>TVR (kPa)</i>		<i>Indice de réfraction</i>	
	<i>Simulé</i>	<i>Expérimental</i>	<i>Simulé</i>	<i>Expérimental</i>	<i>Simulé</i>	<i>Expérimental</i>
<i>Echantillon 2</i>	0,7513	0,7404	6,87	18,3	1,4135	1,4128
<i>Echantillon 4</i>	0,7512	0,7371	7,4	15	1,4145	1,4123
<i>Echantillon 5</i>	0,7441	0,7398	7,97	18,5	1,4139	1,4134
<i>Echantillon 9</i>	0,7314	0,7322	8,9	19,2	1,4074	1,41

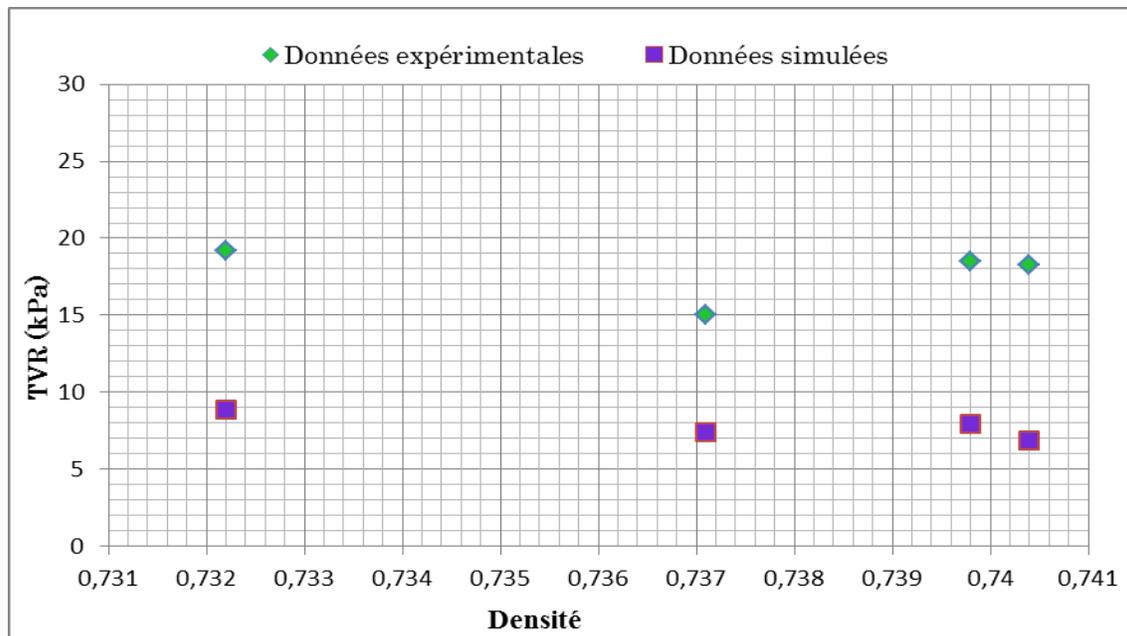


Figure 4.3 : Simulation de la tension de vapeur Reid pour la coupe essence lourde de la catégorie A

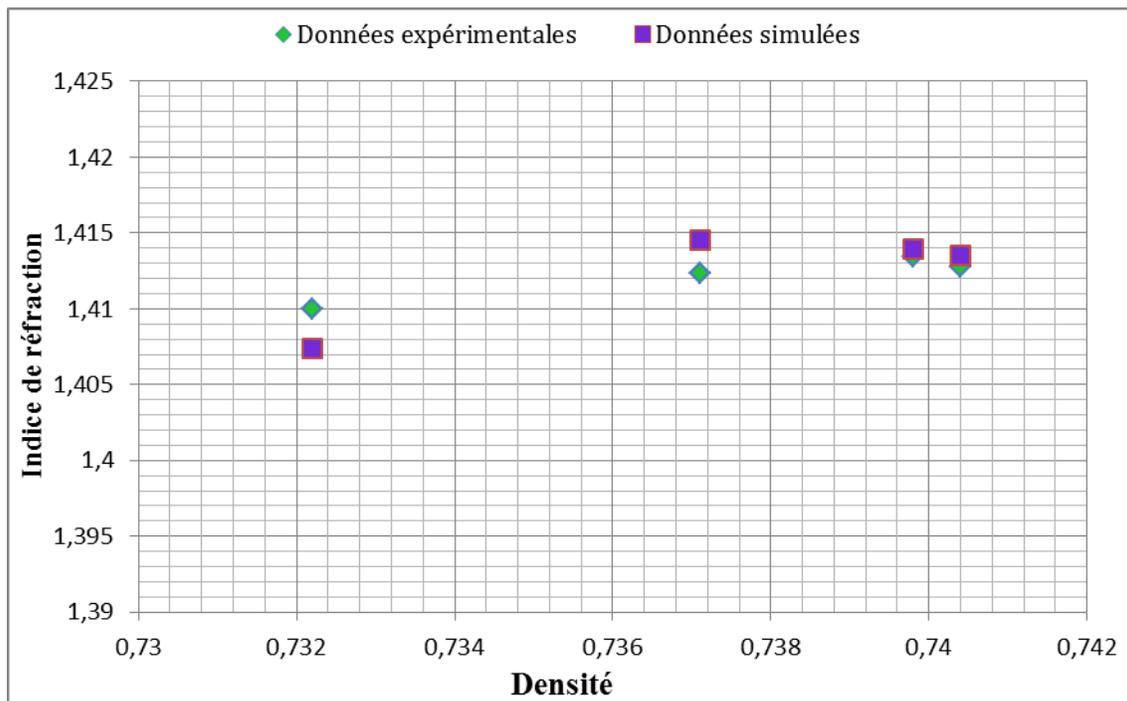
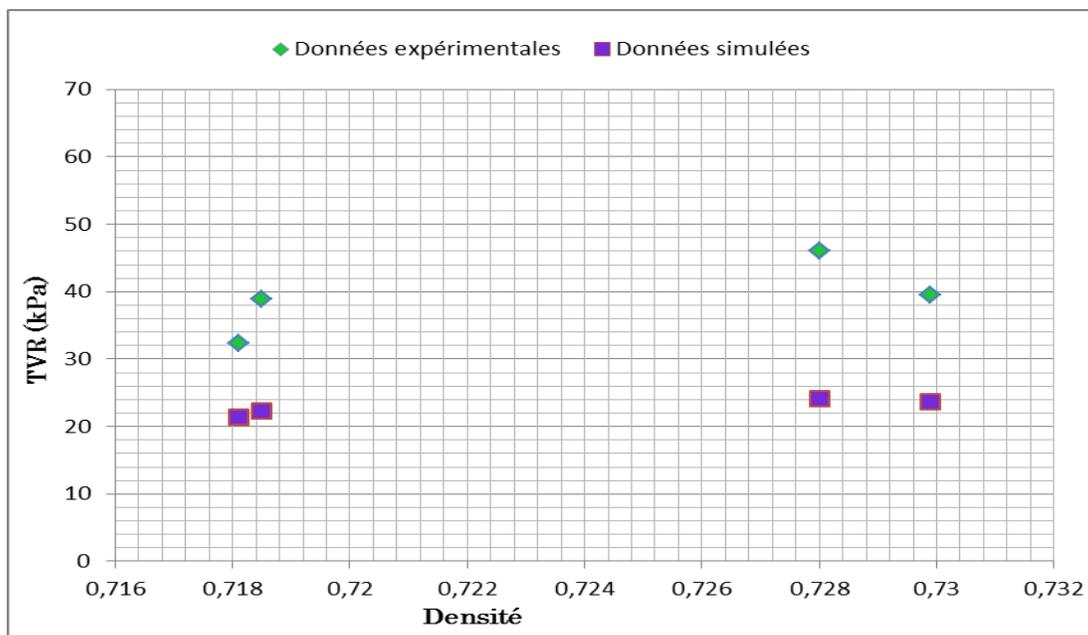


Figure 4.4 : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe essence lourde de la catégorie A

Tableau 4.3 : Résultats de la simulation pour la coupe essence totale de la catégorie -A-

<i>Propriétés</i>	<i>Densité</i>		<i>TVR (kPa)</i>		<i>Indice de réfraction</i>	
	<i>Simulé</i>	<i>Expérimental</i>	<i>Simulé</i>	<i>Expérimental</i>	<i>Simulé</i>	<i>Expérimental</i>
<i>Echantillon 2</i>	0,7133	0,7185	22,35	38,9	1,4061	1,4022
<i>Echantillon 4</i>	0,7256	0,7299	23,7	39,5	1,4035	1,402
<i>Echantillon 5</i>	0,7273	0,728	24,174	46	1,4046	1,408
<i>Echantillon 9</i>	0,7247	0,7181	21,468	32,3	1,4032	1,4062

**Figure 4.5** : Simulation de la tension de vapeur Reid pour la coupe essence totale de la catégorie A

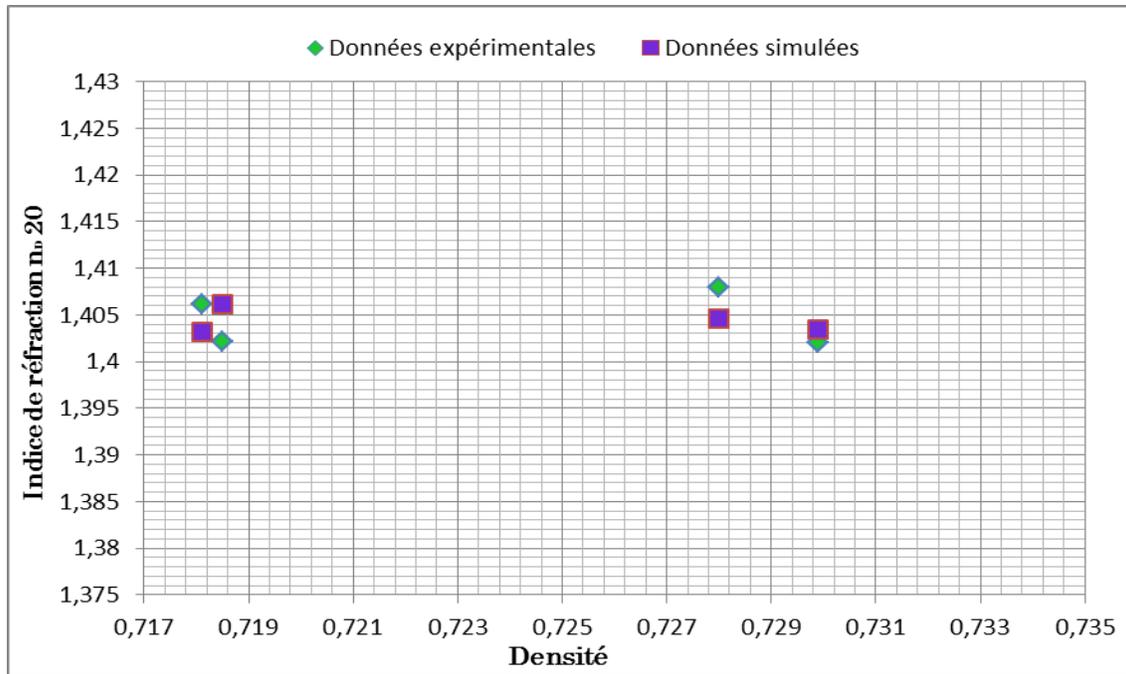


Figure 4.6 : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe essence totale de la catégorie A

Tableau 4.4 : Résultats de la simulation pour la coupe kérosène de la catégorie -A-

Propriétés	Densité		Indice de réfraction		Viscosité (cSt)		Point d'éclair (°C)	
	Simulé	Exp.	Simulé	Exp.	Simulé	Exp.	Simulé	Exp.
Echantillon 2	0,8088	0,8004	1,45	1,446	1,1	1,373	63,5	60,2
Echantillon 4	0,8074	0,7937	1,4437	1,4425	1,1	1,302	62,78	57,8
Echantillon 5	0,7975	0,7978	1,4446	1,444	1,083	1,3	54,2	51,8
Echantillon 9	0,78	0,7868	1,4398	1,4409	1,03	1,237	63,39	56

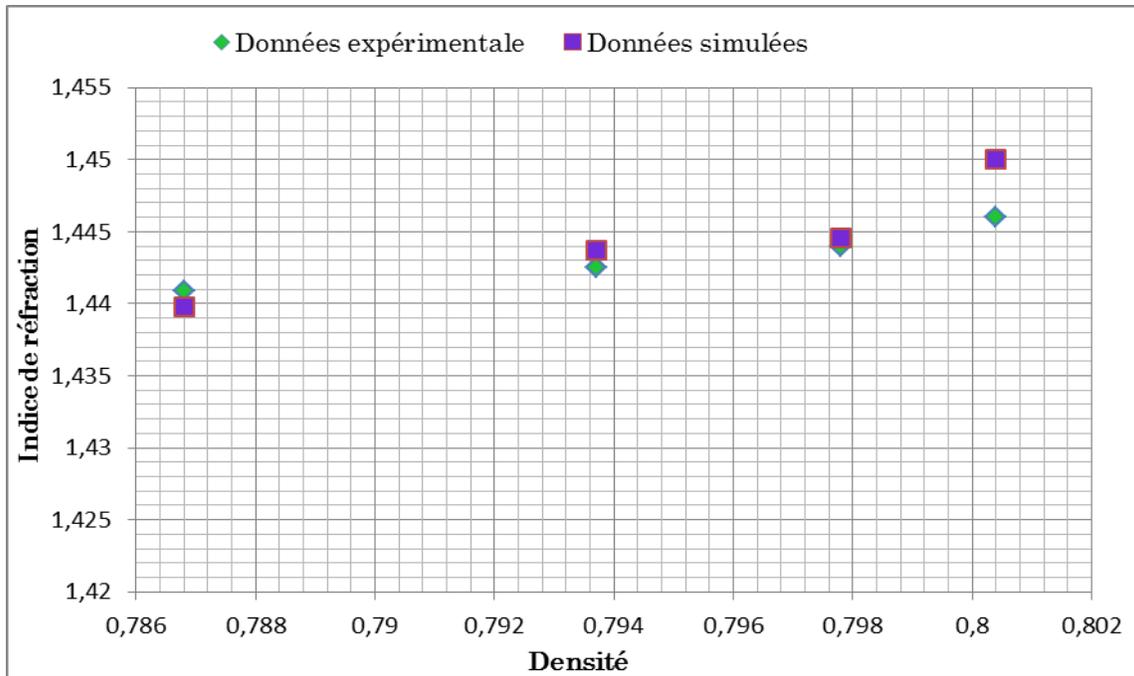


Figure 4.7 : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe kérosène de la catégorie A

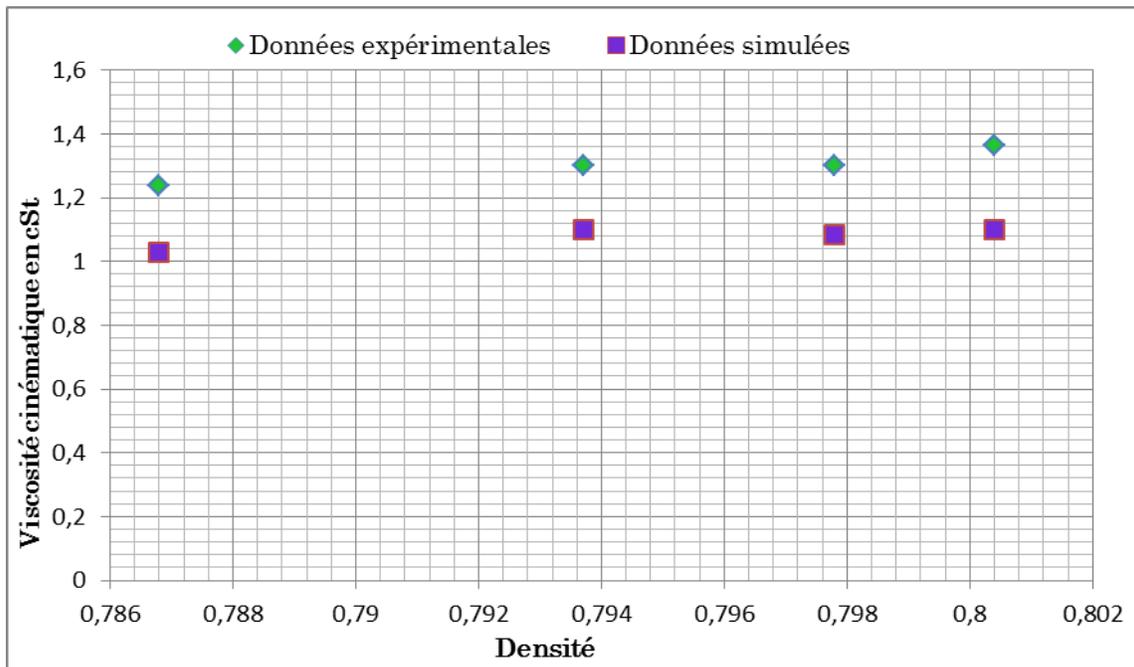


Figure 4.8 : Simulation de la viscosité pour la coupe kérosène de la catégorie A

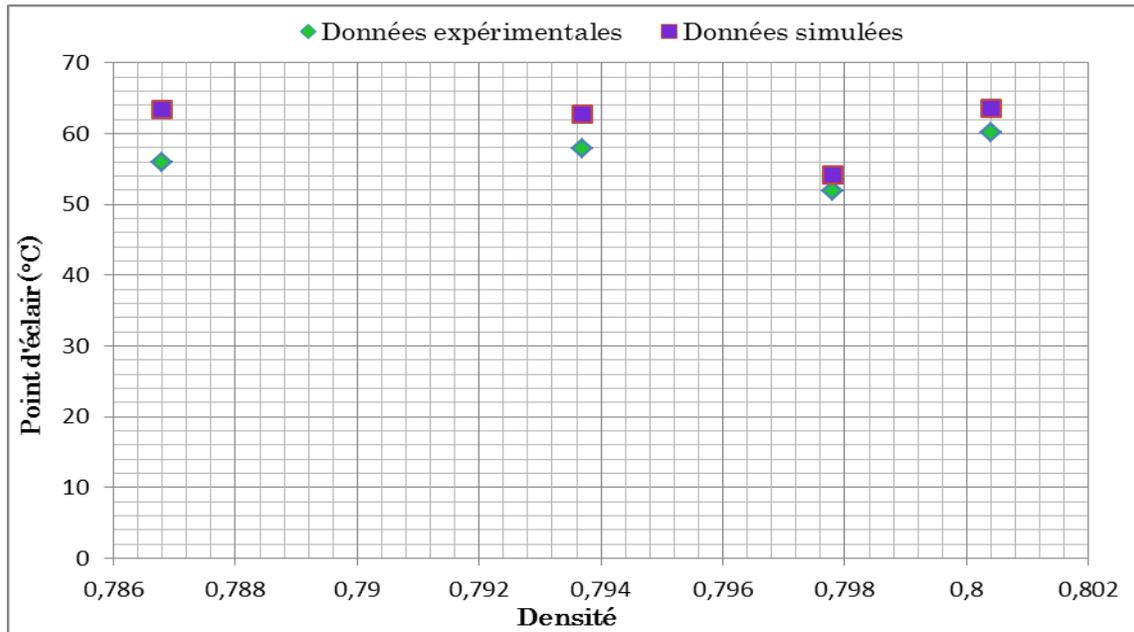


Figure 4.9 : Simulation du point d'éclair pour la coupe kérosène de la catégorie A

Tableau 4.5 : Résultats de la simulation pour la coupe gasoil léger de la catégorie A

Propriétés	Densité		Indice de réfraction		Viscosité (cSt)		Indice de cétane (°C)	
	Simulé	Exp.	Simulé	Exp.	Simulé	Exp.	Simulé	Exp.
Echantillon 2	0.8495	0,8403	1,4722	1,4679	2,91	3,6	50,46	48
Echantillon 4	0.8463	0,8396	1,4704	1,4682	2,844	3,883	51,12	45
Echantillon 5	0.8454	0,846	1,4698	1,4719	2,91	3,66	51,88	53
Echantillon 9	0.8177	0,8246	1,4511	1,4616	2,56	3,4	61,48	60,7

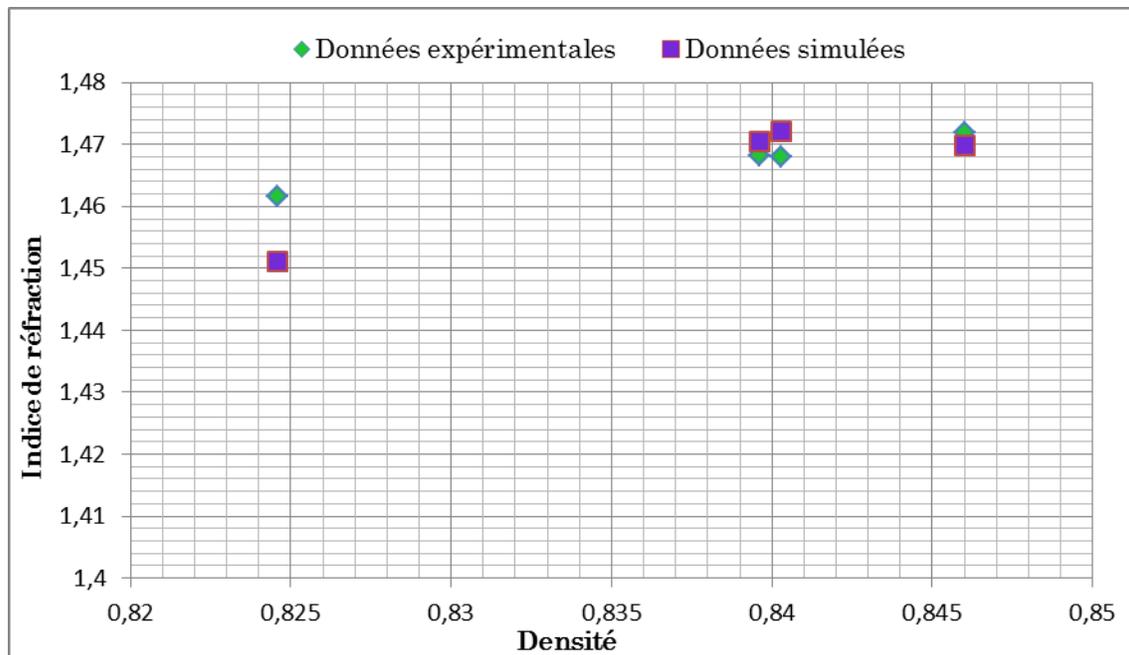


Figure 4.10 : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe gasoil léger de la catégorie A

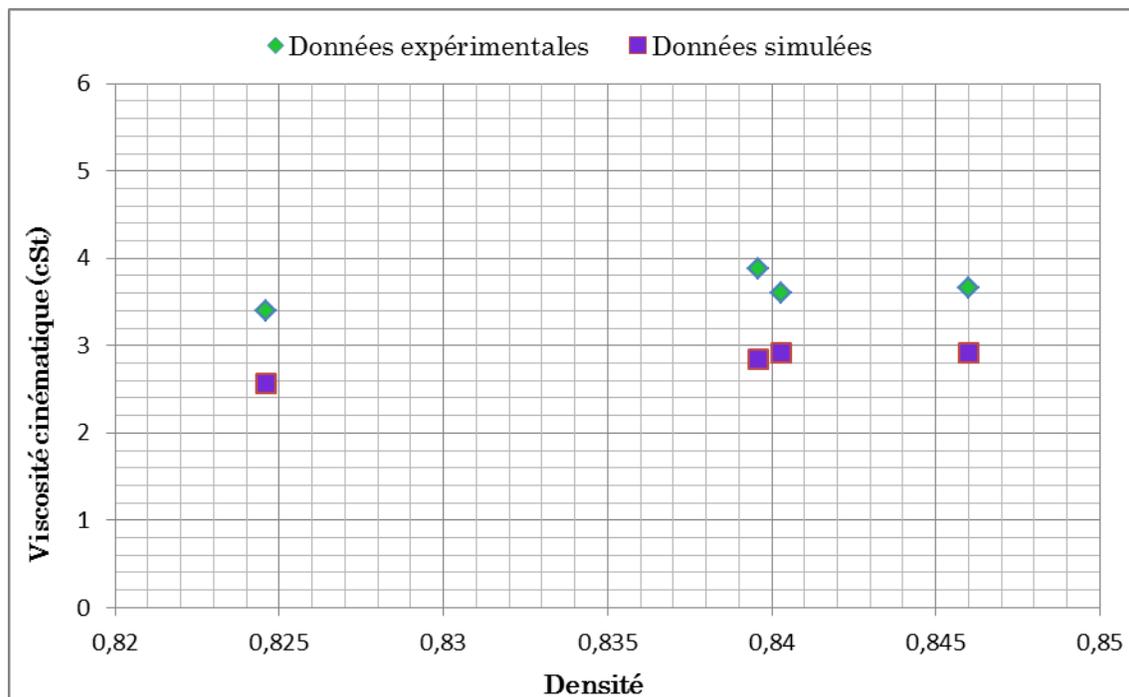


Figure 4.11 : Simulation de la viscosité cinématique pour la coupe gasoil léger de la catégorie A

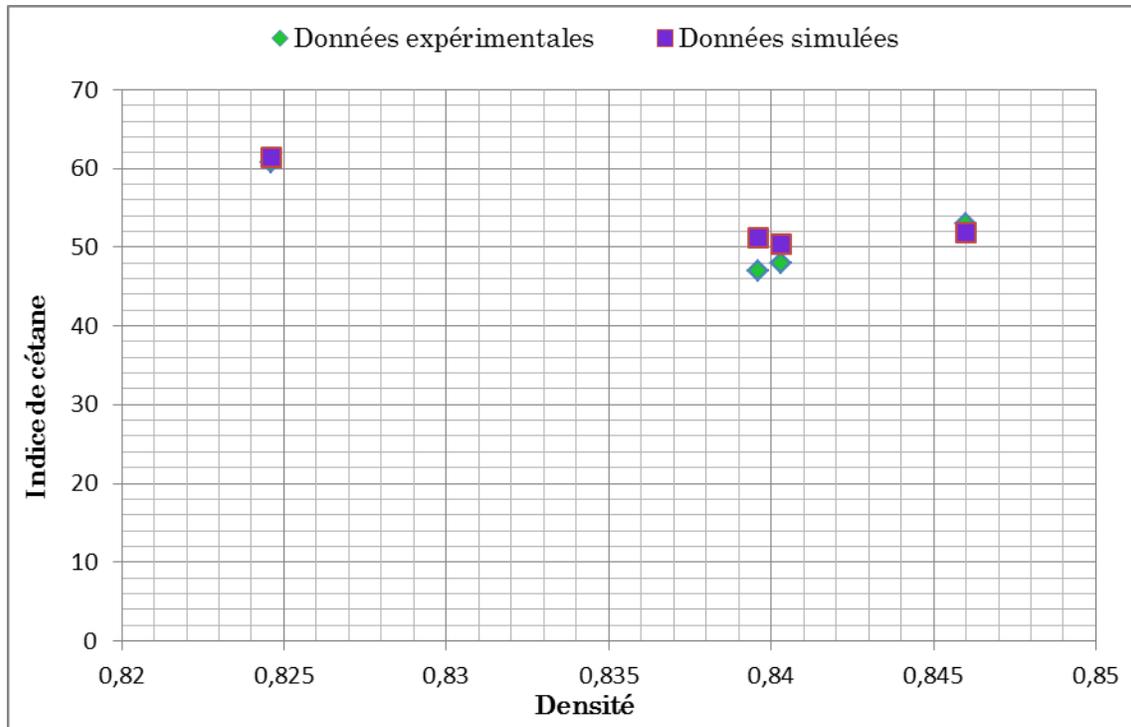


Figure 4.12 Simulation de l'indice de cétane pour la coupe gasoil léger de la catégorie A

Tableau 4.6 Résultats de la simulation pour la coupe gasoil lourd de la catégorie A

<i>Propriétés</i>	<i>Densité</i>		<i>Indice de réfraction</i>		<i>Viscosité (cSt)</i>		<i>Indice de cétane (°C)</i>	
	<i>Simulé</i>	<i>Exp.</i>	<i>Simulé</i>	<i>Exp.</i>	<i>Simulé</i>	<i>Exp.</i>	<i>Simulé</i>	<i>Exp.</i>
<i>Echantillon 2</i>	0.8739	0,8695	1,4836	1,4844	8	9,962	50,14	47,3
<i>Echantillon 4</i>	0.8728	0,8672	1,4816	1,4849	10,29	12,73	49,27	42,1
<i>Echantillon 5</i>	0.8753	0,8746	1,4767	1,4875	6,41	10,11	47,94	52,8
<i>Echantillon 9</i>	0.848	0,8449	1,4631	1,4712	6,31	9,385	58,82	62,8

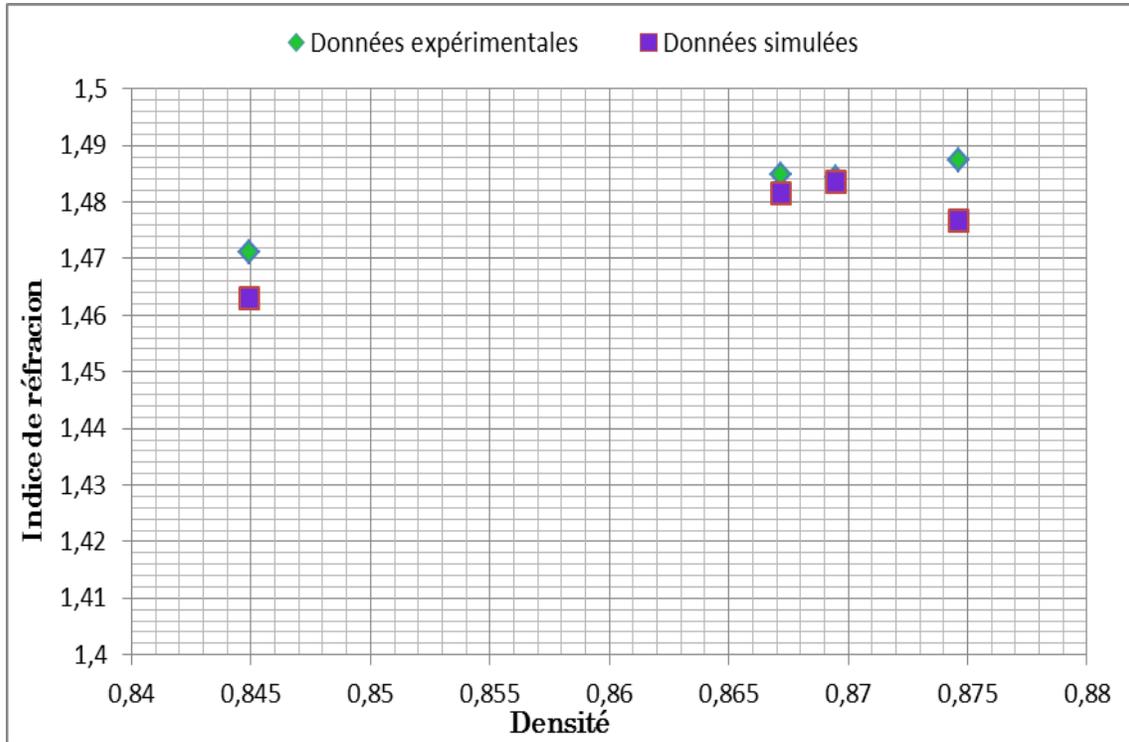


Figure 4.13 : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe gasoil lourd de la catégorie A

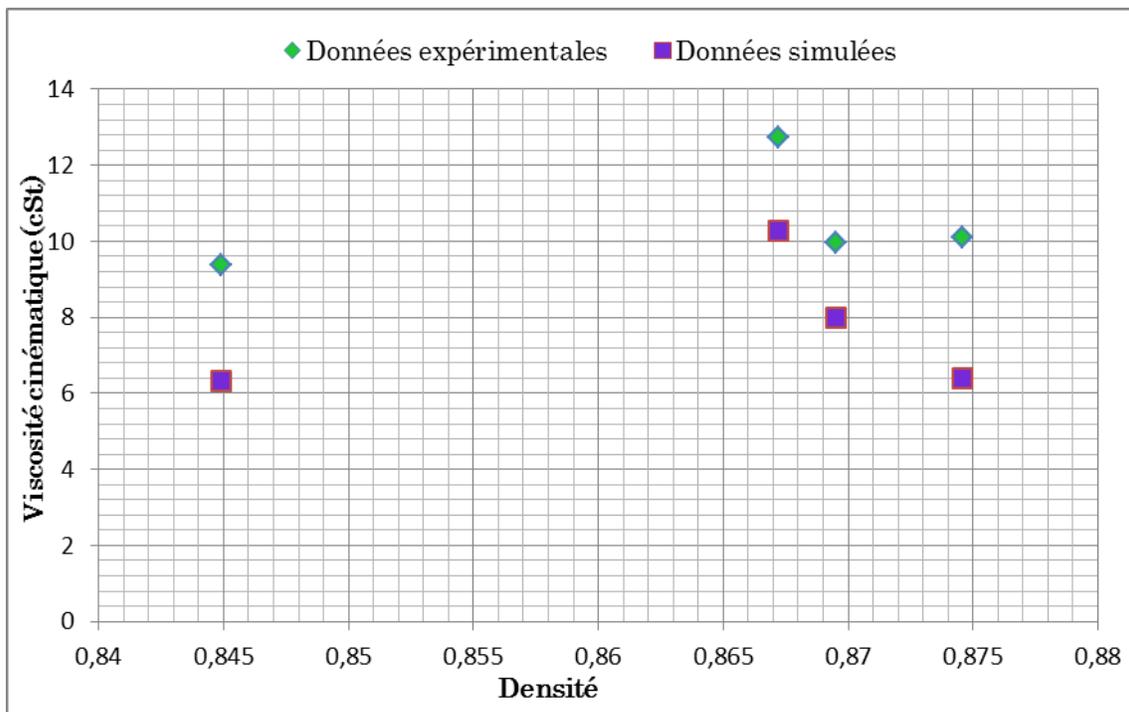


Figure 4.14 : Simulation de la viscosité cinématique pour la coupe gasoil lourd de la catégorie A

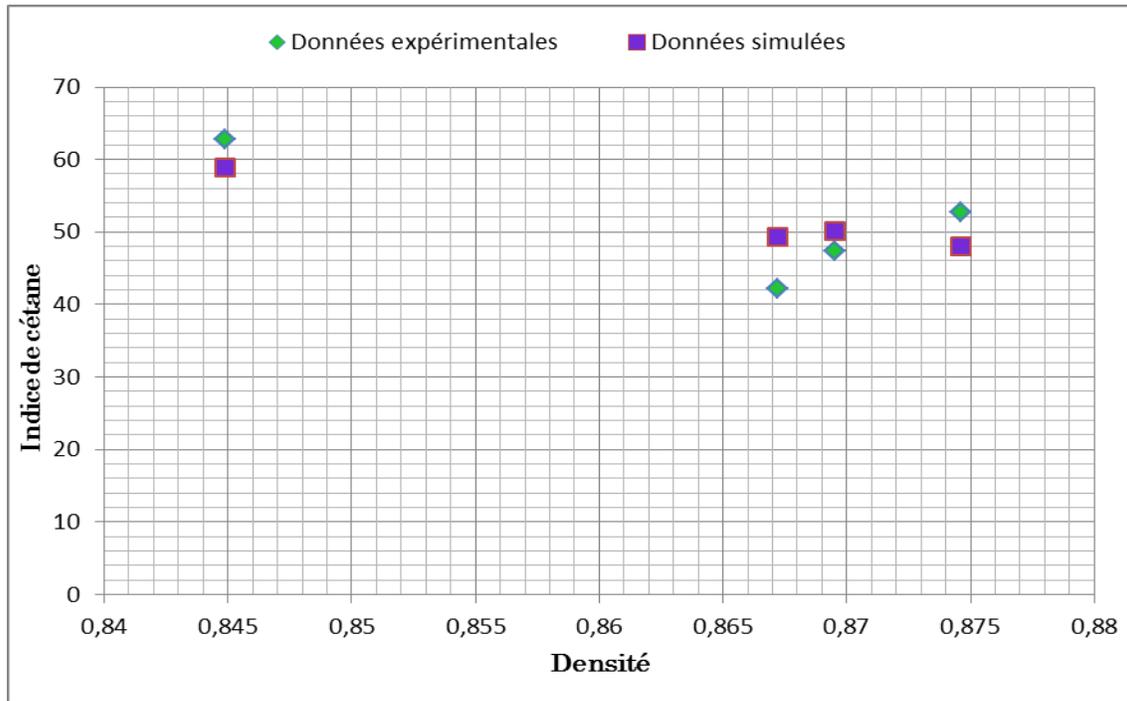


Figure 4.15 : Simulation de l'indice de cétane pour la coupe gasoil lourd de la catégorie A

Dans ce qui suit, nous allons présenter les résultats de simulation des propriétés physico-chimiques des différentes coupes pétrolières de la catégorie B.

Tableau 4.7 : Résultats de la simulation pour la coupe essence légère de la catégorie B

<i>Propriétés</i>	<i>Densité</i>		<i>TVR (kPa)</i>		<i>Indice de réfraction</i>	
	<i>Simulé</i>	<i>Expérimental</i>	<i>Simulé</i>	<i>Expérimental</i>	<i>Simulé</i>	<i>Expérimental</i>
<i>Echantillon 3</i>	0,6565	0,6595	52,69	84	1,374	1,3757
<i>Echantillon 6</i>	0,67	0,6628	63,67	76	1,3744	1,3727
<i>Echantillon 7</i>	0,6577	0,6627	49,85	88	1,372	1,3738
<i>Echantillon 8</i>	0,6659	0,651	64	90	1,3736	1,3756

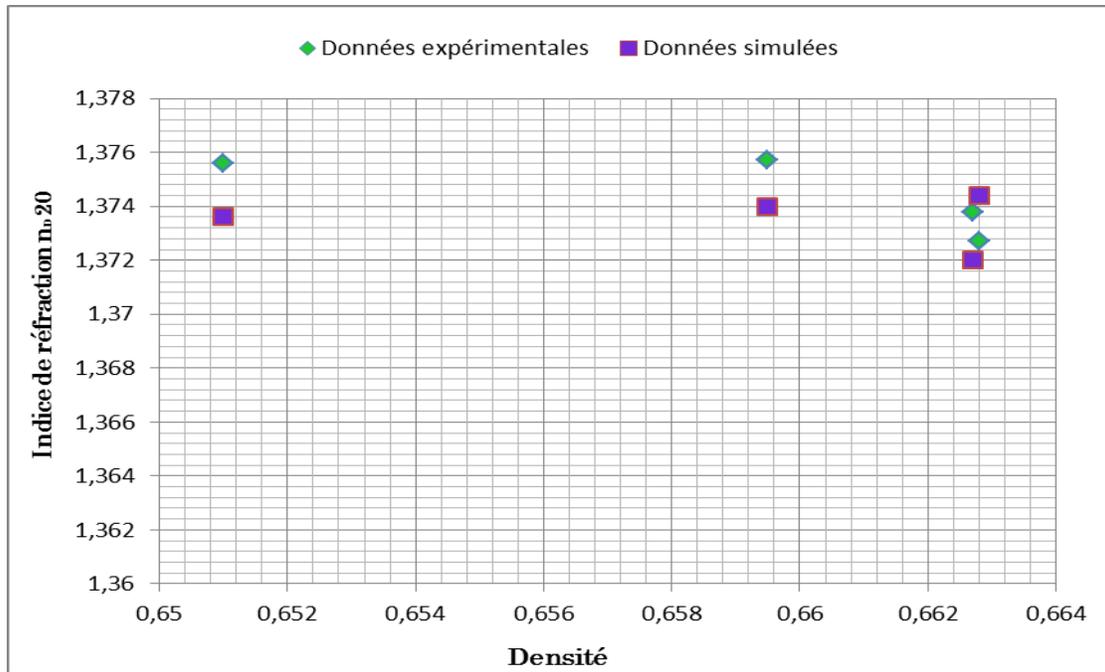


Figure 4.16 : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe essence légère de la catégorie B

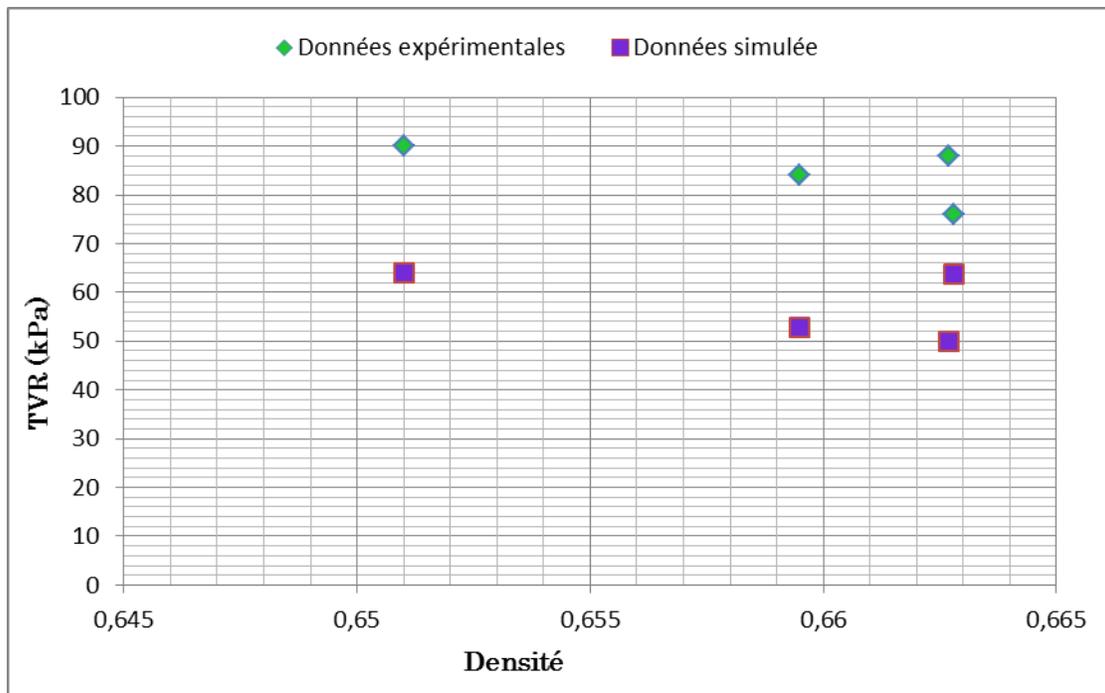
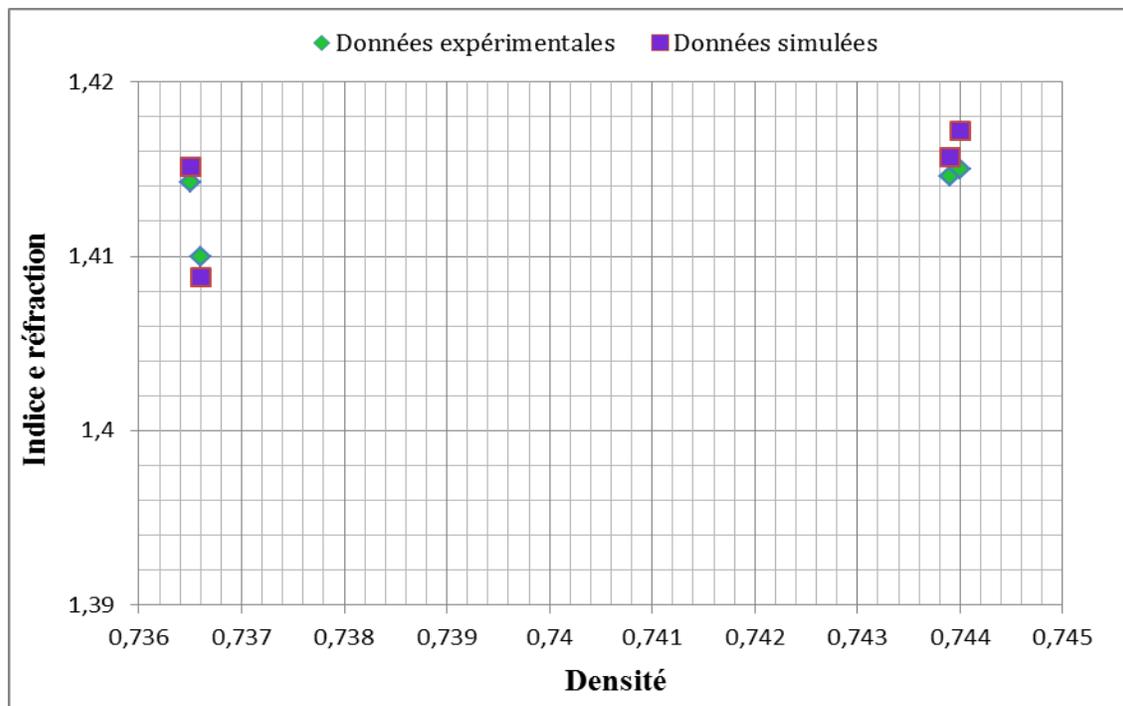


Figure 4.17 : Simulation de la tension de vapeur Reid pour la coupe essence légère de la catégorie B

Tableau 4.8 : Résultats de la simulation pour la coupe essence lourde de la catégorie B

<i>Propriétés</i>	<i>Densité</i>		<i>TVR (kPa)</i>		<i>Indice de réfraction</i>	
	<i>Simulé</i>	<i>Expérimental</i>	<i>Simulé</i>	<i>Expérimental</i>	<i>Simulé</i>	<i>Expérimental</i>
<i>Echantillon 3</i>	0,7475	0,7439	6,8257	13,4	1,4157	1,4146
<i>Echantillon 6</i>	0,7505	0,744	7,5	14,9	1,4172	1,415
<i>Echantillon 7</i>	0,734	0,7366	5,49	19	1,4088	1,41
<i>Echantillon 8</i>	0,7441	0,7365	12,08	20	1,4151	1,4142

**Figure 4.18** : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe essence lourde de la catégorie B

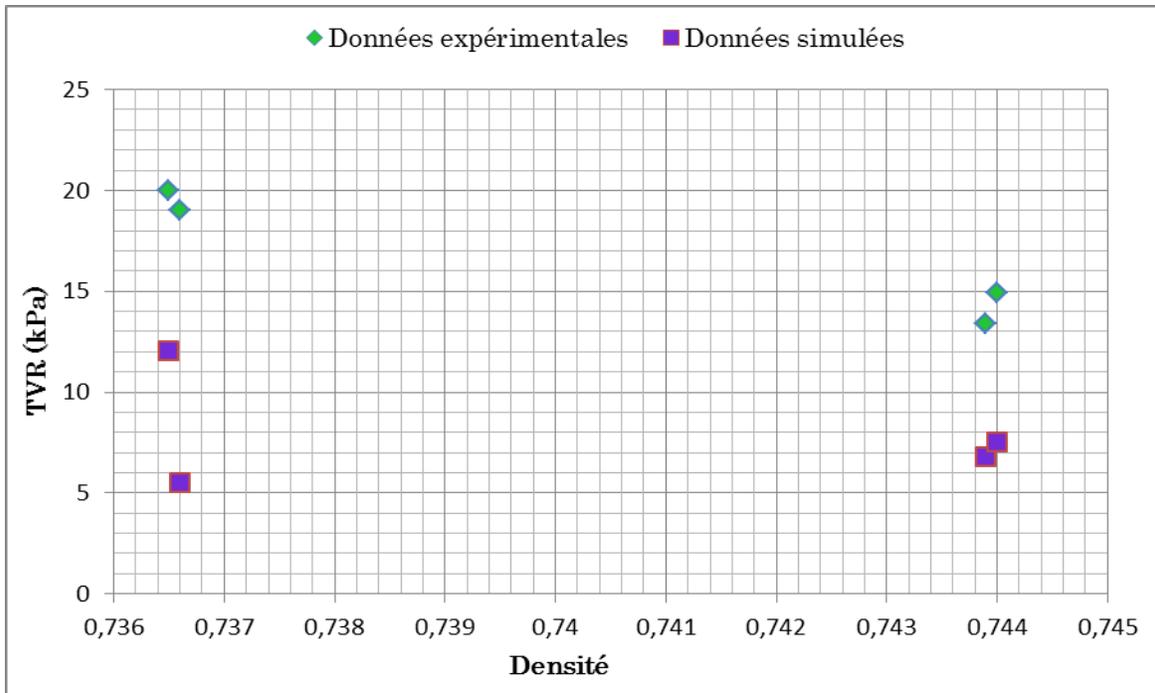


Figure 4.19 : Simulation de la tension de vapeur Reid pour la coupe essence lourde de la catégorie B

Tableau 4.9 : Résultats de la simulation pour la coupe essence totale de la catégorie B

<i>Propriétés</i>	<i>Densité</i>		<i>TVR (kPa)</i>		<i>Indice de réfraction</i>	
	<i>Simulé</i>	<i>Expérimental</i>	<i>Simulé</i>	<i>Expérimental</i>	<i>Simulé</i>	<i>Expérimental</i>
<i>Echantillon 3</i>	0,7242	0,7211	22,052	47,9	1,4029	1,4035
<i>Echantillon 6</i>	0,7359	0,7	22,73	44	1,4088	1,396
<i>Echantillon 7</i>	0,7057	0,7093	25	48	1,3936	1,4011
<i>Echantillon 8</i>	0,7267	0,7175	20,23	41	1,409	1,4056

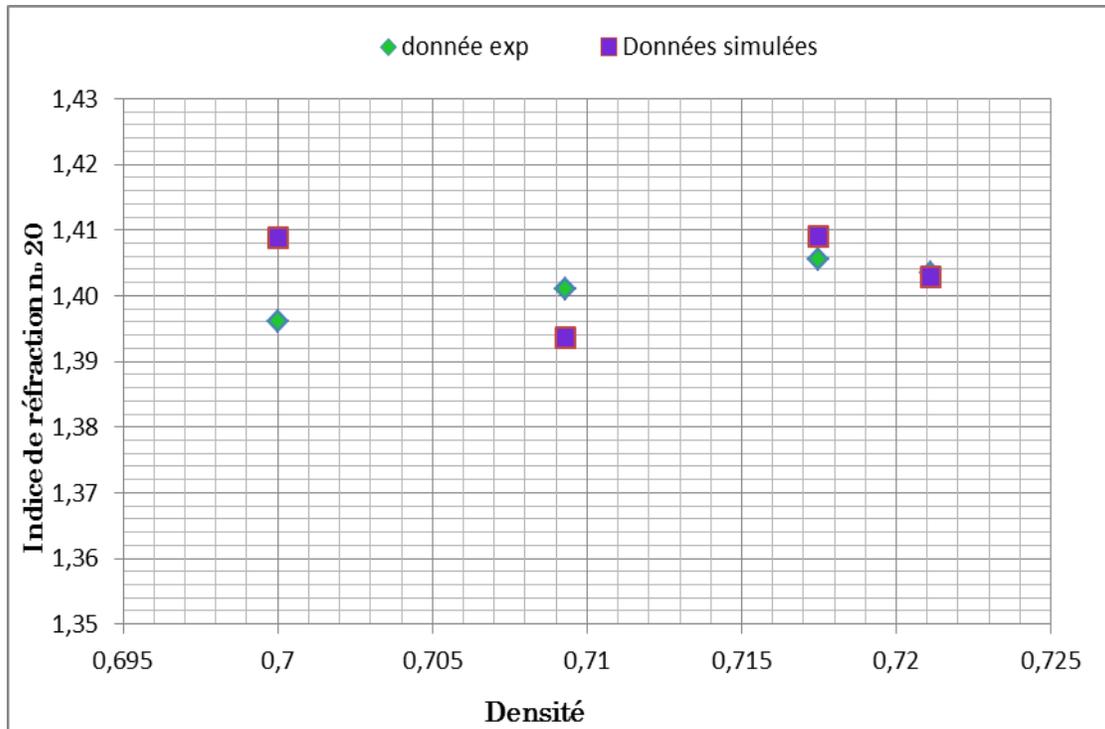


Figure 4.20 : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe essence totale de la catégorie B

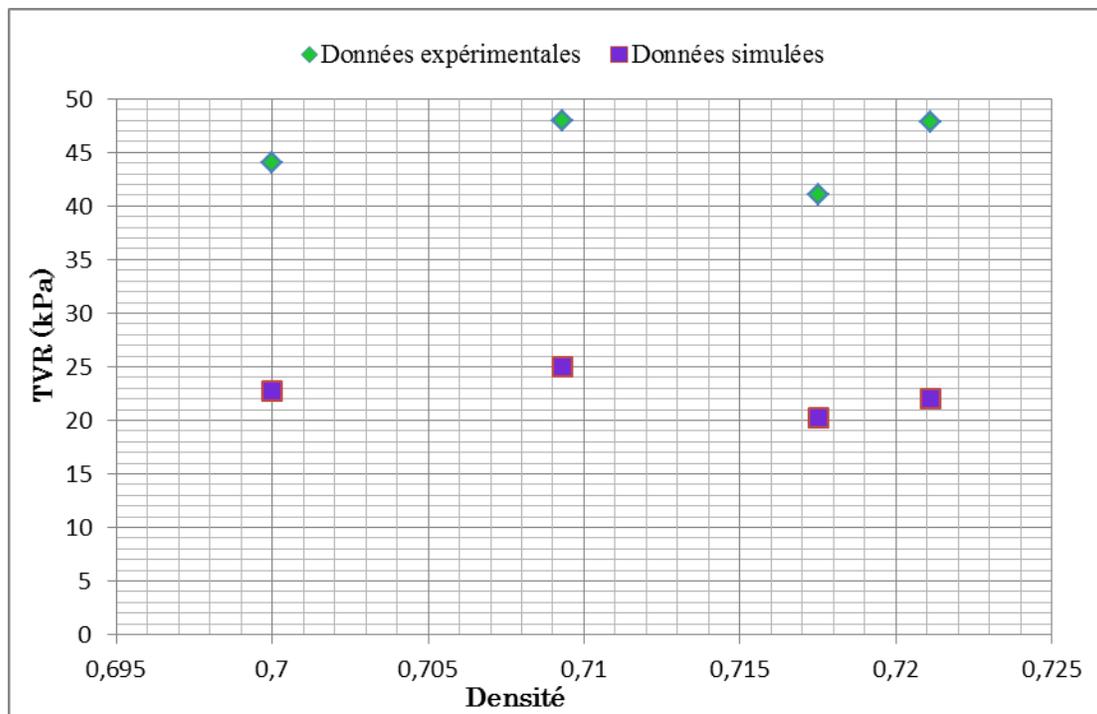


Figure 4.21 : Simulation de la tension de vapeur Reid pour la coupe essence totale de la catégorie B

Tableau 4.10 : Résultats de la simulation pour la coupe kérosène de la catégorie B

<i>Propriétés</i>	<i>Densité</i>		<i>Indice de réfraction</i>		<i>Viscosité (cSt)</i>		<i>Point d'éclair (°C)</i>	
	<i>Simulé</i>	<i>Exp.</i>	<i>Simulé</i>	<i>Exp.</i>	<i>Simulé</i>	<i>Exp.</i>	<i>Simulé</i>	<i>Exp.</i>
<i>Echantillon 3</i>	0,804	0,7999	1,4478	1,4454	1,08	1,366	63	55,4
<i>Echantillon 6</i>	0,8084	0,789	1,4502	1,443	1,1	1,25	55	43,8
<i>Echantillon 7</i>	0,7935	0,7829	1,44	1,4386	0,9	1,15	53,2	40
<i>Echantillon 8</i>	0,8119	0,7961	1,4523	1,4456	1,2	1,41	50	49

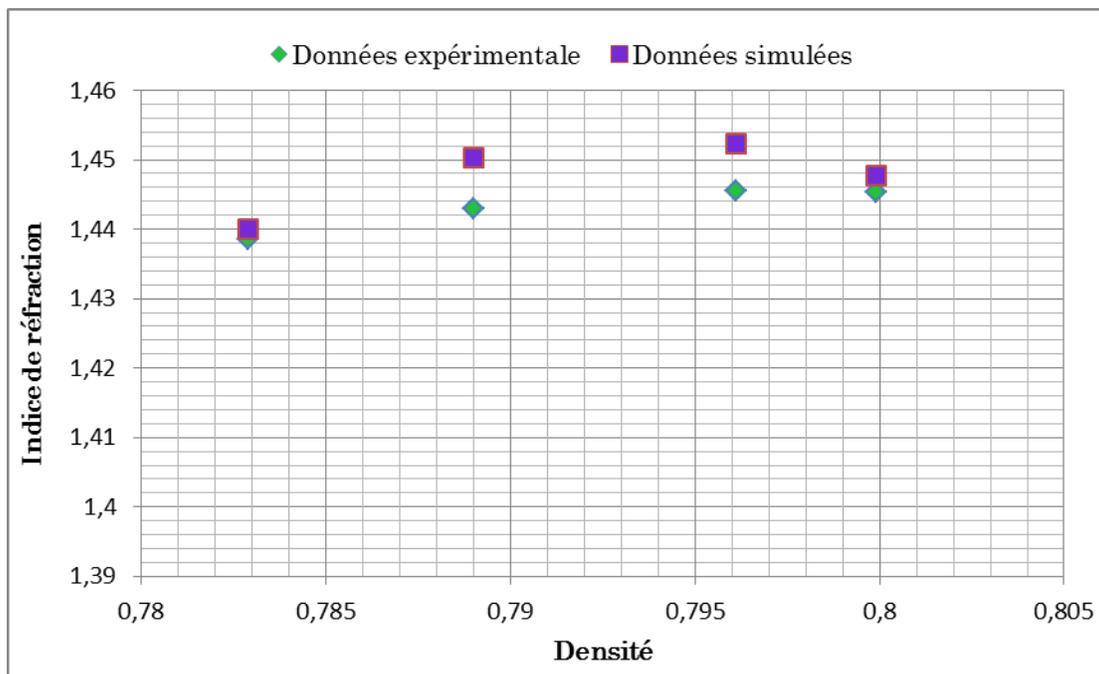


Figure 4.22 : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe kérosène de la catégorie B

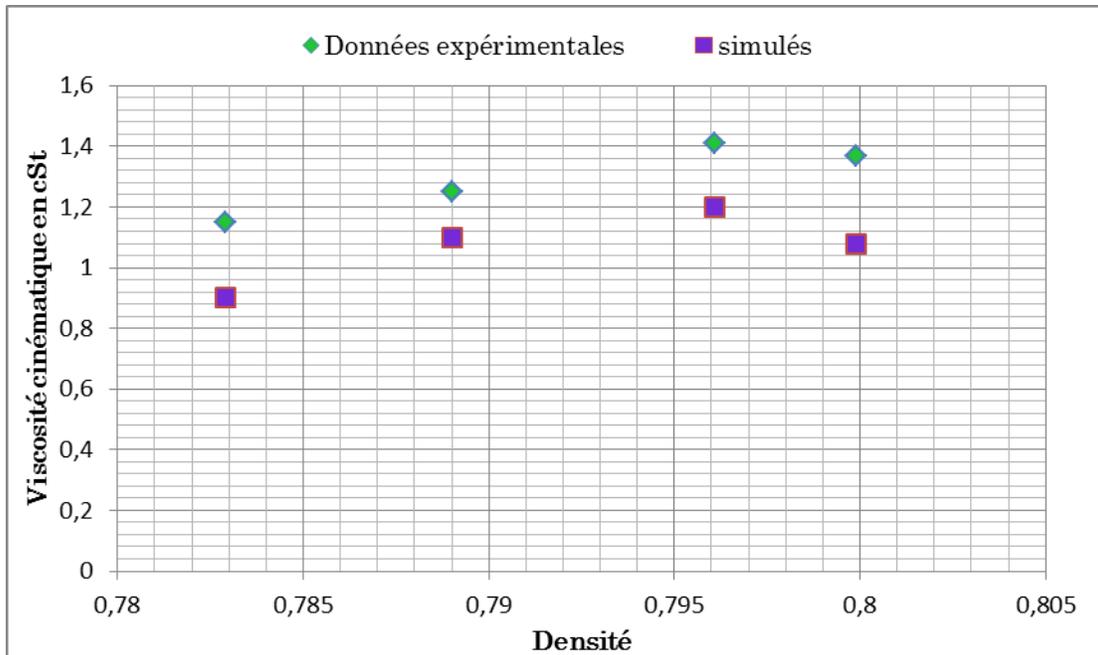


Figure 4.23 : Simulation de la viscosité pour la coupe kérosène de la catégorie B

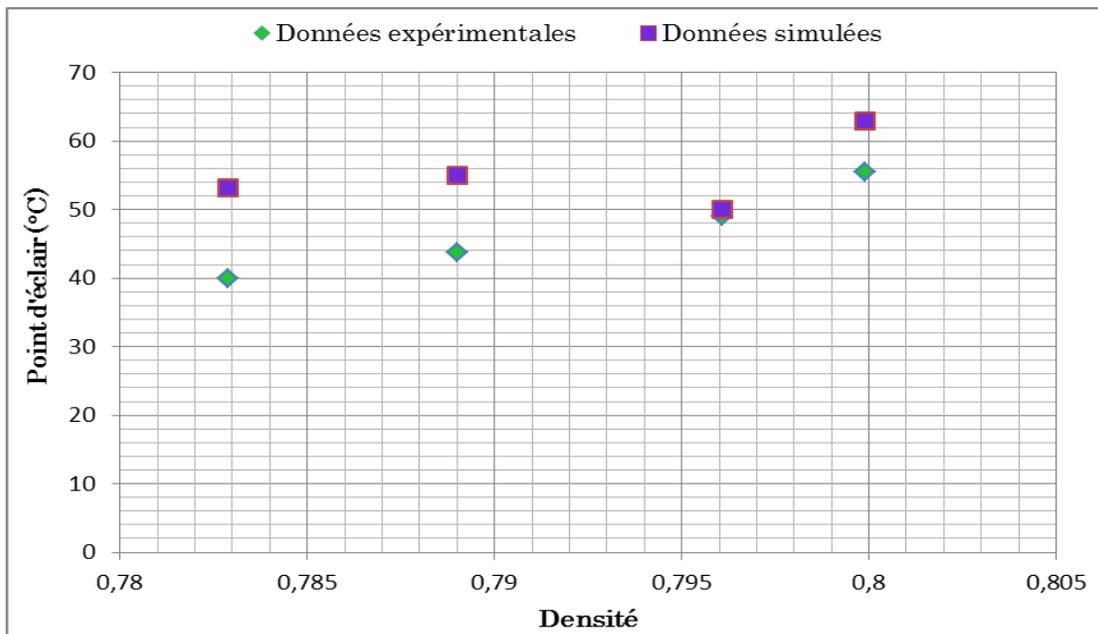
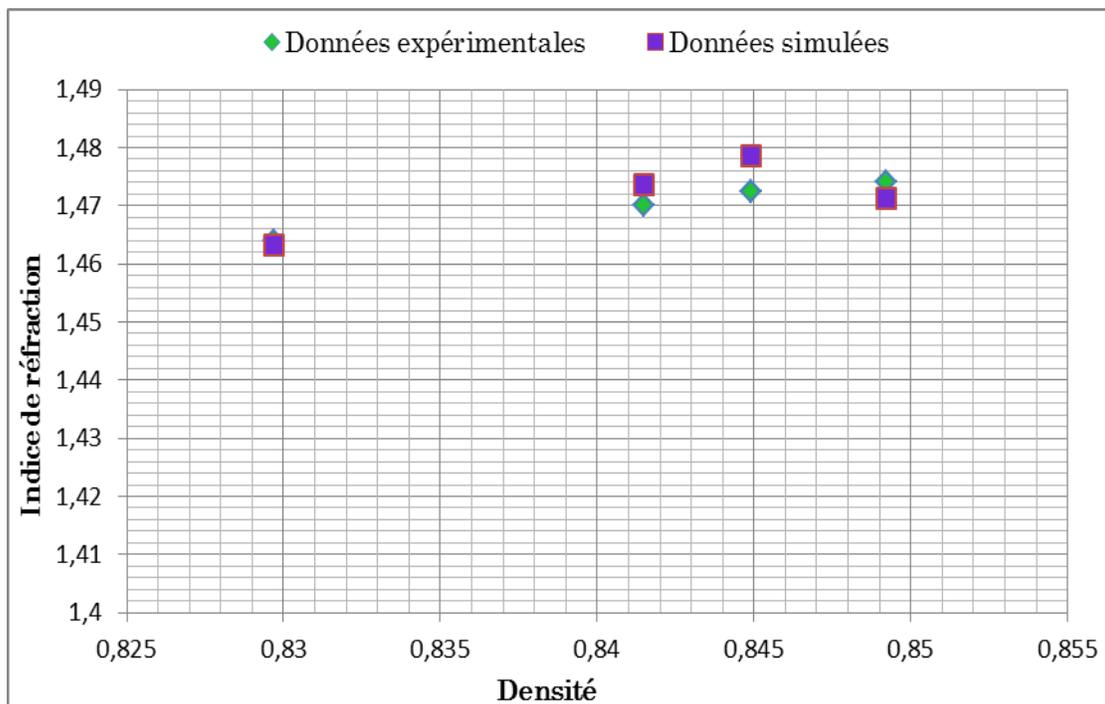


Figure 4.24 : Simulation du point d'éclair pour la coupe kérosène de la catégorie B

Tableau 4.11 : Résultats de la simulation pour la coupe gasoil total de la catégorie B

<i>Propriétés</i>	<i>Densité</i>		<i>Indice de réfraction n_D^{20}</i>		<i>Viscosité (cSt)</i>		<i>Indice de cétane ($^{\circ}C$)</i>	
	<i>Simulé</i>	<i>Exp.</i>	<i>Simulé</i>	<i>Exp.</i>	<i>Simulé</i>	<i>Exp.</i>	<i>Simulé</i>	<i>Exp.</i>
<i>Echantillon 3</i>	0,848	0,8492	1,4713	1,4742	2,71	5,879	50,7	57
<i>Echantillon 6</i>	0,853	0,8415	1,4737	1,47	4,02	4,879	51,57	56,6
<i>Echantillon 7</i>	0,833	0,8297	1,4633	1,464	2,742	3,9	54,81	56
<i>Echantillon 8</i>	0,8621	0,8449	1,4787	1,4725	5,16	5,7	48,3	59

Pour cette catégorie nous possédons les résultats expérimentaux de la coupe gasoil total pour la majorité des échantillons.

**Figure 4.25** : Simulation de l'indice de réfraction pour la coupe gasoil total de la catégorie B

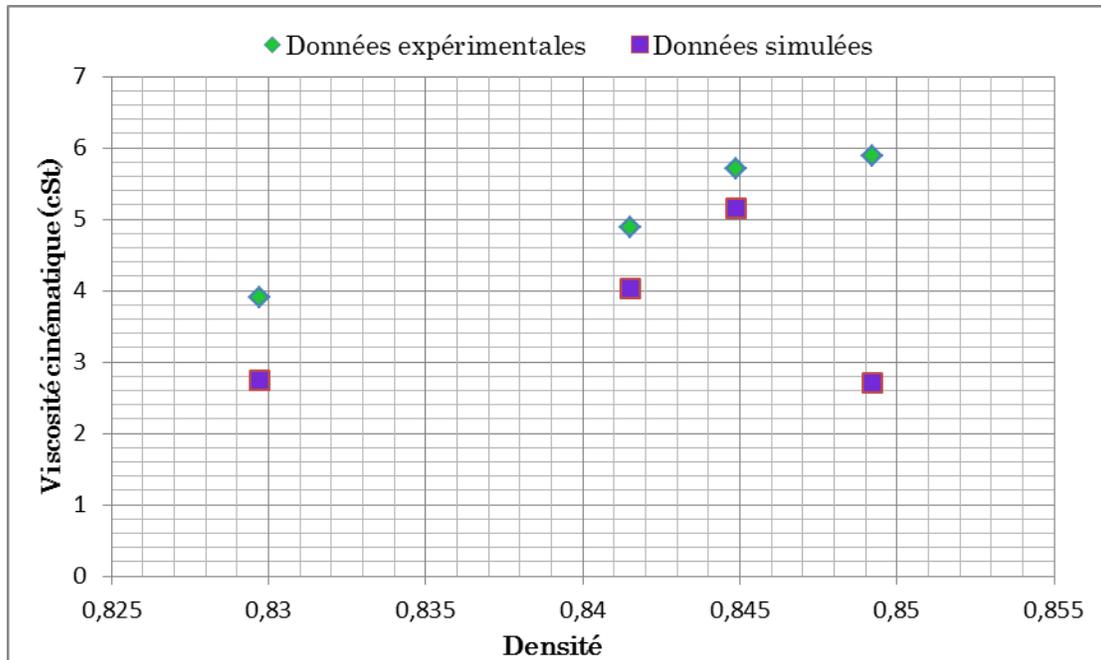


Figure 4.26 : Simulation de la viscosité pour la coupe gasoil total de la catégorie B

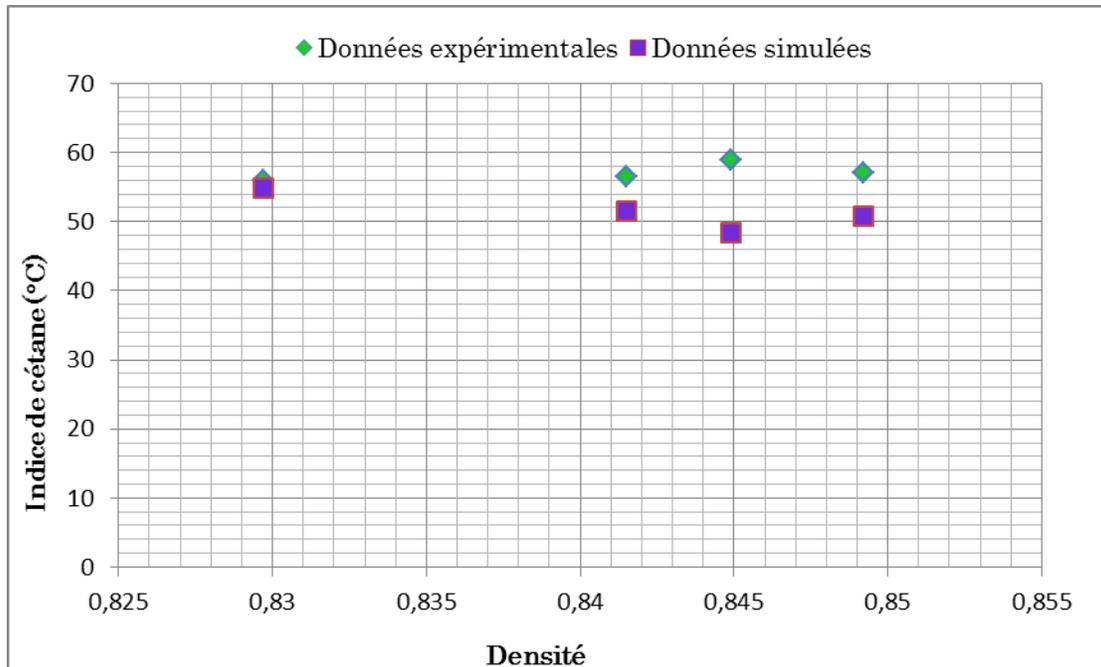


Figure 4.27 : Simulation de l'indice de cétane pour la coupe gasoil total de la catégorie B

4.2 Modélisation des propriétés physico-chimiques des différentes coupes pétrolières

Dans cette deuxième partie du chapitre, nous allons développer pour chaque caractéristique physico-chimique un modèle mathématique décrivant l'évolution de cette caractéristique en fonction de la densité.

Concernant la coupe gasoil, il est à noter que deux modèles seront établis pour la catégorie A, le premier correspond à la coupe gasoil léger et le second modèle à la coupe gasoil lourd, par ailleurs un seul modèle sera élaboré pour la catégorie B, car pour la majorité des échantillons, les données expérimentales disponibles concernent la coupe gasoil total.

4.2.1 Modélisation de la tension de vapeur Reid pour la coupe essence totale des deux catégories A et B

Pour que nous puissions interpréter les résultats que nous avons trouvés dans les deux catégories A et B nous devons tenir compte de la composition en produit légers de chaque coupe essence.

La tension de vapeur Reid d'une essence est d'autant plus élevée que sa teneur en produit légers est importante, c'est-à-dire que la composition de la coupe en C_3 - C_4 - C_5 - iC_4 - iC_5 est élevée, c'est ce qui pourrait expliquer l'allure des courbes ci-dessous, une coupe essence avec une faible valeur de TVR implique donc une faible teneur en produits volatils, et l'inverse est vrai. Malheureusement nous n'avons pas d'information chromatographique sur les échantillons ce qui aurait confirmé nos résultats [4].

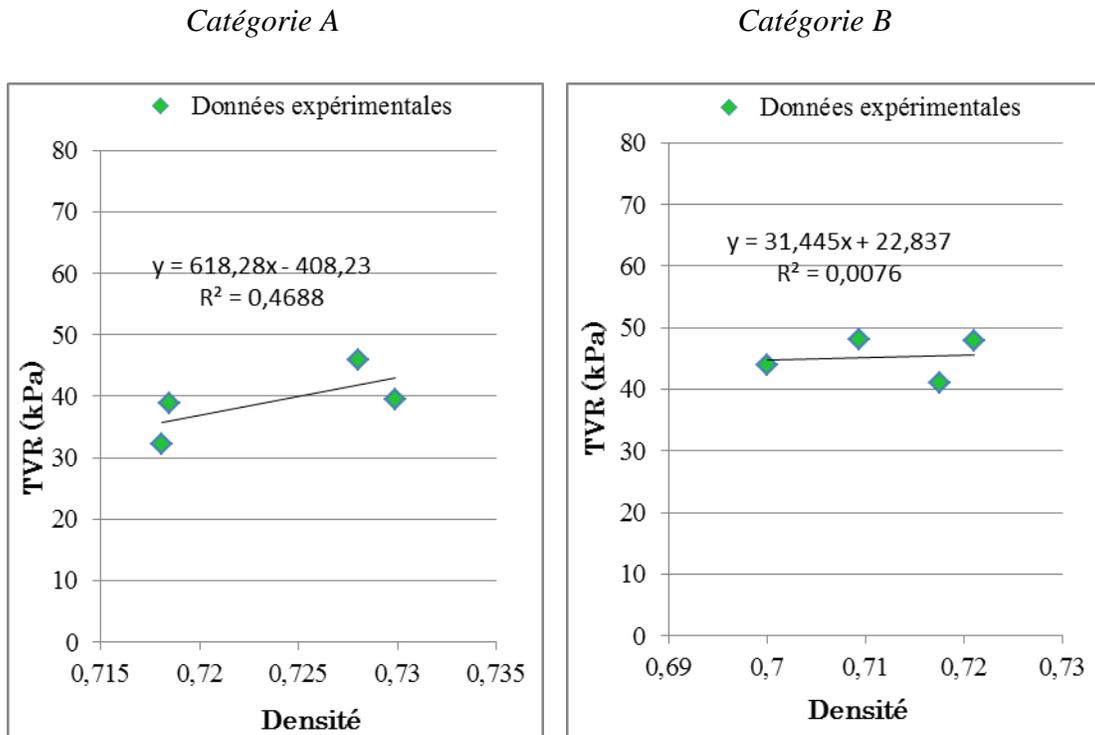


Figure 4.28 : Modélisation de la tension de vapeur Reid pour la coupe essence totale

Le tableau ci-suitant montre les modèles mathématiques qui ont été développés pour décrire l'évolution de tension de vapeur Reid en fonction de la densité pour chaque catégorie.

Tableau 4.12 : Modélisation de la tension de vapeur Reid pour la coupe essence totale

<i>Résultats</i>	<i>Catégorie A</i>	<i>Catégorie B</i>
<i>Modèle TVR = f (d)</i>	TVR = 618,28 d - 408,25	TVR = 31,445 d + 22,837
<i>Coefficient de corrélation</i>	0,4688	0,0076

4.2.2 Modélisation de l'indice de réfraction des deux catégories A et B pour l'ensemble des coupes pétrolières:

Plus la charge est dense et plus son indice de réfraction est grand, ceci est vrai et vérifié dans le cas où nous parlons des différentes coupes pétrolières lorsque nous passons de l'essence légère au gazoil lourd. Mais lorsqu'il s'agit de la même coupe, l'une issue d'un échantillon A et l'autre d'un échantillon B du pétrole brut, nous devons tenir compte de la composition de la coupe car

même si on enregistre un écart important de densité, la valeur de l'indice de réfraction est conditionnée par la composition de la charge dans le cas où cette dernière est notablement différente entre les deux coupes ; et pour bien illustrer ce que nous venons de dire nous allons prendre l'exemple de l'échantillon 9 et l'échantillon 2.

Malgré que la densité de l'essence légère provenant de l'échantillon 2 soit la plus grande, l'indice de réfraction de cette même coupe est plus faible que celui qu'on trouve pour l'essence de l'échantillon 9 car cette valeur est relativement liée à la composition comme il est montré dans le tableau suivant :

Tableau 4.13 : Comparaison entre deux échantillons

<i>Echantillons</i>	<i>Densité</i>	<i>Indice de réfraction</i>	<i>Composition</i>
<i>Echantillon 2</i>	0.6657	1.3748	%C _P =83.36 %C _N =13.31 %C _A =3.33
<i>Echantillon 9</i>	0.661	1.3780	%C _P =83.56 %C _N =9.08 %C _A =7.36

L'examen du tableau ci-dessous nous permet de constater que la teneur en aromatique de la coupe issue de l'échantillon 9 est plus de deux fois supérieure à celle de la coupe issue de l'échantillon 2.

Comme il a été cité précédemment, les aromatiques ont un indice de réfraction élevé en comparaison à celui des naphènes et des paraffines, et donc nous pouvons conclure que c'est la contribution de ce pourcentage d'aromatique qui a fait que la valeur de l'indice de réfraction soit

plus grande dans la coupe issue de l'échantillon 9. La composition a donc une influence non négligeable sur l'indice de réfraction [10].

4.2.2.1 Modélisation de l'indice de réfraction de la coupe essence totale

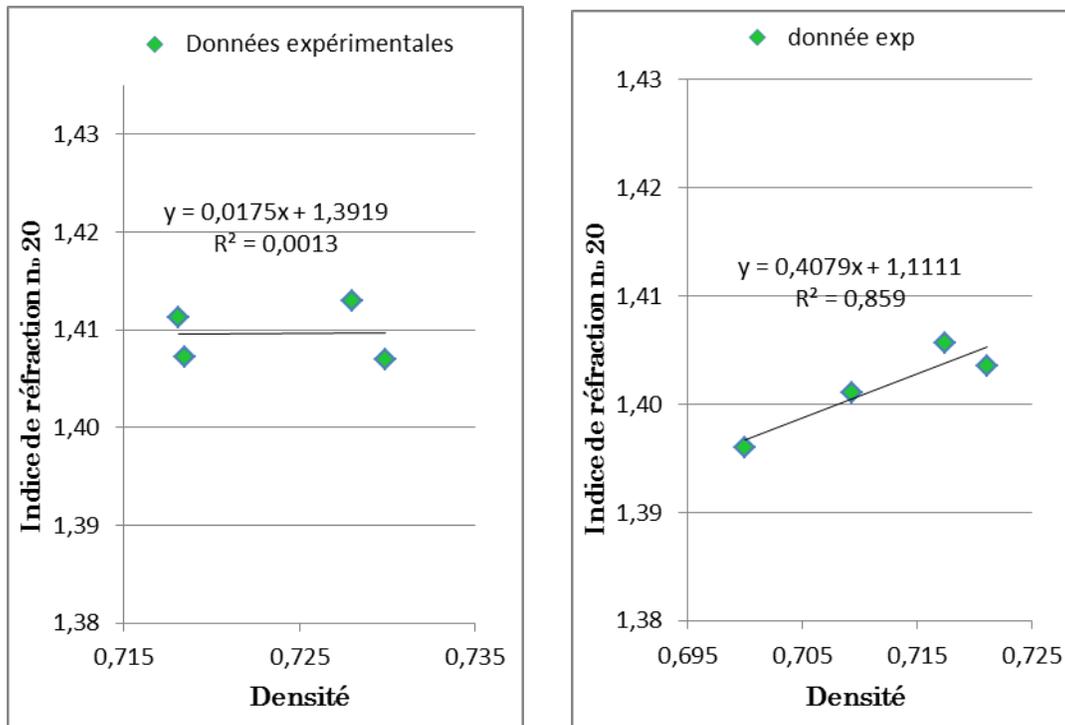


Figure 4.29 : Modélisation de l'indice de réfraction pour la coupe essence totale

La corrélation décrivant l'évolution de l'indice de réfraction en fonction de la densité pour l'essence totale est mentionnée dans le tableau suivant pour chaque catégorie :

Tableau 4.14 Modélisation de l'indice de réfraction pour la coupe essence totale

Résultats	Catégorie A	Catégorie B
Modèle $n = f(d)$	$n = 0,0175 d + 1,3919$	$n = 0,4079 d + 1,1111$
Coefficient de corrélation R^2	0,0013	0,859

4.2.2.2 Modélisation de l'indice de réfraction de la coupe kérosène

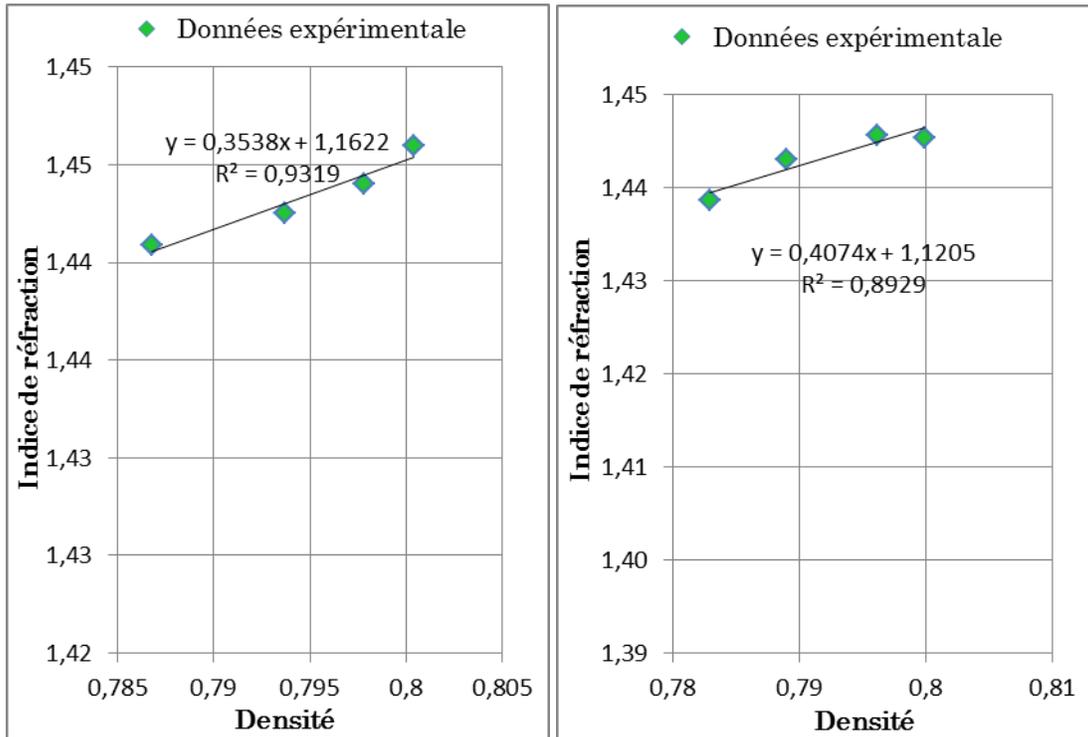


Figure 4.30 : Modélisation de l'indice de réfraction pour la coupe kérosène

La corrélation décrivant l'évolution de l'indice de réfraction en fonction de la densité pour le kérosène est mentionnée dans le tableau suivant pour chaque catégorie :

Tableau 4.15 : Modélisation de l'indice de réfraction pour la coupe kérosène

<i>Résultats</i>	<i>Catégorie A</i>	<i>Catégorie B</i>
<i>Modèle $n = f(d)$</i>	$n = 0,3538 d + 1,1622$	$n = 0,4074 d + 1,1205$
<i>Coefficient de corrélation R^2</i>	0,9319	0,8929

4.2.2.3 Modélisation de l'indice de réfraction de la coupe gasoil

- Coupe gasoil léger de la catégorie A

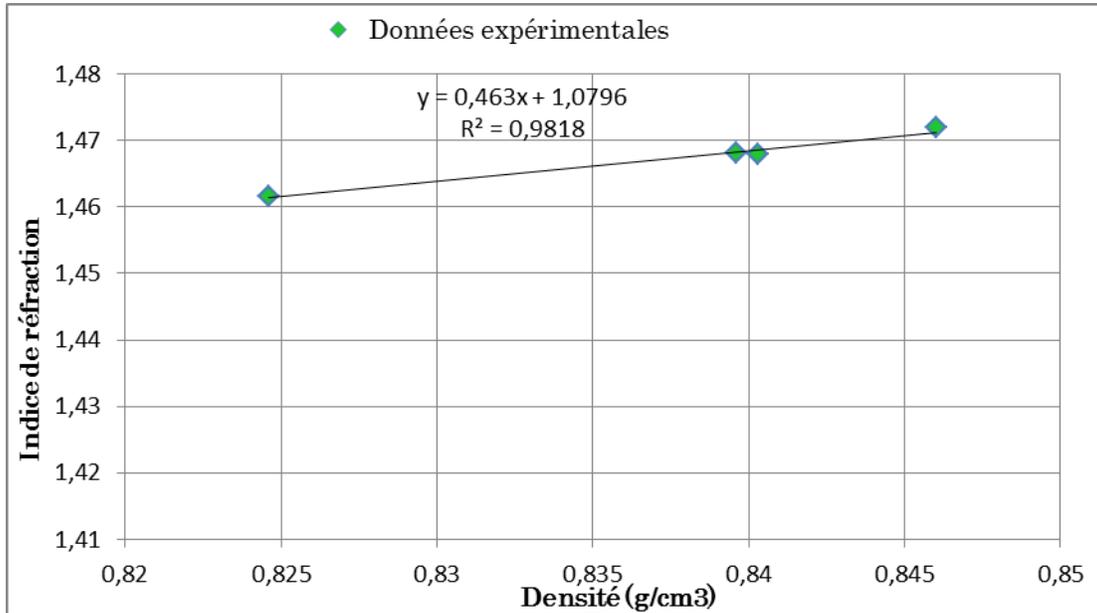


Figure 4.31 : Modélisation de l'indice de réfraction pour la coupe gasoil léger de la catégorie A

- Coupe gasoil lourd de la catégorie A :

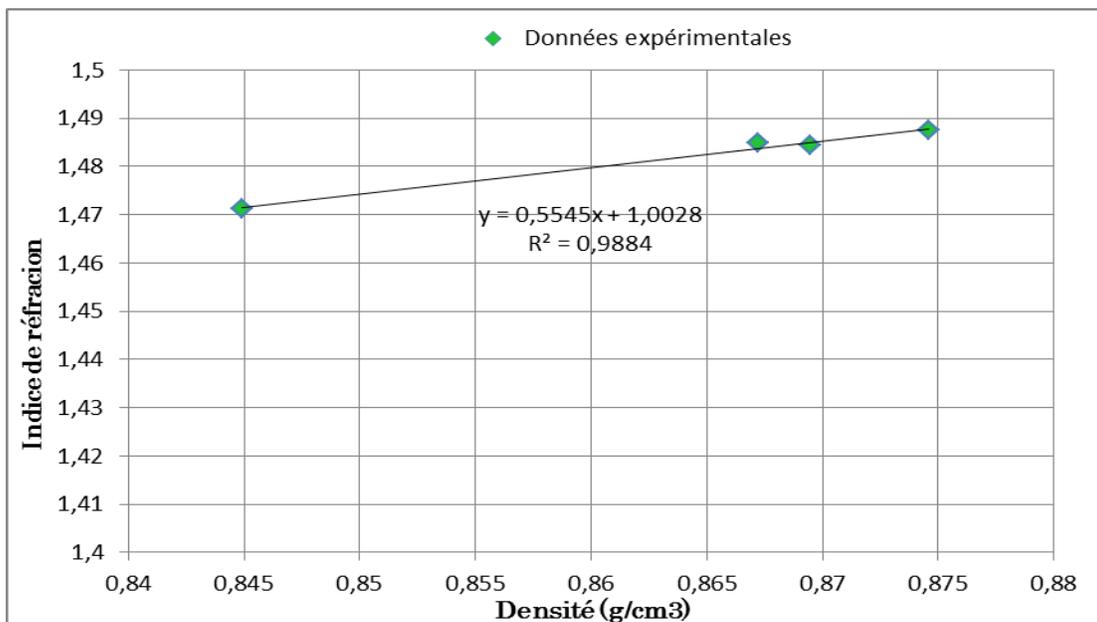


Figure 4.32 : Modélisation de l'indice de réfraction pour la coupe gasoil lourd de la catégorie A

- Coupe gasoil total de la catégorie B

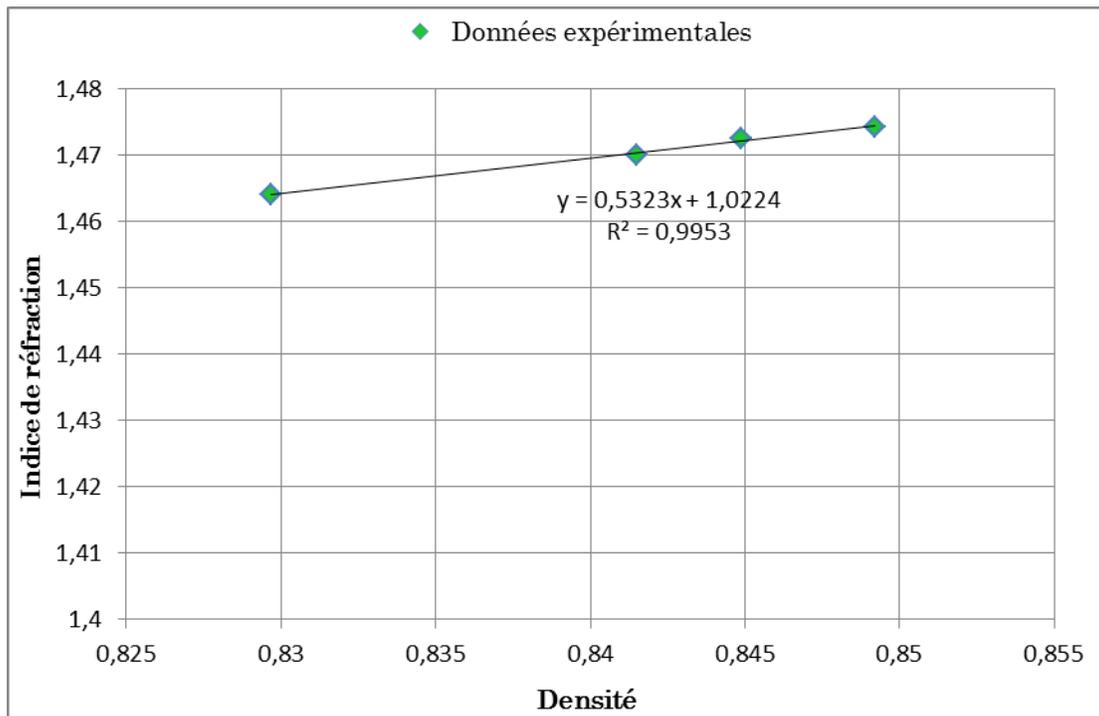


Figure 4.33 : Modélisation de l'indice de réfraction pour la coupe gasoil total de la catégorie B

La corrélation décrivant l'évolution de l'indice de réfraction en fonction de la densité pour la coupe gasoil est mentionnée dans le tableau suivant pour chaque catégorie :

Tableau 4.16 : Modélisation de l'indice de réfraction pour la coupe gasoil

<i>Résultats</i>	<i>Catégorie A</i>		<i>Catégorie B</i>
<i>Modèle</i>	<i>Coupe légère</i>	<i>Coupe lourde</i>	<i>Coupe totale</i>
<i>Indice de réfraction = f(d)</i>	$n=0,463d+1,0796$	$n=0,5545d+1,0028$	$n=0,5323d+1,0224$
<i>Coefficient de corrélation</i>	0,9818	0,9884	0,9953

4.2.3 Modélisation de la viscosité pour les deux catégories A et B :

Une coupe pétrolière est un mélange d'hydrocarbures appartenant aux différentes familles. En conséquence les propriétés globales de cette coupe dépendent des proportions respectives des familles ; ce qui, selon les cas, se traduit par un caractère plutôt paraffinique, plutôt naphténique ou plutôt aromatique en fonction de la nature de la coupe du brut d'origine [11].

Il est clair que plus les molécules qui constituent la coupe, sont grandes et linéaires et plus la coupe devient plus visqueuse et coule difficilement.

4.2.3.1 Modélisation de la viscosité pour la coupe kérosène

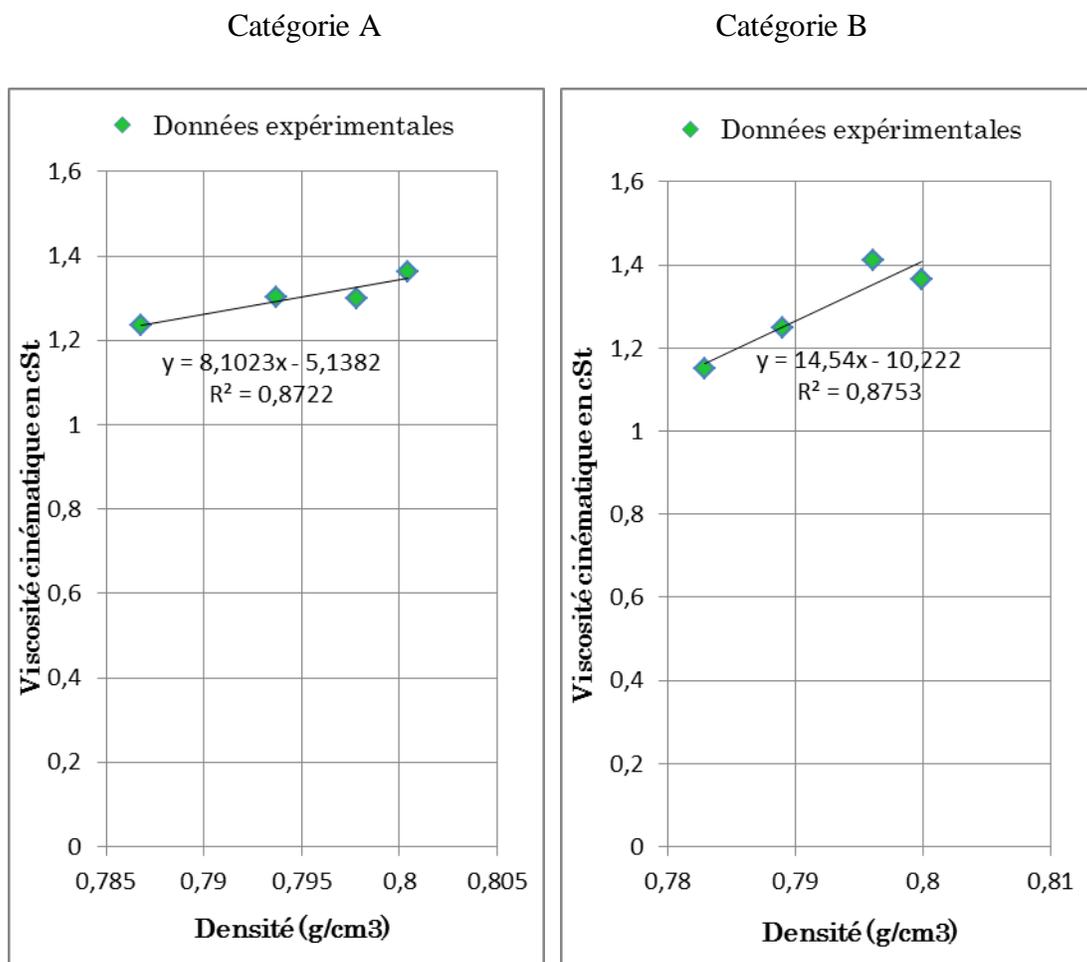


Figure 4.34 : Modélisation de la viscosité pour la coupe kérosène

La corrélation décrivant l'évolution la viscosité en fonction de la densité pour la coupe kérosène est mentionnée dans le tableau suivant pour chaque catégorie :

Tableau 4.17 : Modélisation de la viscosité pour la coupe kérosène

Résultats	Catégorie A	Catégorie B
Modèle viscosité = $f(d)$	$V = 8,1023d - 5,1382$	$V = 14,54d - 10,22$
Coefficient de corrélation R^2	0,8722	0,8753

4.2.3.2 Modélisation de la viscosité de la coupe gasoil

- Viscosité de la coupe gasoil léger (catégorie A)

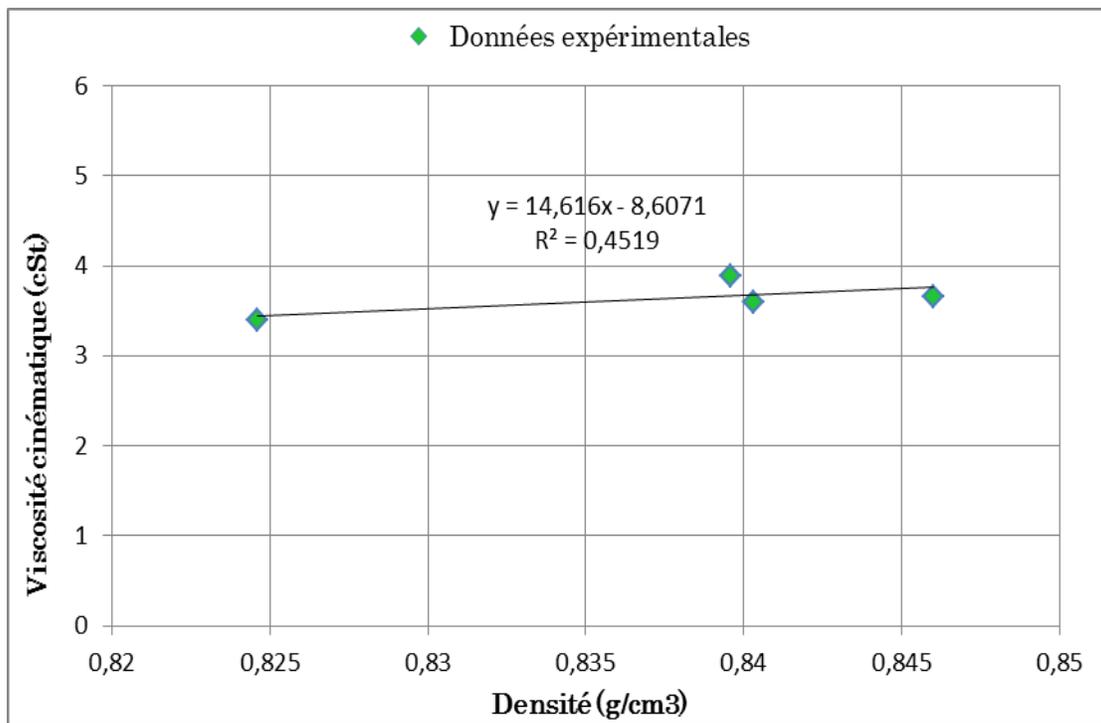


Figure 4.35 : Modélisation de la viscosité pour la coupe gasoil léger de la catégorie A

- Viscosité de la coupe gasoil lourd (catégorie A) :

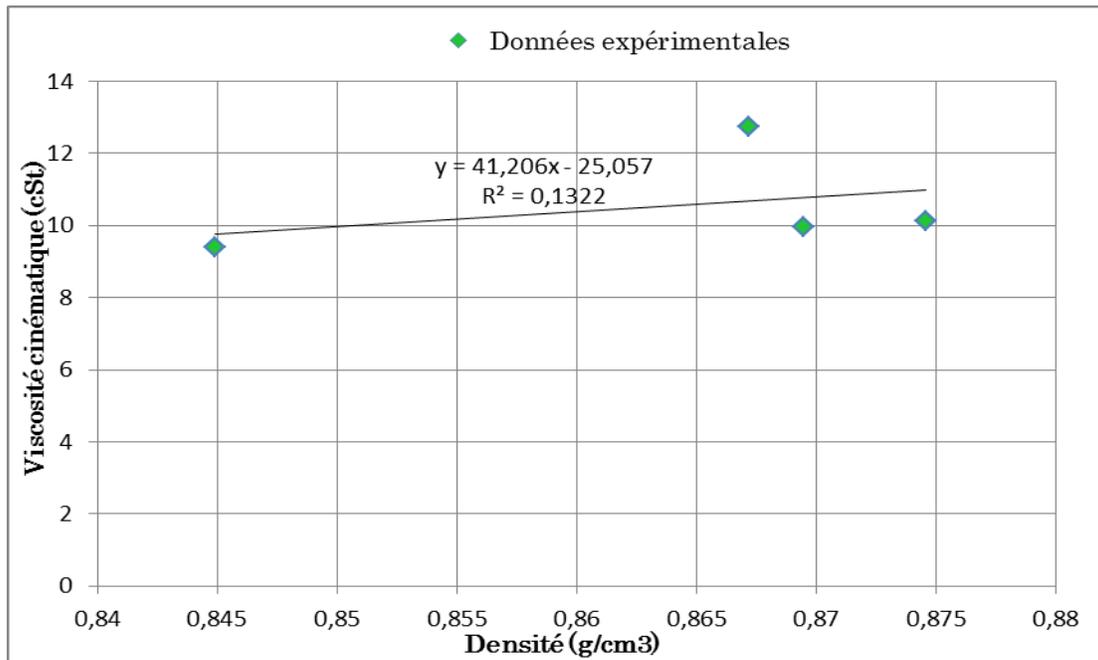


Figure 4.36 : Modélisation de la viscosité pour la coupe gasoil lourd de la catégorie A

- Viscosité de la coupe gasoil totale (catégorie B) :

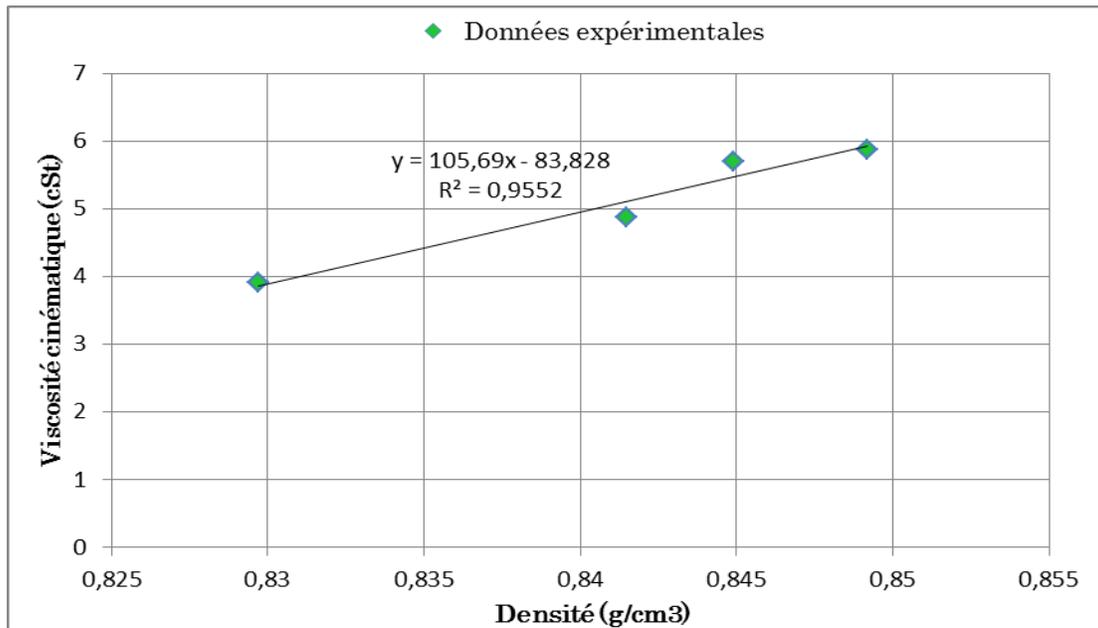


Figure 4.37 : Modélisation de la viscosité pour la coupe gasoil total de la catégorie B

La corrélation développée décrivant l'évolution de la viscosité en fonction de la densité pour la coupe gasoil est mentionnée dans le tableau suivant pour chaque catégorie :

Tableau 4.18 : Modélisation de la viscosité pour la coupe gasoil

<i>Résultats</i>	<i>Catégorie A</i>		<i>Catégorie B</i>
<i>Modèle</i>	<i>Coupe légère</i>	<i>Coupe lourde</i>	<i>Coupe totale</i>
<i>viscosité = f (d)</i>	$V=14,616d-8,6071$	$V=41,206d-25,057$	$V=105,69d-83,828$
<i>Coefficient de corrélation</i>	0,4519	0,1322	0,9552

4.2.4 Modélisation du point d'éclair de la coupe kérosène pour les deux catégories A et B :

Nous pouvons remarquer sur la figure IV-38 que plus la charge est dense est plus le point d'éclair est élevé. Comme nous l'avons défini dans le chapitre 2, le point d'éclair est la température minimale à laquelle la concentration des vapeurs émises est suffisante pour produire une explosion au contact d'une flamme ou d'un produit chaud dans les conditions normalisées.

Le point d'éclair dépend à la fois de la charge, c'est-à-dire du point initial et du point final de la coupe auxquels nous nous sommes fixés pour sa récupération, et des constituants légers qu'elle contient.

Plus la proportion des fractions légères est importante, plus le point d'éclair est bas et plus la substance est inflammable et dangereuse ; c'est ce qui peut expliquer le faible point d'éclair que nous avons trouvé dans la coupe kérosène de la catégorie A [12].

Il est à noter que le point d'éclair est faible pour des charges ayant des pourcentages élevés en aromatique et composés saturés.

4.2.4.1 Modélisation du point d'éclair pour la coupe kérosène

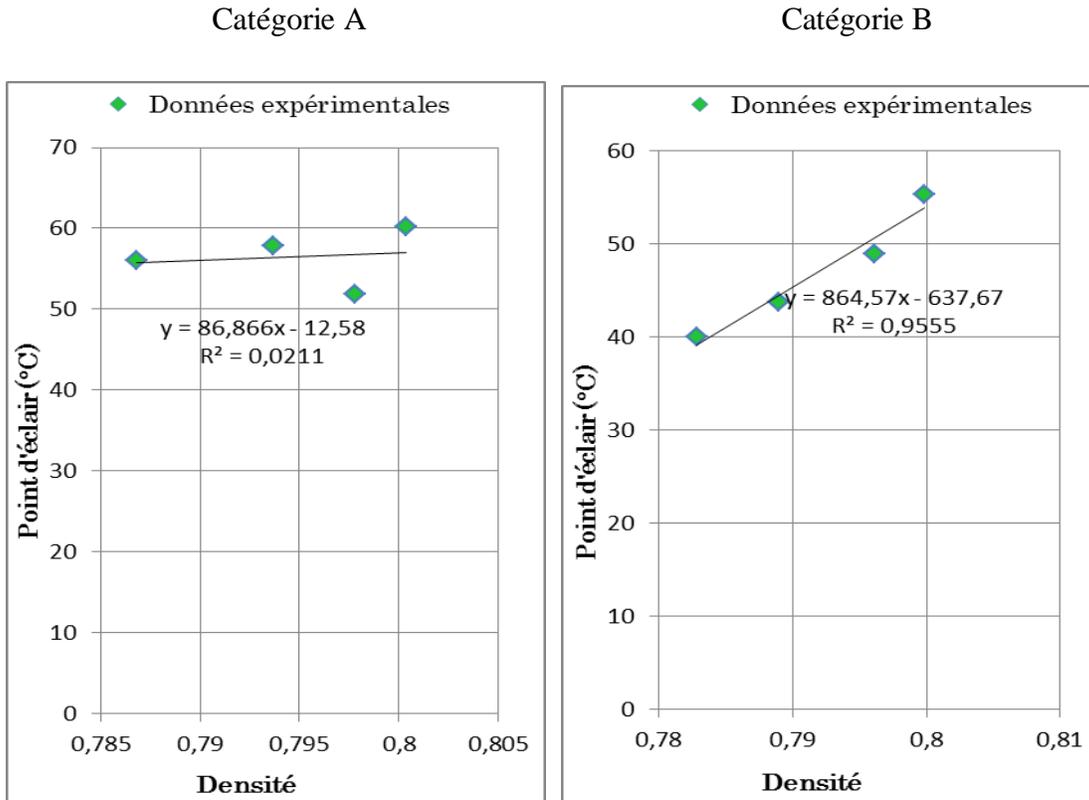


Figure 4.38 : Modélisation du point d'éclair pour la coupe kérosène

La corrélation décrivant l'évolution du point d'éclair en fonction de la densité pour le kérosène est mentionnée dans le tableau suivant pour chaque catégorie :

Tableau 4.19 : Modélisation du point d'éclair pour la coupe kérosène

Résultats	Catégorie A	Catégorie B
Modèle point d'éclair = f(d)	$P_{\text{éclair}} = 86,866d - 12,58$	$P_{\text{éclair}} = 864,57d - 637,67$
Coefficient de corrélation	0,0211	0,9555

4.2.5 Modélisation de l'indice de cétane de la coupe gasoil pour les deux catégories A et B :

Pour des coupes de gasoil avec une proportion importante de paraffines, l'indice de cétane est important, plus ce dernier est important et plus le délai d'inflammation du gasoil est court.

- L'indice de cétane pour la coupe gasoil léger de la catégorie A :

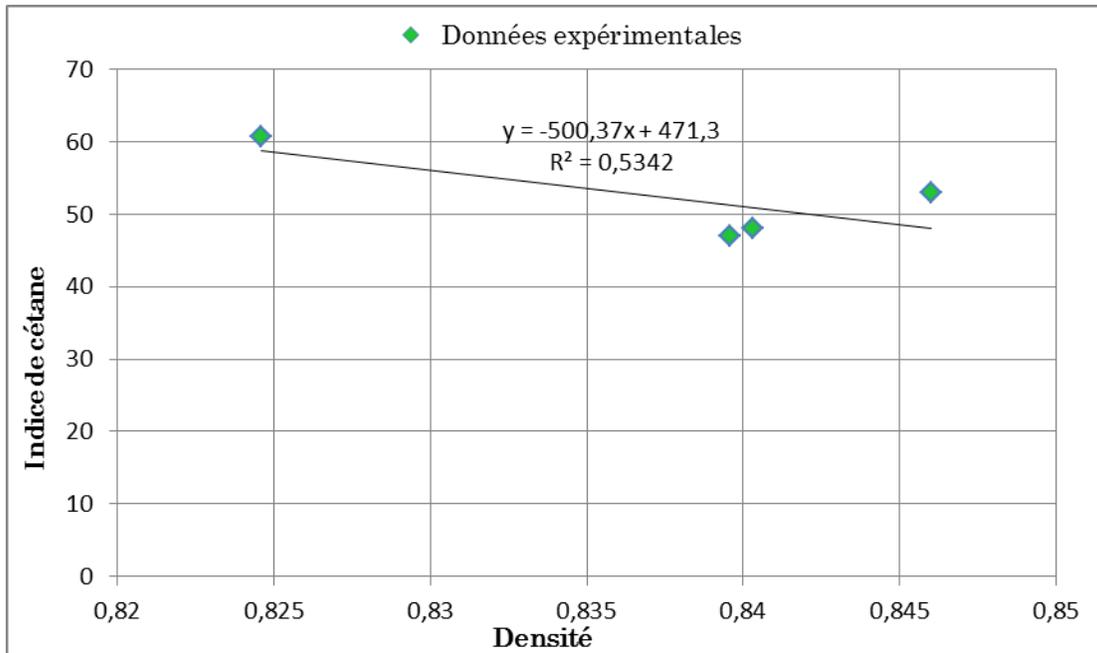


Figure 4.39 : Modélisation de l'indice de cétane pour la coupe gasoil léger pour la catégorie A

- L'indice de cétane pour la coupe gasoil lourd de la catégorie A:

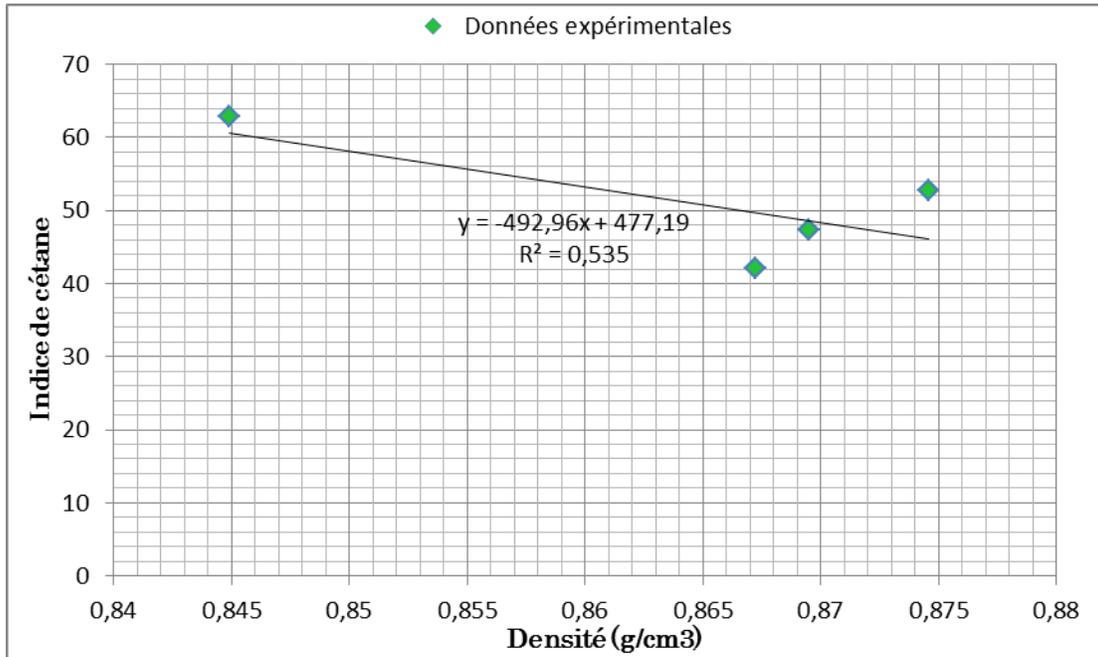


Figure 4.40 : Modélisation de l'indice de cétane pour la coupe gasoil lourd pour la catégorie A

- L'indice de cétane pour la coupe gasoil total (catégorie B) :

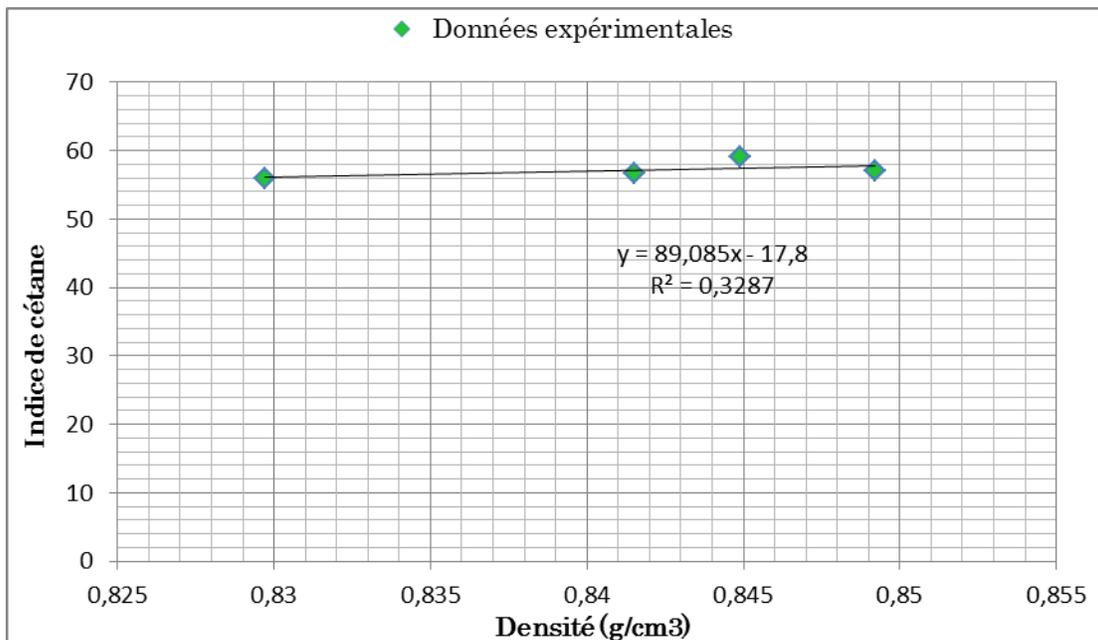


Figure 4.41 : Modélisation de l'indice de cétane pour la coupe gasoil total pour la catégorie A

La corrélation décrivant l'évolution de l'indice de cétane en fonction de la densité pour la coupe gasoil est mentionnée dans le tableau suivant pour chaque catégorie :

Tableau 4.20 : Modélisation de l'indice de cétane pour la coupe gasoil

<i>Résultats</i>	<i>Catégorie A</i>		<i>Catégorie B</i>
<i>Modèle</i>	<i>Coupe légère</i>	<i>Coupe lourde</i>	<i>Coupe totale</i>
<i>Indice de cétane = f(d)</i>	$I_{\text{cétane}}=500,37d+471,3$	$I_{\text{cétane}}=-492,96d+477,19$	$I_{\text{cétane}}=89,085d-17,8$
<i>Coefficient de corrélation</i>	0,5342	0,535	0,3287

Les corrélations ont été établies en choisissant le modèle le plus simple pour d'écrire la variation de la propriété X en fonction de la densité, car nous ignorons comment cette caractéristique pourrait évoluer sachant que la composition et la teneur en fraction légère diffère d'un échantillon à un autre.

Il est à noter que tous les modèles que nous avons établis ne donnent de bons résultats que pour la plage de densité étudiée pour chaque coupe pétrolière.

Par manque de données expérimentales, certains modèles décrivent mal l'évolution de la propriété étudiée en fonction de la densité, il aurait été souhaitable d'avoir plus de valeurs expérimentales afin que nous puissions développer un modèle plus adapté.

Pour certaines propriétés telles que l'indice de cétane et le point d'éclair qui dépendent de plusieurs paramètres à la fois, les modèles trouvés ne décrivent pas d'une manière acceptable l'évolution de la propriété en fonction de la densité.

Il est à signaler que les données expérimentales nous ont été remises sans leurs incertitudes. Si ces dernières ont été connues, des modèles plus adaptés auraient pu être développés.

Conclusion

Certains des résultats simulés se comparent aux résultats expérimentaux, comme la densité et l'indice de réfraction, tant dis que d'autres restent en deçà.

Nous avons pu sur la base des données expérimentales qui nous ont été remises établir des modèles, leur fiabilité reste faible car à part la densité, il y a la composition chimique qui influe également les propriétés physico-chimique.

Conclusion générale

Notre étude a été scindée sur deux approches ; dans la première nous avons prédit certaines propriétés physico-chimiques des coupes pétrolières au moyen du logiciel Hysys, les résultats obtenus sont moyennement satisfaisants pour l'ensemble des propriétés étudiées sauf pour la densité et l'indice de réfraction où la simulation est meilleure.

La seconde approche avait pour but de modéliser les cinq propriétés en question en fonction de la densité à partir des données expérimentales qui ont été mises à notre disposition.

Le problème majeur auquel nous avons été confrontés lors de la réalisation de ce travail était la non disponibilité des données expérimentales en nombre suffisant ainsi que les erreurs liées à ces dernières pour l'établissement des modèles. De ce fait, la précision des corrélations développées auraient été nettement meilleurs.

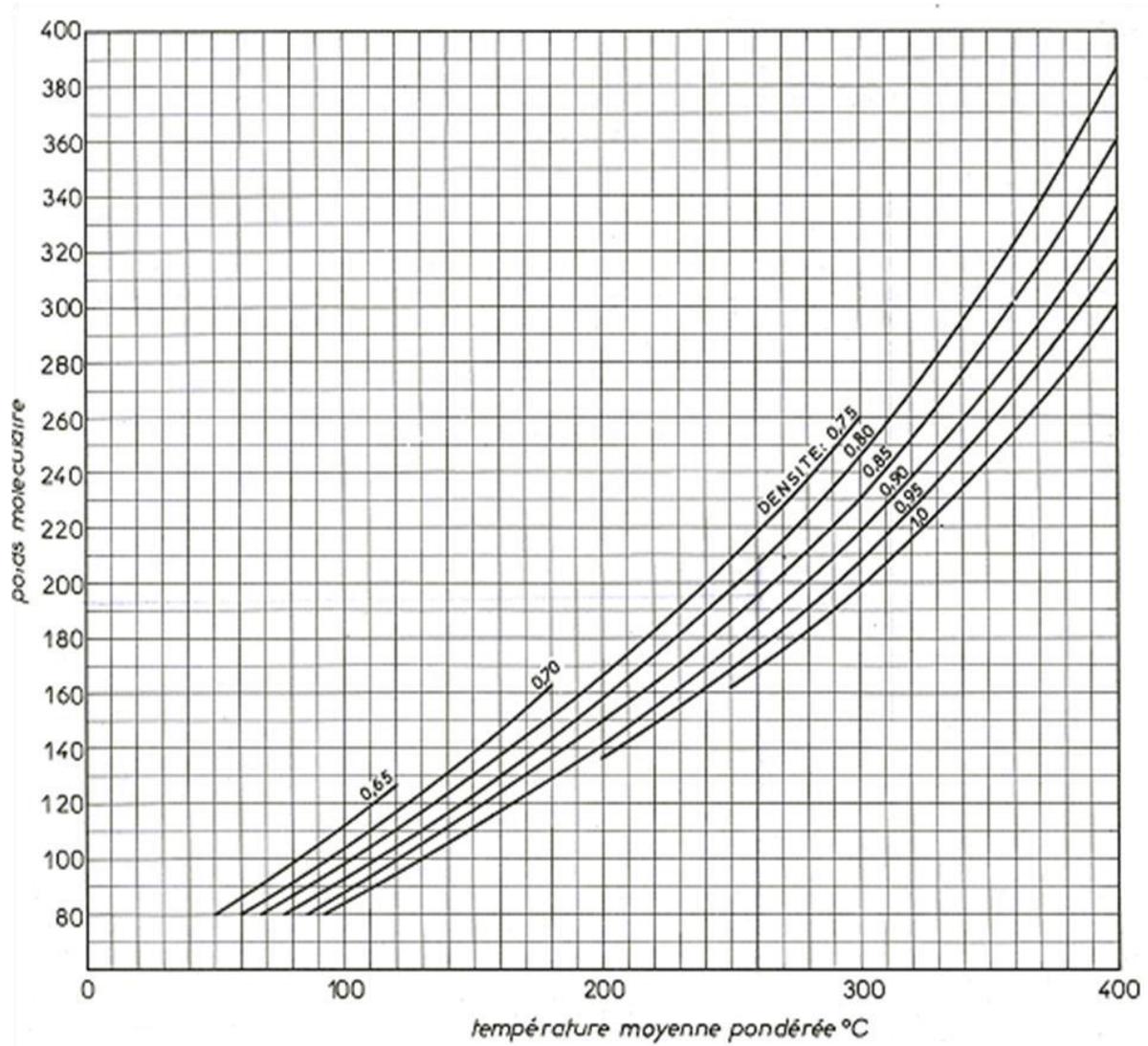
Nous recommandons d'utiliser d'autres logiciels de simulation afin de comparer les résultats prédits aux expérimentaux et choisir le logiciel qui donne la plus grande précision.

Notre méthode proposée possède un grand intérêt pratique car elle permet d'éviter le recours aux manipulations expérimentales qui ne sont pas toujours réalisables, et très coûteux ; une amélioration des modèles trouvés en prenant plus de données expérimentales tout en tenant compte de leurs incertitudes, pourrait faire l'objet d'un travail futur.

Bibliographie

- [1] Yves Barbier, *Dictionnaire du Pétrole*. SCM. Paris 1980.
- [2] Patrice Maubourguet, *Petit Larousse illustré*. Direction éditoriale Paris 1991.
- [3] X. Normand, A. Teil, *L'industrie du raffinage du pétrole, leçons sommaires Tome (1)* 1985.
- [4] P. Wuithier, *Raffinage et génie chimique Tome(1)*, édition technip, Paris, 1972.
- [5] C.E.CHITOUR, *Raffinage : les propriétés physiques des hydrocarbures et des fractions Pétrolières Tome 1*, Edition OPU, Alger 1999.
- [6] ENSPM formation Industrie-IFP training, *Eléments de chimie -Produit*, (2006), édition d'IFP, Paris, PP. (4-6-9).
- [7] Manuel de travaux pratiques, *Raffinage et thermodynamique du pétrole, essais normalisés*, département génie chimique, Ecole Nationale Polytechnique ENP.
- [8] C. Aligrot, *Etude expérimentale et théorique du délai d'auto-inflammation de différents carburants dans une chambre de combustion à volume constant*, thèse de doctorat, Ecole Centrale de Paris.
- [9] J-P. Wauquier, *Petroleum refining, Crude Oil, Petroleum products, process flowsheets*, édition Technip, 1998.
- [10] O.Rebas, *Etablissement de nouvelles corrélations de contribution de groupes avec interaction pour l'estimation des propriétés physiques des hydrocarbures et leurs mélanges*, thèse de magister, département génie chimique, Ecole Nationale Polytechnique, 2006.
- [11] C. Poupot, K. Benaïssa, *Dispositif électronique de mesure vélocimétrique à processeur de signal*, Vol. 8, N°3, pp 35-40, 1991.
- [12] www.pointclair.fr

Annexe A :



Poids moléculaire des fractions en fonction de la densité et T_{mav} .

Annexe B : Caractéristiques des échantillons

Echantillon 2

→ Caractéristiques générales du pétrole (bulk properties):

Caractéristiques Générales du BRUT	Résultats
KUOP	12,05
API	46
Densité à 15°C	0,7966
Viscosité cSt à 37,8°C	1,783
Viscosité cSt à 50°C	1,488
TVR Kg/Cm2	0,768
Poids moléculaire g/mole	175

→ Données de la Distillation TBP

fraction n°	Température °C à 760mm Hg	densité à 15°C	%Volume	%Volume cumulés
Légers	<14,7	0,587	4,78	4,78
1	14,5-65	0,6465	7,95	12,73
2	65-70	0,6913	2,18	14,91
3	70-75	0,6968	0,69	15,6
4	75-80	0,7088	0,58	16,18
5	80-85	0,709	0,91	17,09
6	85-90	0,7108	1,58	18,67
7	90-95	0,7148	2,03	20,7
8	95-100	0,7275	2,08	22,78
9	100-105	0,7288	0,98	23,76
10	105-110	0,7306	0,81	24,57
11	110-115	0,7334	1,15	25,72
12	115-120	0,7336	2,46	28,18
13	120-125	0,7339	1,14	29,32
14	125-130	0,7441	0,99	30,31
15	130-135	0,7629	0,97	31,28
16	135-140	0,7631	1,39	32,67

17	140-145	0,7642	1,63	34,3
18	145-150	0,7646	1,69	35,99
19	150-155	0,7682	1,25	37,24
20	155-160	0,7755	1,16	38,4
21	160-165	0,7801	1,32	39,72
22	165-170	0,7807	1,56	41,28
23	170-175	0,7809	1,53	42,81
24	175-180	0,7843	1,11	43,92
25	180-185	0,7882	0,96	44,88
26	185-190	0,7897	1,11	45,99
27	190-195	0,7917	1,31	47,3
28	195-200	0,7966	1,2	48,5
29	200-205	0,7991	1,39	49,89
30	205-210	0,7997	1,05	50,94
31	210-215	0,8006	1,12	52,06
32	215-220	0,8022	1,1	53,16
33	220-230	0,8172	3,33	56,49
34	230-240	0,8188	1,77	58,26
35	240-250	0,8258	2,3	60,56
36	250-260	0,833	2,16	62,72
37	260-270	0,8368	1,67	64,39
38	270-280	0,8396	1,28	65,67
39	280-290	0,8407	2,13	67,8
40	290-300	0,8436	1,77	69,57
41	300-310	0,8483	1,55	71,12
42	310-320	0,8535	1,56	72,68
43	320-330	0,8669	2,79	75,47
44	330-340	0,8704	1,42	76,89
45	340-350	0,8726	1,28	78,17
46	350-360	0,875	1,55	79,72
47	360-370	0,8755	0,78	80,5
48	370-375	0,8776	1,02	81,52
49	375-380	0,8805	0,88	82,4
50	380-560	0,9033	13,79	96,19
Résidu	560+	1,0454	3,81	100

→ Light ends :

Constituants	% volumique
C2	0
C3	0,21
iC4	0,52
nC4	3,15
iC5	0,7
nC5	0,2
total	4,78

Echantillon 3

→ Caractéristiques générales du pétrole (bulk properties):

Caractéristiques Générales du BRUT	Résultats
KUOP	12
API	44,9
Densité à 15°C	0,8015
Viscosité cSt à 50°C	1,509
Viscosité cSt à 37,8°C	1,824
TVR Kg/Cm2	0,574
Poids moléculaire g/mole	174

→ Données de la Distillation TBP

fraction n°	Température °C à 760mm Hg	densité à 15°C	%Volume	%Volume cumulés
Légers	<14,3	0,5853	4,36	4,36
1	14,3-65	0,6408	6,42	10,78
2	65-70	0,6484	2,06	12,84
3	70-75	0,7052	0,69	13,53
4	75-80	0,7087	0,61	14,14
5	80-85	0,709	1,47	15,61
6	85-90	0,7113	1,92	17,53
7	90-95	0,7206	2,29	19,82
8	95-100	0,7243	1,26	21,08
9	100-105	0,7275	0,59	21,67
10	105-110	0,7335	0,24	21,91
11	110-115	0,7343	0,33	22,24
12	115-120	0,7397	1,65	23,89
13	120-125	0,7428	1,89	25,78

14	125-130	0,7453	2,03	27,81
15	130-135	0,7494	1,66	29,47
16	135-140	0,7528	1,65	31,12
17	140-145	0,7572	1,53	32,65
18	145-150	0,7627	1,21	33,86
19	150-155	0,7663	2,41	36,27
20	155-160	0,7739	0,37	36,64
21	160-165	0,7792	0,42	37,06
22	165-170	0,7797	1,4	38,46
23	170-175	0,7818	1,62	40,08
24	175-180	0,7848	1,69	41,77
25	180-185	0,7872	1,49	43,26
26	185-190	0,791	1,59	44,85
27	190-195	0,7937	1,12	45,97
28	195-200	0,7951	1,03	47
29	200-205	0,7968	1,15	48,15
30	205-210	0,7994	1,22	49,37
31	210-215	0,8031	1,48	50,85
32	215-220	0,8051	1,09	51,94
33	220-230	0,8147	4,5	56,44
34	230-240	0,8245	1,89	58,33
35	240-250	0,8319	2,41	60,74
36	250-260	0,8343	1,63	62,37
37	260-270	0,8395	2,17	64,54
38	270-280	0,8453	1,8	66,34
39	280-290	0,8456	1,89	68,23
40	290-300	0,8465	1,9	70,13
41	300-310	0,8524	1,88	72,01
42	310-320	0,8578	1,47	73,48
43	320-330	0,8713	2,7	76,18
44	330-340	0,8763	1,62	77,8
45	340-350	0,8797	1,22	79,02
46	350-360	0,8801	1,43	80,45
47	360-370	0,883	1,21	81,66
48	370-375	0,8852	0,47	82,13
49	375-380	0,8863	0,62	82,75
50	380-530	0,9069	13,43	96,18
Résidu	530+	0,9715	3,82	100

→ Light ends :

Constituants	% volumique
C2	0
C3	0,39
iC4	0,48
nC4	2,56
iC5	0,5
nC5	0,43
total	4,36

Echantillon 4

→ Caractéristiques générales du pétrole (bulk properties):

Caractéristiques Générales du BRUT	Résultats
KUOP	12,1
API	48,1
Densité à 15°C	0,7871
Viscosité cSt à 50°C	1,184
Viscosité cSt à 37,8°C	1,499
TVR Kg/Cm2	0,752/0,737
Poids moléculaire g/mole	168

→ Données de la Distillation TBP

fraction n°	Température °C à 760mm Hg	densité à 15°C	%Volume	%Volume cumulés
Légers	<14,5	0,5847	5,2	5,2
1	14,5-65	0,6428	8,22	13,42
2	65-70	0,685	2,92	16,34
3	70-75	0,7056	0,75	17,09
4	75-80	0,7086	0,63	17,72
5	80-85	0,7091	0,75	18,47
6	85-90	0,7094	1,31	19,78
7	90-95	0,7126	2,52	22,3
8	95-100	0,7243	3,83	26,13
9	100-105	0,7425	0,73	26,86
10	105-110	0,7431	0,51	27,37
11	110-115	0,7433	0,56	27,93
12	115-120	0,7435	1,21	29,14
13	120-125	0,7439	2,05	31,19

14	125-130	0,7461	1,59	32,78
15	130-135	0,754	1,28	34,06
16	135-140	0,7556	1,39	35,45
17	140-145	0,757	1,48	36,93
18	145-150	0,7577	1,75	38,68
19	150-155	0,7639	1,36	40,04
20	155-160	0,7723	1,22	41,26
21	160-165	0,7776	1,35	42,61
22	165-170	0,779	1,64	44,25
23	170-175	0,7792	1,6	45,85
24	175-180	0,7811	1,24	47,09
25	180-185	0,7862	0,97	48,06
26	185-190	0,7879	1,17	49,23
27	190-195	0,7893	1,41	50,64
28	195-200	0,793	1,33	51,97
29	200-205	0,7959	1,09	53,06
30	205-210	0,7966	1,04	54,1
31	210-215	0,7972	1,2	55,3
32	215-220	0,7976	1,19	56,49
33	220-230	0,8094	2,9	59,39
34	230-240	0,8134	1,97	61,36
35	240-250	0,8228	2,41	63,77
36	250-260	0,8233	1,75	65,52
37	260-270	0,8296	1,92	67,44
38	270-280	0,8364	1,8	69,24
39	280-290	0,8369	1,67	70,91
40	290-300	0,8394	1,69	72,6
41	300-310	0,842	1,61	74,21
42	310-320	0,8473	1,76	75,97
43	320-330	0,8586	1	76,97
44	330-340	0,8614	1,65	78,62
45	340-350	0,8648	1,67	80,29
46	350-360	0,8675	0,97	81,26
47	360-370	0,8702	1,45	82,71
48	370-375	0,8717	0,38	83,09
49	375-380	0,8734	0,88	83,97
50	380-530	0,8889	11,71	95,68
Résidu	530+	0,9318	4,32	100

→ Light ends :

Constituants	% volumique
C2	0
C3	0,39
iC4	0,53
nC4	3,37
iC5	0,55
nC5	0,36
total	5,20

Echantillon 5

→ Caractéristiques générales du pétrole (bulk properties):

Caractéristiques Générales du BRUT	Résultats
KUOP	12,05
API	45,6
Densité à 15°C	0,798
Viscosité cSt à 50°C	1,464
TVR Kg/Cm2	0,756
Poids moléculaire g/mole	180

→ Données de la Distillation TBP

fraction n°	Température °C à 760mm Hg	densité à 15°C	%Volume	%Volume cumulés
Légers	<Pi=15	-	4,9	4,9
1	15-65	0,6486	6,06	10,96
2	65-70	0,6894	1,93	12,89
3	70-75	0,6996	0,95	13,84
4	75-80	0,6999	1,06	14,9
5	80-85	0,7041	0,61	15,51
6	85-90	0,7079	1,4	16,91
7	90-95	0,7175	2,69	19,6
8	95-100	0,7257	1,5	21,1
9	100-105	0,7277	1,02	22,12
10	105-110	0,729	1,47	23,59
11	110-115	0,7308	1,71	25,3
12	115-120	0,7328	2,76	28,06
13	120-125	0,7395	0,99	29,05

14	125-130	0,7487	0,94	29,99
15	130-135	0,7577	1,1	31,09
16	135-140	0,7608	1,48	32,57
17	140-145	0,7614	1,58	34,15
18	145-150	0,7644	1,76	35,91
19	150-155	0,7686	1,47	37,38
20	155-160	0,7753	1,41	38,79
21	160-165	0,7799	1,57	40,36
22	165-170	0,7801	2,12	42,48
23	170-175	0,7842	0,97	43,45
24	175-180	0,7843	1,07	44,52
25	180-185	0,7848	1,06	45,58
26	185-190	0,7897	1,2	46,78
27	190-195	0,7919	1,62	48,4
28	195-200	0,798	1,29	49,69
29	200-205	0,7994	1,11	50,8
30	205-210	0,7996	0,97	51,77
31	210-215	0,8041	1,07	52,84
32	215-220	0,8086	1,77	54,61
33	220-230	0,8199	3,68	58,29
34	230-240	0,8207	1,94	60,23
35	240-250	0,8316	3,51	63,74
36	250-260	0,8353	0,96	64,7
37	260-270	0,8399	1,76	66,46
38	270-280	0,8442	2,32	68,78
39	280-290	0,8476	1,06	69,84
40	290-300	0,8484	2,11	71,95
41	300-310	0,8523	2,05	74
42	310-320	0,8533	1,29	75,29
43	320-330	0,8737	2,16	77,45
44	330-340	0,8765	1,97	79,42
45	340-350	0,8791	0,7	80,12
46	350-360	0,8796	0,96	81,08
47	360-370	0,8804	0,47	81,55
48	370-375	0,8808	0,28	81,83

49	375-380	0,8814	0,37	82,2
50	380-390	0,8828	0,16	82,36
51	390-400	0,8872	0,39	82,75
52	400-450	0,8965	4,24	86,99
53	450-475	0,9045	3,35	90,34
54	475-500	0,9059	2,76	93,1
55	500-525	0,9216	1,17	94,27
56	525-550	0,927	1,29	95,56
57	550-565	0,9326	1,09	96,65
58	565-580	0,9434	0,79	97,44
59	580+	1,0267	2,56	100

→Light ends :

Constituants	% volumique
C2	0,02
C3	0,57
iC4	0,56
nC4	3,03
iC5	0,55
nC5	0,17
total	4,90

Echantillon 6

→Caractéristiques générales du pétrole (bulk properties):

Caractéristiques Générales du BRUT	Résultats
KUOP	12,15
API	42,4
Densité à 15°C	0,8127
Viscosité cSt à 50°C	1,75
Viscosité cSt à 37,8°C	2,912
TVR Kg/Cm2	0,456
Poids moléculaire g/mole	205

→ Données de la Distillation TBP

fraction n°	Température °C à 760mm Hg	densité à 15°C	%Volume	%Volume cumulés
Légers	<PI=14,5	-	2,43	2,43
1	15-65	0,6454	5,54	7,97
2	65-70	0,6818	0,5	8,47
3	70-75	0,6861	0,54	9,01
4	75-80	0,6916	0,63	9,64
5	80-85	0,6995	1,08	10,72
6	85-90	0,709	1,81	12,53
7	90-95	0,7161	1,9	14,43
8	95-100	0,7193	0,64	15,07
9	100-105	0,7234	0,6	15,67
10	105-110	0,7275	0,9	16,57
11	110-115	0,7331	1,5	18,07
12	115-120	0,739	1,72	19,79
13	120-125	0,7467	1,77	21,56
14	125-130	0,7529	1,39	22,95
15	130-135	0,7561	0,61	23,56
16	135-140	0,7569	0,92	24,48
17	140-145	0,7579	1,19	25,67
18	145-150	0,7632	1,35	27,02
19	150-155	0,769	1,49	28,51
20	155-160	0,7717	1,8	30,31
21	160-165	0,7741	0,44	30,75
22	165-170	0,7749	1,01	31,76
23	170-175	0,7785	1,22	32,98
24	175-180	0,782	1,15	34,13
25	180-185	0,7842	1,15	35,28
26	185-190	0,7861	1,27	36,55
27	190-195	0,7899	1,21	37,76
28	195-200	0,794	0,84	38,6
29	200-205	0,7961	0,79	39,39
30	205-210	0,7967	0,66	40,05
31	210-215	0,7984	0,7	40,75
32	215-220	0,8087	3,96	44,71

33	220-230	0,8126	2,16	46,87
34	230-240	0,82	2,07	48,94
35	240-250	0,8233	1,98	50,92
36	250-260	0,8302	3,66	54,58
37	260-270	0,8322	1,35	55,93
38	270-280	0,8379	2,78	58,71
39	280-290	0,8392	1,91	60,62
40	290-300	0,8469	2,8	63,42
41	300-310	0,8486	0,96	64,38
42	310-320	0,8519	1,59	65,97
43	320-330	0,8566	1,75	67,72
44	330-340	0,8583	1,7	69,42
45	340-350	0,8594	1,63	71,05
46	350-360	0,8657	1,37	72,42
47	360-370	0,8684	1,07	73,49
48	370-375	0,8689	0,69	74,18
49	375-380	0,8749	0,4	74,58
50	380-390	0,8796	1,7	76,28
51	390-400	0,8815	1,32	77,6
52	400-450	0,8822	7,55	85,15
53	450-475	0,8831	1,96	87,11
54	475-500	0,8847	2,46	89,57
55	500-525	0,8877	2,38	91,95
56	525-550	0,8995	1,68	93,63
57	550-565	0,907	0,93	94,56
58	565-580	0,9181	1,44	96
59	580+	1,028	4	100

→ Light ends :

Constituants	% volumique
C2	0
C3	0,12
iC4	0,21
nC4	0,99
iC5	0,61
nC5	0,5
total	2,43

Echantillon 7

→Caractéristiques générales du pétrole (bulk properties)

Caractéristiques Générales du BRUT	
KUOP	12,18
API	42,9
Densité à 15°C	0,8104
TVR Kg/Cm2	0,892

→Données de la Distillation TBP

fraction n°	Température °C à 760mm Hg	densité à 15°C	%Volume	%Volume cumulés
Légers	<13,7 (IBP=13,7)	-	3,98	3,98
1	IBP-80	0,661	10,54	14,52
2	80-90	0,7037	3,92	18,44
3	90-110	0,7299	3,97	22,41
4	110-130	0,745	7,23	29,64
5	130-150	0,7639	4,29	33,93
6	150-170	0,7835	4,55	38,48
7	170-180	0,7961	1,71	40,19
8	180-190	0,8027	1,62	41,81
9	190-200	0,8096	1,53	43,34
10	200-210	0,8109	1,79	45,13
11	210-220	0,813	1,78	46,91
12	220-240	0,8203	3,09	50
13	240-260	0,8245	4,38	54,38
14	260-280	0,8325	3,42	57,8
15	280-300	0,8372	3,27	61,07
16	300-320	0,8445	3,28	64,35
17	320-340	0,8573	2,71	67,06
18	340-360	0,8631	2,6	69,66
19	360-380	0,8698	2,59	72,25
20	380-400	0,8761	2,77	75,02
21	400-420	0,8907	1,25	76,27
22	420-440	0,895	3,35	79,62
23	440-460	0,8958	2,4	82,02

24	460-480	0,9061	1,9	83,92
25	480-500	0,907	1,94	85,86
26	500-520	0,9076	2,48	88,34
27	520-540	0,9213	3,1	91,44
28	480+	0,9426	16,08	100
29	500+	0,9474	14,14	100
30	520+	0,9554	11,66	100
31	540+	0,9678	8,56	100

→Light ends :

Constituants	% volumique
C2	0
C3	0,09
iC4	0,39
nC4	2,52
iC5	0,4
nC5	0,39
total	3,79

Echantillon 8

→Caractéristiques générales du pétrole (bulk properties):

Caractéristiques Générales du BRUT	Résultats
KUOP	12,25
API	42,8
Densité à 15°C	0,8112
Viscosité cSt à 20°C	4,43
Viscosité cSt à 37,8°C	3,05
TVR Kg/Cm2	0,7
Poids moléculaire g/mole	213

→ Données de la Distillation TBP

fraction n°	Température °C à 760mm Hg	densité à 15°C	%Volume	%Volume cumulés
Légers	<14,5	0,5806	5,09	5,09
1	14,5-65	0,6465	3,38	8,47
2	65-70	0,6769	0,64	9,11
3	70-75	0,6806	0,95	10,06
4	75-80	0,6856	1,76	11,82
5	80-85	0,6904	1,18	13
6	85-90	0,7107	0,45	13,45
7	90-95	0,7148	0,79	14,24
8	95-100	0,7213	1,12	15,36
9	100-105	0,7221	1,45	16,81
10	105-110	0,7248	1,67	18,48
11	110-115	0,7293	1,76	20,24
12	115-120	0,7345	1,63	21,87
13	120-125	0,7386	1,33	23,2
14	125-130	0,7435	1,07	24,27
15	130-135	0,7453	1,52	25,79
16	135-140	0,7539	0,64	26,43
17	140-145	0,7556	0,33	26,76
18	145-150	0,7589	0,84	27,6
19	150-155	0,7629	1,19	28,79
20	155-160	0,7663	1,33	30,12
21	160-165	0,7697	1,7	31,82
22	165-170	0,7728	1,27	33,09
23	170-175	0,776	0,95	34,04
24	175-180	0,7793	0,77	34,81
25	180-185	0,7814	1,02	35,83
26	185-190	0,784	0,63	36,46
27	190-195	0,7866	1,09	37,55
28	195-200	0,7894	0,95	38,5
29	200-205	0,7915	0,81	39,31
30	205-210	0,7928	0,93	40,24
31	210-215	0,795	1,09	41,33
32	215-220	0,8028	0,83	42,16

33	220-230	0,8043	0,57	42,73
34	230-240	0,8071	0,96	43,69
35	240-250	0,808	2,12	45,81
36	250-260	0,8173	2,38	48,19
37	260-270	0,82	2,55	50,74
38	270-280	0,8242	1,94	52,68
39	280-290	0,8303	2,01	54,69
40	290-300	0,8333	2,22	56,91
41	300-310	0,8342	1,34	58,25
42	310-320	0,8373	1,9	60,15
43	320-330	0,8433	0,47	60,62
44	330-340	0,8444	0,51	61,13
45	340-350	0,8488	0,82	61,95
46	350-360	0,8506	2,28	64,23
47	360-370	0,8528	0,76	64,99
48	370-375	0,8547	1,4	66,39
49	375-380	0,8562	1,14	67,53
50	380-530	0,8846	21,28	88,81
Résidu	530+	0,9516	11,19	100

→Light ends :

Constituants	% volumique
C2	0
C3	0,35
iC4	0,6
nC4	3,56
iC5	0,48
nC5	0,1
total	5,09

Echantillon 9

→Caractéristiques générales du pétrole (bulk properties):

Caractéristiques Générales du BRUT	Résultats
KUOP	12,62
API	45,4
Densité à 15°C	0,7991
Viscosité cSt à 50°C	4,574
Viscosité cSt à 37,8°C	3,28
TVR Kg/Cm2	0,665
Poids moléculaire g/mole	240

→Données de la Distillation TBP

fraction n°	Température °C à 760mm Hg	densité à 15°C	%Volume	%Volume cumulés
Légers	<15	—	4,5	4,5
1	15-65	0,6571	4,27	8,77
2	65-70	0,6905	0,84	9,61
3	70-75	0,6927	0,67	10,28
4	75-80	0,6963	1,74	12,02
5	80-85	0,7026	1,43	13,45
6	85-90	0,7101	2,05	15,5
7	90-95	0,7177	1,66	17,16
8	95-100	0,7182	0,95	18,11
9	100-105	0,7206	2,14	20,25
10	105-110	0,7262	0,25	20,5
11	110-115	0,7285	0,71	21,21
12	115-120	0,7287	1,98	23,19
13	120-125	0,7352	1,92	25,11
14	125-130	0,7399	1,65	26,76
15	130-135	0,7423	1,28	28,04
16	135-140	0,7445	1,53	29,57
17	140-145	0,7476	1,66	31,23
18	145-150	0,7526	1,31	32,54
19	150-155	0,7554	2,2	34,74
20	155-160	0,7628	0,35	35,09
21	160-165	0,7645	0,67	35,76

22	165-170	0,7651	1,69	37,45
23	170-175	0,7676	1,59	39,04
24	175-180	0,7722	0,75	39,79
25	180-185	0,7742	0,97	40,76
26	185-190	0,7753	1,15	41,91
27	190-195	0,7787	1,16	43,07
28	195-200	0,7835	0,89	43,96
29	200-205	0,7852	0,91	44,87
30	205-210	0,7853	1,06	45,93
31	210-215	0,7854	0,8	46,73
32	215-220	0,7985	2,94	49,67
33	220-230	0,8009	2,05	51,72
34	230-240	0,808	1,46	53,18
35	240-250	0,8081	1,94	55,12
36	250-260	0,8141	1,81	56,93
37	260-270	0,82	1,66	58,59
38	270-280	0,8224	1,59	60,18
39	280-290	0,8254	1,75	61,93
40	290-300	0,8278	1,86	63,79
41	300-310	0,8315	1,61	65,4
42	310-320	0,8353	1,71	67,11
43	320-330	0,8414	0,73	67,84
44	330-340	0,8445	1,68	69,52
45	340-350	0,8456	1,53	71,05
46	350-360	0,8468	1,36	72,41
47	360-370	0,8513	1,36	73,77
48	370-375	0,8527	0,36	74,13
49	375-380	0,8534	0,79	74,92
50	380-530	0,8668	15,16	90,08
Résidu	530+	0,9594	9,92	100

→Light ends :

Constituants	% volumique
C2	0,02
C3	0,81
iC4	0,83
nC4	1,86
iC5	0,57
nC5	0,41
total	4,5

Annexe B : Conditions opératoires de récupération des coupes pétrolières

Bilan de valorisation

Conditions opératoires de récupération des coupes pétrolières :

***Condensat:**

Présente les vapeurs C5- condensées avant le point initial.

***Essence et kérosène:**

L'opération s'est déroulée à pression atmosphérique jusqu'à 220°C et sous pression de 40mm Hg jusqu'à 320°C.

***Gas-oils (diesel):**

L'opération s'est déroulée sous pression absolue de 40 mm Hg jusqu'à 320°C et sous pression absolue de 10mm Hg jusqu'à 400°C

Le découpage des coupes pétrolières du pétrole brut a été effectué selon le schéma de valorisation suivant :

C ₅ – 80 °C	Essence légère
80 – 165 °C	Essence lourde
165 – 250 °C	Kérosène
250 – 320 °C	Gasoil léger
320 – 375 °C	Gasoil lourd

Le taux de reflux est fixé à 5 durant toute la récupération.