

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

**ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
DEPARTEMENT DE GENIE CHIMIQUE**

Mémoire de Master en Génie Chimique

Thème

**Validation de la méthode TBP de classification des pétroles bruts
Application à un pétrole de forte densité**

Dirigé par :

Mme S.HADDOUM

Mme K.IBELAIDENE

Présenté par:

Abdellah BENDELLALI

Soutenu le 13 juin 2015, devant le jury composé de :

Mme F. SOUABI	Professeur (E.N.P)	Présidente
Mme A.MEFTI	Maître de conférences (E.N.P)	Examinatrice
Mlle F.KIES	Maître de conférences (E.N.P)	Examinatrice
Mme S. HADDOUM	Maître Assistante (E.N.P)	Promotrice
Mme K.IBELAIDENE	SH/DTD	Promotrice

Promotion Juin 2015

10, Avenue HassenBadi BP 182 El-Harrach- Alger
Tél: 213 21 52 53 01 _ Fax: 213 21 52 29 73.

Résumé

Ce travail a pour principal objectif, la vérification et la validation du principe de classification des pétroles bruts par la nouvelle méthode mise en œuvre dans notre travail de projet de fin d'études (PFE) intitulé « **Modélisation de la propriété TBP des pétroles bruts de classes légère, moyenne et lourde** ». Cette méthode est basée sur l'utilisation de la loi Gamma distribution. Tout d'abord une synthèse bibliographique pour le choix du pétrole pour application de la dite méthode principalement basée sur l'origine, les propriétés physico-chimiques et plus particulièrement la propriété TBP. Le pétrole choisi est un pétrole de forte densité, produit en IRAN, sous le nom de Soroosh. Ce pétrole a fait l'objet d'une classification par les méthodes classiques existantes puis par l'application de la nouvelle méthode Gamma. Cette classification est présentée par un diagramme $\beta = f(\alpha)$. Ce couple (α, β) est déterminé à partir de la distillation TBP du pétrole.

Les zones de traçage réalisées dans le PFE ont été validées par la classification du brut étudié.

Mots clés : Pétrole, classification, TBP, loi Gamma, validation.

Abstract

The main purpose of this study is verification and validation of the new classification method developed in the graduation project entitled « **Modeling the TBP curve of light, medium and heavy crude oils** ».

This method is based on the use of the Gamma distribution law. First, to apply this method, a bibliographical research was conducted to choose a crude oil. This selection is based on origin, physico-chemical properties and especially TBP distillation.

The selected crude oil produced in IRAN, called Soroosh, and has a high specific gravity.

Firstly, to classify the crude a conventional methods have been used and secondly, the new method Gamma.

This classification is presented in a diagram of $\beta = f(\alpha)$. This pair (α, β) is determined from the TBP distillation of petroleum.

The work presented in PFE is effectively validated in this study.

Keywords: crude, classification, TBP, Gamma law, validation.

تلخيص

تهدف هذه الدراسة أساساً في التحقق و المصادقة على مبدأ تصنيف البترول الخام بطريقة جديدة التي رسخت في مشروع ال PFE.

تحت عنوان " الوصول إلى دالة مرجعية تبين و تظهر TBP لثلاثة أصناف من البترول : ثقيل خفيف و معتدل في الوزن " هذه التقنية تركز على قانون الاحتمال غاما.

بدأنا ببحث مكتبي شامل للتوصل إلى البترول المناسب لهذه التقنية التي تركز على مصدر هذا الأخير، خصائصه الفيزيائية و الكيميائية و خاصة خاصية.

البترول المختار ذو كثافة قوية صنع في إيران يحمل اسم SOROOSH هذا البترول صنف بتقنيات تقليدية ثم درس بتقنية غاما. هذا التصنيف يعرض بمنحنى بياني بيتا حيث $F(n) =$ هذه الثنائية (α, β) صممة من تقطير البترول.

المنحنى البياني في ال PFE صودق عليه في تصنيف البترول الخام.

كلمات مفتاحية : بترول، تصنيف، خاصية، غاما، المصادقة

REMERCIEMENTS

Avant toutes choses, je remercie Dieu, le tout puissant, pour m'avoir donné la force et la sagesse.

Je remercie infiniment mes chers parents de m'avoir offert tout ce dont j'avais besoin.

Au terme de ce projet je tiens à remercier en premier lieu nos promotrices ; Mmes S. HADDOUM et K. IBELAIDENE pour leur disponibilité, leur expertise technique et scientifique, leur conseil avisé, ainsi que leur soutien permanent qui nous ont permis de mener à bien notre étude.

Mes remerciements s'adressent également à Mme F. SOUANI, professeur au département de Génie Chimique, qui me fait l'honneur de présider ce jury, Mme A. MEFTI et Mlle F. KIES, Maîtres de Conférences au Département du Génie Chimique d'avoir accepté d'examiner et d'évaluer ce modeste travail.

J'adresse mes sincères à tous les enseignants qui ont contribué à notre formation à l'Ecole Nationale Polytechnique.

Enfin, je remercie ma famille et mes amis qui m'ont soutenu et encouragé durant mon cursus, ainsi que tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

DEDICACES

À ma chère maman, qui est toujours là pour moi

À ma chère maman, qui est mon exemple et mon repère

À ma chère maman, qui m'a aidé dans mon parcours scolaire

À mon cher père

À toute ma famille

À mes professeurs

À tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à ma réussite

SOMMAIRE

<i>Liste des abréviations</i>	i
<i>Liste des figures</i>	ii
<i>Liste des tableaux</i>	iii
Introduction	iv

CHAPITRE I

GENERALITES SUR LE PETROLE

I.1	Introduction	2
I.2	Définition du pétrole	2
I.3	Origine.....	2
I.4	Composition du pétrole brut	2
I.4.1.	Les alcanes ou paraffines.....	2
I.4.2.	Les cyclanes ou naphènes.....	3
I.4.3.	Hydrocarbures aromatiques	3
I.4.4.	Les oléfines ou alcènes	3
I.4.5.	Autres composés.....	3

CHAPITRE II

LE PETROLE LOURD

II.1	Introduction	5
II.2	Définition	5
II.3	Composition	6
II.4	Propriétés physiques.....	6
II.4.1.	La densité, le degré API (°API).....	6
II.4.2.	La viscosité	7
II.4.2.1.	La viscosité dynamique absolue	7
II.4.2.2.	La viscosité relative	7
II.4.2.3.	La viscosité cinématique absolue ν	7
II.4.3.	La teneur en soufre	8
II.4.4.	La teneur en sel.....	8
II.4.5.	Fractionnement SARA	8
II.4.6.	Le volume molaire.....	9

II.4.7.	Le point d'écoulement	9
II.5	La distillation TBP (True Boiling Point).....	9
II.5.1.	La distillation	9
II.5.2.	Définition de la TBP.....	10
II.5.3.	Principe.....	10
II.5.4.	Corrélations utilisées pour la prédiction de la température d'ébullition des fractions pétrolières	11
II.6	Le raffinage	13
II.6.1.	Les procédés de traitement	13
II.6.2.	Raffinage du pétrole lourd	13
II.6.2.1.	L'hydrotraitement	14
II.6.2.2.	Le désasphaltage	14
II.6.2.3.	Le craquage catalytique	14
II.6.2.4.	L'hydroconversion.....	15
II.6.2.5.	La viscoréduction.....	15
II.7	Le pétrole lourd dans le monde	15

CHAPITRE III

CLASSIFICATION DES PETROLES

BRUTS

III.1	Introduction	18
III.2	Classification chimique	18
III.3	Classification à partir des corrélations	18
III.4	La densité	19
III.5	La distribution du carbone.....	21
III.6	Le facteur K_{uop}	22
III.7	Classification selon la teneur en soufre.....	22
III.8	Classification selon la viscosité	23
III.9	Classification selon le diagramme Gamma.....	24
III.9.1.	Introduction.....	24
III.9.2.	Loi de probabilité continue	24
III.9.2.1.	Loi uniforme	24
III.9.2.2.	Loi normale ou loi de gauss	24
III.9.2.3.	Loi normale centrée réduite	24

III.9.2.4.	Loi Log-normale	25
III.9.2.5.	Loi exponentielle	25
III.9.2.6.	Loi béta	25
III.9.2.7.	Loi de Weibull	25
III.9.2.8.	Loi de khi-deux	26
III.9.2.9.	Loi Gamma	26
II.9	Application	27

PARTIE EXPERIMENTALE

I.1	Informations sur le brut « SROOSH »	30
I.2	Courbe TBP	31
I.3	Classification du pétrole brut par des méthodes classiques	32
I.3.1.	Classification selon le facteur K_{oup}	32
I.3.2.	Classification Selon le °API des fractions	33
I.3.3.	Classification selon l'indice de corrélation CI	34
I.3.4.	Classification selon le °API du pétrole brut	35
I.3.5.	Classification selon la viscosité	35
I.3.6.	Analyse des résultats obtenus	35
I.4	Classification du pétrole selon le diagramme Gamma	36
I.4.2.	Classification selon le diagramme Gamma	37
	Conclusion	40
	Références bibliographiques	41

Liste des abréviations

API	: American Petroleum Industry.
ASTM	: American Society for Testing Materials.
BTX	: Benzène ,Toluène , Xylène.
CHOPS	: Cold heavy oil production with sand.
CGS	: Centimètre ,Gramme , Seconde.
CSS	Cyclic steam stimulation.
LCO	: Light cycle oil.
RMSE	: Root-mean-square deviation.
RSV	: Le résidu sous vide.
SARA	: Saturés, aromatiques,résines,asphalténés.
SAGD	: Steam-assistedgravity drainage.
SD	: Standard Drilling.
SF	: Safety Factor.
TBP	: True boiling point.
THAI	: Toe-Heel Air Injection.
TVR	: Tension de vapeur Reid.
VAPEX	: Vapor extraction.

Liste des figures

Figure 1	: Pétrole très lourd de couleur noir.....	5
Figure 2	: Détermination des températures moyennes d'ébullition à partir de la TBP.....	12
Figure 3	: Schéma d'un traitement de pétrole lourd.....	14
Figure 4	: Répartition des pétroles lourds par régions.....	15
Figure 5	: La production des bruts lourds dans le monde.....	16
Figure 6	: Classification des pétroles bruts selon le °API.....	20
Figure 7	: Variation de la viscosité en fonction de la température pour différents type de brut.....	23
Figure 8	: Diagramme de la classification Gamma.....	28
Figure 9	: Distillation TBP du brut « Soroosh ».....	32
Figure 10	: Représentation des paramètres du brut « Soroosh » dans le diagramme Gamma.....	37
Figure 11	: Variation de la densité de probabilité du brut « Soroosh ».....	38
Figure 12	: Influence du point d'ébullition sur les rendements des sous-produits.....	38

Liste des tableaux

Tableau 1	:	Composition du pétrole à partir de la classification CI.....	19
Tableau 2	:	Classification des pétroles selon le °API des fractions.....	20
Tableau 3	:	Classification du brut d'après la méthode n.d.M.....	21
Tableau 4	:	Caractéristiques physico-chimiques du brut choisi.....	30
Tableau 5	:	Résultats des analyses de la distillation TBP.....	31
Tableau 6	:	Calcul des K_{uop} du brut et de ses fractions , déduction de leurs natures.....	33
Tableau 7	:	Classification du brut « Soroosh » selon le °API des fractions.....	34
Tableau 8	:	Classification du brut « Soroosh » selon l'indice de corrélation CI.....	34
Tableau 9	:	Classification du brut « Soroosh » selon le degré API.....	35
Tableau 10	:	Classification du brut « Soroosh » selon les classifications classiques.....	35
Tableau 11	:	Calculs des données du brut « Soroosh ».....	36

Introduction

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

La transformation de la matière organique en pétrole s'échelonne sur des dizaines de millions d'années, en passant par une substance intermédiaire appelée kérogène. Le pétrole produit peut ensuite se trouver piégé dans des formations géologiques particulières, appelées « roches réservoirs » constituant les gisements pétrolifères « conventionnels » exploités de nos jours.

Tout processus de formation est unique : un gisement de pétrole contient un mélange d'hydrocarbures qui le caractérise selon l'histoire géologique de la zone où il s'est développé.

La provenance géographique est donc un des critères de classification du pétrole (Golfe Persique, mer du Nord, Venezuela, Nigéria, etc.). Toutefois, pour établir des comparaisons entre les différents sites, d'autres critères existent. Les plus importants sont les mesures de la viscosité et de la teneur en soufre du pétrole brut.

Selon la viscosité, quatre types de gisements sont définis (léger, moyen, lourd ou extra-lourd et bitume). Plus le pétrole brut est visqueux, plus il est « lourd » :

- les gisements de pétrole léger : l'aspect du pétrole brut se rapproche de celui du gazole. Les gisements sahariens présentent cette caractéristique ;
- les gisements de pétrole moyen : la viscosité du pétrole brut est intermédiaire entre le pétrole léger et le pétrole lourd. Il s'agit par exemple des gisements du Moyen-Orient ;
- les gisements de pétrole lourd ou extra-lourd : le pétrole brut ne coule pratiquement pas à température ambiante. Les gisements d'Amérique du sud en sont un exemple ;
- les gisements de bitume : le pétrole brut est très visqueux voire solide à température ambiante. Les principales réserves de ce type se trouvent au Canada.

Cette propriété est importante pour déterminer la rentabilité de l'exploitation. En effet, un pétrole peu visqueux ou léger est plus facile à extraire et à traiter qu'un pétrole lourd.

La teneur en soufre distingue le pétrole brut soit en doux (faible teneur en soufre) soit en sulfuré dans le cas contraire. Des gisements de pétrole doux sont notamment trouvés en Afrique, ceux de pétrole sulfuré en Amérique du Nord.

Cette mesure est utilisée pour la phase de raffinage du pétrole, une faible teneur en soufre la favorisant.

Ces classifications restent très insuffisantes quand il s'agit de classer des bruts dans des zones limites.

Dans notre étude nous proposons une méthode plus précise qui est la méthode GAMMA basée sur des données de distillation TBP.

Le brut choisi est un brut d'origine Iranien appelé soroosh qui a été classé selon les données TBP comme étant lourd.

CHAPITRE I
GENERALITES SUR LE PETROLE

I.1 Introduction

L'énergie a accompagné l'avènement de la civilisation humaine. Les sciences et les progrès techniques ont permis à l'homme de découvrir des nouvelles ressources énergétiques.

En effet, après la découverte du feu, et son impact sur les populations primitives et plus tard l'utilisation du charbon et la découverte du pétrole, progressivement le pétrole commença à détrôner le charbon qui a été le moteur de la première révolution industrielle.

Aujourd'hui et malgré la mise en place d'autres sources d'énergie comme le nucléaire, l'éolien et le solaire, le pétrole reste la source d'énergie la plus utilisée dans le monde [1].

I.2 Définition du pétrole

Le pétrole est l'une des substances les plus consommées dans la société moderne. Elle nous fournit non seulement de la matière première pour la production des matières plastiques et autres produits finis, mais aussi peut être utilisé dans la production d'énergie, industrie, chauffage et transport.

Le mot « pétrole » ou « petroleum » en anglais dérive du latin *petra*(pierre) et *oleum*(huile) soit « huile de pierre » qui fait référence à l'hydrocarbure qui se situe dans des roches profondes sous forme gazeuse, liquide, semi-solide ou solide [2].

I.3 Origine

La genèse du pétrole au cours des temps géologiques a suscité de nombreux travaux et de nombreuses hypothèses ont été proposées. Deux théories sont nées : celle de l'origine minérale et celle de l'origine organique. C'est cette dernière théorie qui est considérée aujourd'hui comme la plus vraisemblable.

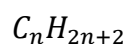
Les preuves de l'origine organique du pétrole résident dans l'existence dans le brut, des molécules optiquement actives, qui ne peuvent avoir été synthétisées que par des êtres vivants, de porphyrines dérivant de celles de la chlorophylle des plantes ou de l'hémine du sang des animaux et de structures hydrocarbonées vestiges de molécules typiques de la matière vivante [3].

I.4 Composition du pétrole brut [4]

Les hydrocarbures constituent les éléments essentiels des pétroles ; leurs molécules ne contiennent que du carbone et de l'hydrogène ; elles se divisent en plusieurs familles chimiques selon leur structure. Toutes ces structures basées sur la tétravalence du carbone. On distingue :

I.4.1. Les alcanes ou paraffines

Ils sont constitués d'un enchaînement d'atomes de carbone portant chacun de 0 à 3 atomes d'hydrogène (sauf pour le plus simple d'entre eux, le méthane) ; leur formule générale est :



Ils peuvent être structurés en chaînes droites : ce sont les paraffines normales ou n-alcane. Ces branchements peuvent se situer à différents emplacements de la chaîne, d'où la possibilité, à nombre d'atomes de carbone égal, de molécules différentes, appelées isomères.

I.4.2. Les cyclanes ou naphènes

Dans ces hydrocarbures, il y a cyclisation de tout ou une partie du squelette carboné. Le nombre d'atomes de carbone du cycle ainsi formé peut varier. Les cycles les plus fréquemment rencontrés sont ceux à cinq ou six atomes de carbone. Dans ces cycles, chaque atome d'hydrogène peut être substitué par une chaîne paraffinique droite ou ramifiée.

La formule générale des cyclanes comprenant un seul cycle est C_nH_{2n} . on trouve également des cyclanes constitués de 2, 3, 4 cycles accolés.

I.4.3. Hydrocarbures aromatiques

Ce sont des hydrocarbures cycliques polyinsaturés présents en forte concentration dans les pétroles bruts. La présence dans leur formule d'au moins un cycle à trois doubles liaisons conjuguées leur confère des propriétés remarquables. En effet, les premiers termes (BTX) sont des matières premières fondamentales de la pétrochimie alors que les homologues supérieurs sont en général néfastes.

I.4.4. Les oléfines ou alcènes

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

I.4.5. Autres composés

On peut rencontrer dans les pétroles bruts, et surtout dans les effluents de procédés de conversion, d'autres produits hydrocarbonés tels que dioléfines, hydrocarbures acétyléniques, ou encore les composés organométallique ainsi que les hétéroatomes tel que l'oxygène, l'azote et le soufre.

Le soufre est l'hétéro élément le plus répandu dans les pétroles bruts. Sa concentration peut aller de 0,1 à plus de 8% en poids ; cette teneur est d'ailleurs corrélée avec la densité du brut et donc sa qualité (léger ou lourd).



CHAPITRE II
LE PETROLE LOURD

II.1 Introduction

Le pétrole lourd est une ressource très importante avec des réserves comparables au pétrole conventionnel. Avec le déclin du pétrole conventionnel, une attention particulière est donnée aux pétroles lourds ; le pétrole lourd représente la moitié du pétrole produit en Californie et la majeure partie de la production du Mexique [5].

L'exploitation et la production du pétrole lourd nécessite des méthodes sismiques, des procédés et techniques spéciales, ce qui le rend différent du pétrole conventionnel.

II.2 Définition

Le pétrole lourd est un pétrole non récupérable à l'état naturel au moyen d'un puits et de méthodes de production conventionnelles. La densité et la viscosité des bruts lourds sont très élevés par rapport aux pétroles conventionnels ce qui fait qu'il ne s'écoule pas et donc ne peut être pompé sans être chauffé ou dilué par des produits chimiques.

Le pétrole lourd a été définie en se basant sur sa densité API et sa viscosité, cette définition est assez arbitraire bien qu'il y'a eu quelque tentative pour rationaliser cette définition avec la viscosité. Ainsi le pétrole est considéré comme lourd si sa densité est inférieure à 20°API et un pourcentage en soufre supérieur à 2% [2].

Le pétrole lourd a une couleur plus sombre que le pétrole conventionnel qui peut aller jusqu'au noir comme le montre la figure 1[2].



Figure 1 : Pétrole très lourd de couleur noire [5]

II.3 Composition

Le pétrole lourd est plus dense et visqueux, sa composition devient plus complexe que celles des pétroles conventionnels et contient des chaînes et des cycles avec une masse molaire plus importante [5].

A la différence des pétroles conventionnels, le pétrole lourd contient beaucoup d'asphaltènes, qui ne sont pas définis en termes de caractéristiques structurales, mais par des conditions purement opératoires. Ces composés sont donc définis comme la fraction du pétrole qui est soluble dans un solvant paraffinique, mais soluble dans le toluène [2].

Les asphaltes sont constitués de structures polyaromatique riches en hétéroatomes, dénommés noyaux, qui sont liés à des chaînes aliphatiques [6].

On trouve aussi des résines qui sont solubles dans des solvants tels que le pentane ou l'heptane mais insolubles dans le propane. La molécule est constituée d'un noyau polycyclique condensé, composé de cycles aromatiques et cyclique et d'hétérocycles sulfurés ou azotés. Les résines sont considérées comme homologues des asphaltènes, avec un poids moléculaire inférieur et une structure moins condensée [6].

Enfin, le soufre est retrouvé en grandes quantités et peut atteindre 6% en poids du brut, Cet atome peut se trouver soit sous forme inorganique, soit intégré dans des molécules organiques. Dans les molécules organiques, le soufre peut être présent sous forme de trois structures différentes : mercaptans, sulfures et thiophènes [7] [5].

II.4 Propriétés physiques

II.4.1. La densité, le degré API ($^{\circ}$ API)

La masse volumique est la spécification principale pour les produits pétroliers. Elle est définie comme étant la masse d'une unité de volume du matériau à une température spécifiée. Elle est donnée par g/cm^3 .

Une autre propriété générale plus large, est la densité (specific-gravity en anglais). C'est le rapport de la densité du pétrole à la densité de l'eau qui dépend de la température à laquelle ont été mesurées les densités des deux produits (pétrole et eau). Lorsque la température de l'eau est 4°C (39°F), La densité est égale à la masse volumique dans le système CGS. Elle est définie pour deux températures standards identiques, soit 60°F : ($\text{SpGr}_{60/60^{\circ}\text{F}}$), c'est-à-dire environ la densité à 15°C . Un autre concept est utilisé également pour mesurer la densité : le degré API, défini par l'American Petroleum Institute comme étant une fonction hyperbolique de la densité [8].

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\text{Sp.Gr}_{60^{\circ}\text{F}}^{60^{\circ}\text{F}}} - 131,5 \quad (1)$$

II.4.2. La viscosité

La viscosité est une grandeur physique qui mesure la résistance interne d'un liquide à l'écoulement [9].

Son unité s'exprime en centistokes (cSt) dans le CGS. Habituellement, les mesures de viscosité sont réalisées à 100°F et 210°F [10].

Nous distinguons trois types de viscosités :

II.4.2.1. La viscosité dynamique absolue

Si au sein d'un fluide, un élément de surface S glisse à la vitesse dv en opposant la force résistante F , sur une couche de même superficie distante de dx , la **viscosité dynamique absolue** μ (Mû) s'écrit [11]:

$$\mu = \frac{F}{S} \left(\frac{dx}{dv} \right) \quad (2)$$

Elle s'exprime en Pascals-secondes ou, plus fréquemment, en milliPascals-secondes, correspondant à l'ancienne unité, la centiPoise.

II.4.2.2. La viscosité relative

C'est le rapport de viscosité de produit sur celle de l'eau à 20°C [8].

II.4.2.3. La viscosité cinématique absolue ν

On utilise plus fréquemment la **viscosité cinématique absolue** ν , quotient de la viscosité dynamique par la masse volumique ρ :

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (3)$$

ν s'exprime en m²/s ou, mieux, en mm²/s. L'ancienne unité, le centistoke, équivaut à 1mm²/s.

La viscosité cinématique est déterminée par la mesure du temps d'écoulement du produit liquide dans un tube capillaire calibré (selon norme ASTM D 4445 ou NF T 60-100). Elle est évidemment d'autant plus élevée que la température est basse. Elle intervient de façon prépondérante dans la mise en œuvre et la combustion des produits pétroliers moyens et lourds [11].

II.4.3. La teneur en soufre

C'est le pourcentage en poids (ou ppm) de la teneur en soufre total déterminé expérimentalement dans un échantillon de pétrole ou de son produit. Outre la densité, la teneur en soufre des pétroles bruts est prise en considération, dans la détermination du prix des produits pétroliers [9].

La présence de soufre en quantités importantes dans le pétrole brut va imposer des opérations d'hydrotraitement supplémentaires dans le processus de raffinage [10].

II.4.4. La teneur en sel

La teneur en sel, exprimée en milligrammes de chlorure de sodium par litre du brut (ou en pounds/baril) indique la quantité de sel dissous dans l'eau présente dans le brut. Une teneur élevée en sel dans un pétrole brute engendre des problèmes de corrosion au cours du processus de raffinage.

II.4.5. Fractionnement SARA [4]

L'analyse SARA (Saturés, Aromatiques, Résines, Asphaltènes) est couramment pratiquée sur les coupes lourdes dans un double but :

- La connaissance des quantités pondérales de ces quatre classes de composés qui est en soi un renseignement précieux pour le raffineur,
- La préparation de fractions pouvant être soumises à une analyse ultérieure.

La séparation SARA se pratique en plusieurs étapes. La chromatographie liquide est précédée d'une précipitation des asphaltènes, puis les maltènes sont chromatographiés. Si la séparation entre hydrocarbures saturés et aromatiques ne pose guère de problème, compte tenu de leur caractère chimique très différent, il n'en est pas de même de la séparation entre hydrocarbures aromatiques et résines. En effet, ces dernières sont elles-mêmes très aromatiques et se distinguent plutôt par leur contenu élevé en hétéroélément.

Il n'y a pas de coupure franche dans le chromatogramme entre les aromatiques et les résines.

Le rendement de chacune de ces fractions dépendra de leur volume de rétention, lequel dépendra de l'adsorbant choisi et de la force éluant des solvants.

Une séparation SAR (les asphaltènes ayant été éliminés) peut être pratiquée sur une colonne mixte de silice suivie d'alumine. Les hydrocarbures saturés sont élués à l'heptane, les hydrocarbures aromatiques par un mélange 2 :1 en volume de n heptane et de toluène et les résines par un mélange 1 :1 :1 de dichlorométhane, toluène et méthanol.

II.4.6. Le volume molaire

Le volume molaire d'un corps pur est le volume qu'occupe une mole de ce corps à une température donnée T et une pression donnée P. Il est relié à la masse molaire **M** et à la densité **d** par la relation suivante :

$$V_M = \frac{M}{d_4^T} \quad (4)$$

Le volume molaire des hydrocarbures purs augmente avec le nombre d'atomes de carbone. Pour même nombre de carbone, le volume molaire diminue quand on passe des paraffines aux aromatiques, les naphthéniques possédant des volumes intermédiaires [12].

II.4.7. Le point d'écoulement

Le point d'écoulement est défini comme la température la plus basse (5 ° F) à laquelle le pétrole s'écoule. Plus la teneur en paraffine est élevée, plus le point d'écoulement est élevé [9, 10].

Quand un produit pétrolier est refroidi, un trouble, correspondant à l'apparition des premiers cristaux des paraffines, apparaît à une certaine température, cette température est appelée point de trouble.

II.5 La distillation TBP (True Boiling Point)

II.5.1. La distillation

La distillation est une analyse primordiale voire la plus importante en raffinage car elle permet de connaître le rendement de chaque coupe pétrolière. Elle consiste à séparer les différents constituants d'un mélange selon leur volatilité de façon à obtenir une distribution des points d'ébullition en fonction du pourcentage poids ou du pourcentage volume du mélange recueilli. Cette distribution est dénommée courbe de distillation. La distillation TBP (*True Boiling Point*) réalisée selon trois normes : ASTM D2892, ASTM D86, ASTM D1160 et ASTM D5236 [7].

- **La distillation D2892** est une technique qui utilise une colonne de 15 à 18 plateaux théoriques avec un taux de reflux de 5:1. Cette distillation peut se faire sous pression atmosphérique et sous pression réduite (jusqu'à 2mmHg). Elle peut s'appliquer au pétrole brut, ainsi qu'à toutes les coupes pétrolières dont les points d'ébullition s'étendent de 0 à 400°C.
- **La distillation D86** est une distillation à pression atmosphérique qui utilise une colonne avec un seul plateau réel. Elle permet de distiller les coupes pétrolières dont les points d'ébullition se situent entre 0 et 400°C. La courbe distillation est représentée en fonction du pourcentage de volume recueilli.
- **La distillation sous pression réduite (0.1 à 50 mmHg)** est utilisée pour fractionner les coupes lourdes. En effet, à pression atmosphérique et au-delà d'une température

340°C, les molécules commencent à subir des réactions de craquage thermique d'où l'intérêt travailler sous pression réduite.

II.5.2. Définition de la TBP

C'est une distillation discontinue permettant la séparation d'un pétrole brut ou d'une fraction d'hydrocarbures en fonction de la température d'ébullition. Cette technique est envisagée lorsque nous voulons avoir des informations plus précises sur le brut à analyser.

Cependant, lorsque la TBP est appliquée à des fractions lourdes de pétrole, on rencontre souvent des difficultés. Habituellement, l'évaluation de la courbe de TBP des fractions lourdes pétrolières est effectuée par des méthodes ASTM D2892 et ASTM D5236, mais on ne peut pas aller au-delà de certaines températures. Pour des températures élevées, il n'existe pas une méthode bien établie, permettant d'améliorer le traitement de pétrole brut [13].

II.5.3. Principe

La distillation TBP est une technique qui utilise une colonne de 10 plateaux théoriques avec un taux de reflux de 5,1 et une charge pouvant varier entre 0.5 et 100 litres.

Elle comporte deux étapes :

- La **TBP** est d'abord effectuée sous une pression atmosphérique jusqu'à ce que la température dans le bouilleur atteigne une limite correspondant au début de cracking du résidu.
- Nous avons alors recours à une distillation sous un vide de 40mmHg puis de 10mmHg.
- Si le résidu obtenu est relativement important, on procède à une autre distillation sous un vide plus poussé.

L'appareillage permet de travailler soit à pression atmosphérique, soit sous pression réduite (jusqu'à 2mmHg=0,2666 kPa).

En effet, au-delà d'une température de 320-340°C dans le bouilleur, on assiste à un début de craquage thermique du résidu. Si l'on arrête alors la distillation, le résidu contenu dans le bouilleur constitue le résidu atmosphérique. Pour pouvoir poursuivre la distillation il faudra travailler sous vide, ce qui permet de réduire la température dans le bouilleur.

A la fin de l'opération de la distillation, on recueille un résidu sous vide (RSV).

Il existe des appareils commerciaux qui passent automatiquement de la distillation atmosphérique à la distillation sous pression réduite, la courbe finale obtenue exprime la température à la pression atmosphérique en fonction du % poids ou % volume recueilli [4].

II.5.4. Corrélations utilisées pour la prédiction de la température d'ébullition des fractions pétrolières [23]

Comme il a été déjà souligné auparavant, la température d'ébullition n'a pas de sens pour un mélange, puisque celle-ci passe de l'état liquide à l'état vapeur dans un intervalle de températures plus ou moins large, selon la température d'ébullition des constituants. Pour une détermination rapide de la composition ; on réalise au niveau de laboratoire une distillation ASTM. Pour une connaissance plus précise, c'est la distillation TBP qui est mise en œuvre. Les résultats de distillation sont habituellement traduits graphiquement. Selon les différents pourcentages, nous obtenons trois températures moyennes d'ébullition, correspondant au point 50% ; volumétrique (t_v), pondérale (t_p) et molaire (t_m). La valeur moyenne pondérée des trois valeurs définies précédemment est la température moyenne pondérée ou température mean average (t_{mav}). La température mean-average est déterminée par des abaques (figure 5). Pour déterminer cette température (T_{mav}) il est nécessaire de connaître le parcours de la courbe de distillation, c'est-à-dire $t(0\%)$, $t(10\%)$, $t(20\%)$, $t(50\%)$, $t(70\%)$, $t(80\%)$, $t(90\%)$ et $t(100\%)$.

La température volumétrique pour un pétrole brut s'écrit, à partir de la TBP

$$t_v = \frac{t_0 + 4t_{50} + t_{100}}{6} \quad (5)$$

Ou :

$$t_v = \frac{t_{20} + t_{50} + t_{80}}{3} \quad (6)$$

La pente S s'écrit :

$$S = \frac{t_{70} - t_{10}}{60} \quad (7)$$

Il est nécessaire de définir alors les incréments nécessaires pour atteindre les autres températures, la température moléculaire T_m , la température pondérale TP et enfin la température pondérée T_{mav} .

$$t_v = t_p + \beta \quad (8)$$

$$t_v = t_m + \gamma \quad (9)$$

$$t_v = t_{mav} + \alpha \quad (10)$$

α , β et γ sont des incréments lus sur des abaques, on porte l'incrément en fonction de la pente, pour les températures volumétriques considérées.

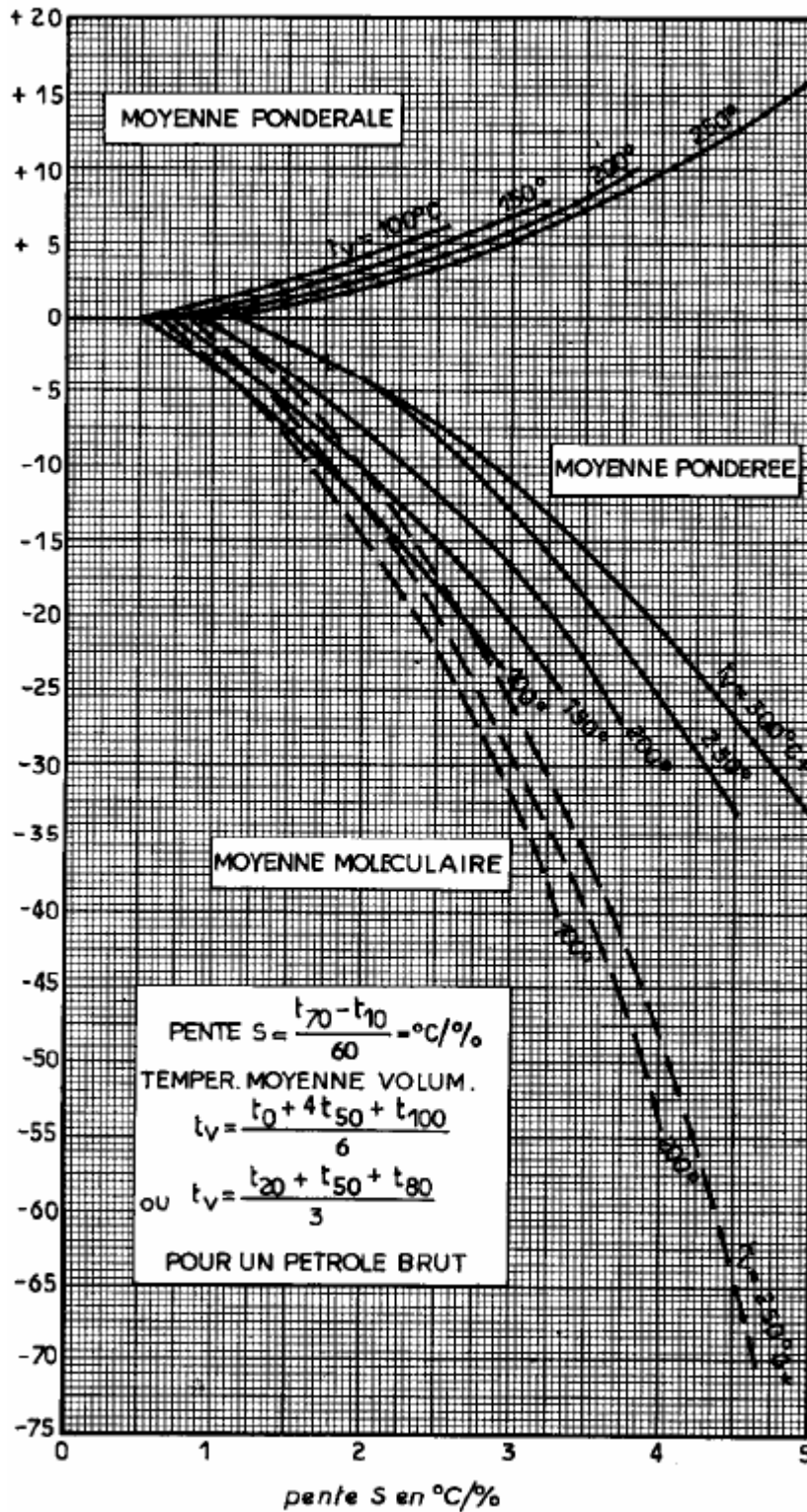


Figure 2: Détermination des températures moyennes d'ébullition à partir de la TBP.

II.6 Le raffinage

II.6.1. Les procédés de traitement

Après l'extraction du brut, il est transporté vers une chaîne de procédés de traitement qui ont pour objectifs la préparation du pétrole brut pour d'autres unités de transformation ou de séparation. Le traitement peut inclure l'élimination ou la séparation de composés aromatiques et de naphènes ainsi que des contaminants indésirables, comme le soufre, l'azote, les métaux. Le traitement peut impliquer des réactions chimiques, la séparation chimique ou physique, comme la dissolution, absorption ou précipitation. Les principaux procédés de traitement de mélanges pétroliers sont l'hydrotraitement, le désasphaltage, le procédé d'adoucissement [14].

II.6.2. Raffinage du pétrole lourd [2]

Avec la demande accrue des produits pétroliers notamment dans le domaine du transport, le moyen le plus simple pour satisfaire cette demande est l'importation des bruts légers, mais compte tenu de réserves restantes, cette solution n'est plus envisageable.

En effet, ces trois dernières décennies, la densité des bruts disponible ne cesse de croître, ce qui rend les procédés de traitement des charges lourdes un sujet majeur pour les prochaines années.

L'étape essentielle est donc l'amélioration des procédés de raffinage des charges lourdes afin d'optimiser la production, la meilleure solution est de convertir les asphaltes qui en se liant avec les métaux peuvent inhiber les catalyseurs, en des composés légers.

La valorisation des procédés a commencé par l'introduction des procédés de désulfuration qui visait à séparer le soufre, plus tard ces procédés ont été adaptés pour une conversion partielle (entre 10 et 30%) en des fractions légères et finalement les procédés thermique et catalytique ont été introduits.

Les procédés de valorisation des pétroles lourds peuvent être divisés en 3 groupes :

- L'élimination des carbones : viscoréduction, coking et autres ;
- L'addition d'hydrogène : viscoréduction en hydrogène et hydrocraquage catalytique ;
- Les procédés de séparation : distillation et désasphaltage.

Dans les prochaines années et en fonction des facteurs économique, politique et technologique, de nouveaux procédés seront probablement introduits, en couplant la viscoréduction et l'hydrotraitement comme une étape de conversion primaire, ainsi que le remplacement ou amélioration des unités de désasphaltage.

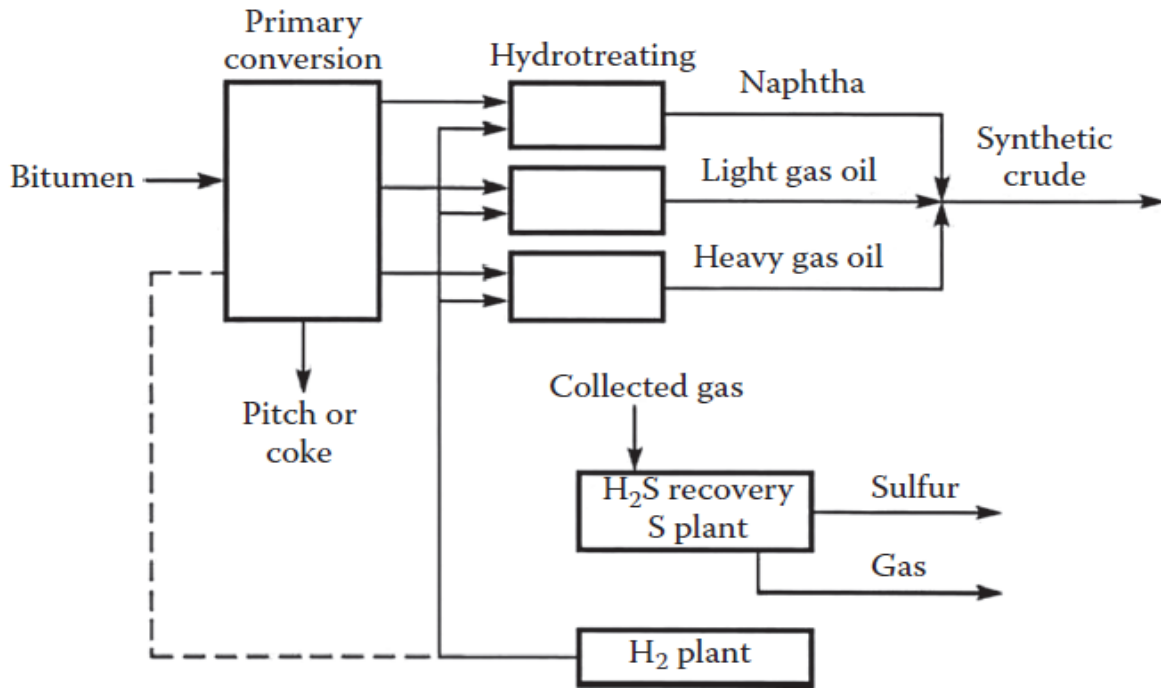


Figure 3 : schéma d'un traitement de pétrole lourd [2]

II.6.2.1. L'hydrotraitement

Ce procédé vise à traiter sous pression d'hydrogène un brut ou une coupe pétrolière en présence d'un catalyseur solide. Son but étant l'élimination des impuretés, tels que le soufre, l'azote, les métaux, ou les oléfines et réduire la teneur en aromatique.

II.6.2.2. Le désasphaltage

Ce procédé est une opération d'extraction au solvant qui permet la récupération des asphaltes et de l'huile désasphaltée qui peut être soumise aux procédés de conversion.

Les solvants utilisés sont les paraffines légères, comme le propane, le butane ou le pentane.

II.6.2.3. Le craquage catalytique

Le craquage catalytique consiste à fragmenter des hydrocarbures de coupes lourdes en composés de masse molaire plus faible avec une haute température et une basse pression en présence d'un catalyseur acide.

Les produits principaux sont des essences de bonne qualité, des fractions gazeuses très oléfiniques qui serviront de charges aux unités d'éthérisation, d'alkylation et d'oligomérisation, et une coupe gazole de forte aromaticité, couramment appelé gazole LCO.

II.6.2.4. L'hydroconversion

L'hydroconversion est appliquée à la conversion des coupes de résidu atmosphérique ou résidu sous vide. Ce procédé consiste donc à convertir les coupes résidus tout en éliminant une grande partie des impuretés, comme le soufre, l'azote ou les métaux.

Face à la présence de composés très réfractaires, comme les asphaltènes, les conditions opératoires sont généralement sévères (haute pression et haute température) afin d'obtenir des performances adéquates.

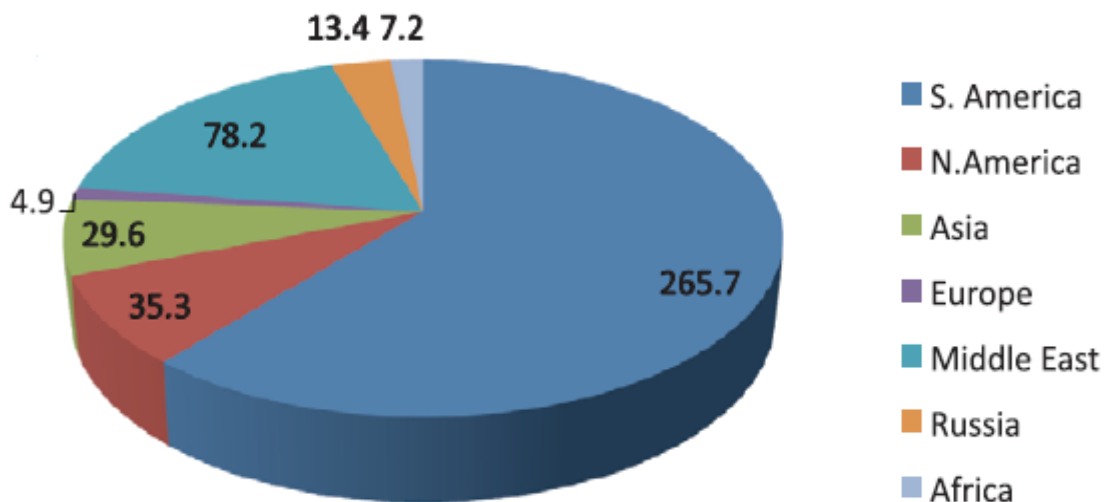
Les principaux produits sont une coupe de distillat sous vide qui peut être envoyée à une unité de craquage catalytique ou d'hydrocraquage, le gazole bien hydrogéné mais de qualité moyenne, une fraction essence qui est envoyée au reformage catalytique, et un résidu non-converti dont les caractéristiques dépendent de la coupe de départ et de la sévérités des conditions opératoires [14].

II.6.2.5. La viscoréduction

Le procédé de viscoréduction consiste à réduire la viscosité des coupes lourdes. Ce procédé peut s'appliquer soit aux résidus atmosphériques pour obtenir le gazole et l'essence, tout en respectant les spécifications de la viscosité du fuel résiduaire, soit aux résidus sous vide pour en faire des fuels industriels en réduisant au maximum la viscosité de la charge tout en évitant la floculation des composés asphalténiques et la formation de sédiments. Dans les deux cas, les produits doivent passer par des procédés de traitements car ils sont constitués de composés oléfiniques instables avec une forte teneur en impuretés [14].

II.7 Le pétrole lourd dans le monde

On trouve du pétrole lourd dans plusieurs pays comme les États-Unis, le Mexique, la Russie, la Chine et quelques pays du Moyen-Orient, mais les réserves les plus importantes se situent au Canada et au Venezuela, la figure 3 montre la répartition des pétroles lourds par régions:



Heavy oil reserves by region

Figure 4 : Répartition des pétroles lourds par régions [15]

En ce qui concerne la production, le Canada est le premier pays producteur des pétroles lourds. En 2014 ,sa production moyenne était estimée à 2,5 millions barils/ jour [15].

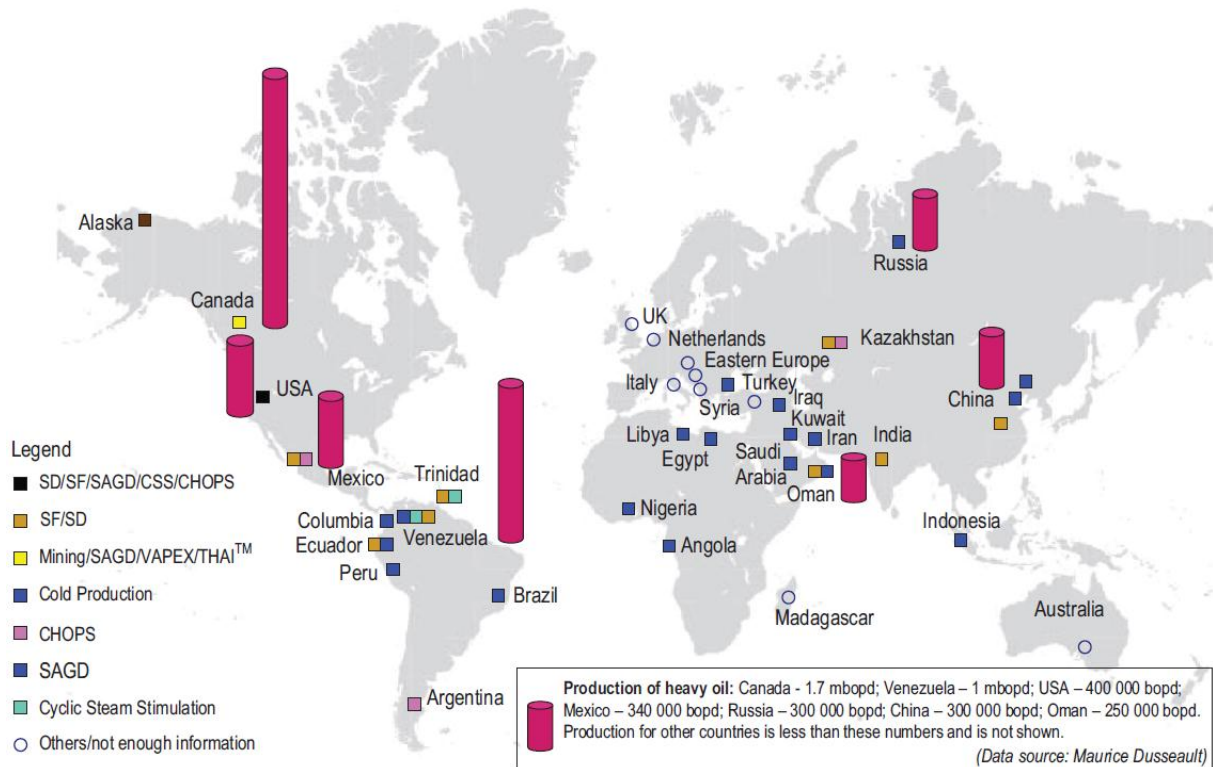


Figure 5 : La production des bruts lourds dans le monde [15]

CHAPITRE III
CLASSIFICATION DES PETROLES
BRUTS

III.1 Introduction

Bien qu'il n'existe pas de méthodes spécifiques pour la classification des pétroles bruts, il serait utile d'établir des critères simples pour quantifier la qualité d'un brut. De nombreuses tentatives ont été faites pour concevoir un système de classification pour classer ces bruts [9].

III.2 Classification chimique [2]

La composition des pétroles obtenus à partir des puits est variable et dépend non seulement de la composition initiale in situ, mais aussi du mode de production et de l'état d'avancement ainsi que de la durée de vie du puits ou du réservoir. En général, le pétrole conventionnel est un liquide de couleur qui varie du vert-marron au noir ayant une densité (à 15,6°C) qui varie approximativement entre 0,75 et 1,00 (57° à 10°API), la densité de la plupart des pétroles bruts se situant entre 0,80 et 0,95 (45°-17°API). L'intervalle d'ébullition du pétrole varie à partir de 20°C (68°F) environ à plus de 350°C (660°F) au-dessus de laquelle une décomposition est activée si la distillation est poursuivie. Les hydrocarbures peuvent contenir de 0 à 35% ou plus d'essence, ainsi que des proportions variables de kérosène et autres sous-produits.

Comme mentionné plus haut les hydrocarbures présents dans le pétrole sont classés en trois familles :

1. Paraffines.
2. cyclo paraffines (naphtènes).
3. Aromatiques.

En plus des constituants d'hydrocarbures, le pétrole contient des espèces hétéroatomiques qui sont présentes en minorité par rapport aux hétéroatomes macromoléculaires contenus dans le kérogène (Costantinides et Arich, 1967; Tissot et Welte, 1978).

Une classification largement utilisée qui distingue entre les pétroles bruts à base de paraffine ou à base d'asphalte, en effet il y'a séparation de cire de paraffine lors du refroidissement de certains pétroles bruts, tandis que d'autres ne montrent aucune séparation. Les termes à base d'asphalte ou de paraffine ont été introduits et toujours utilisés (van Neset van Westen, 1951).

La présence de cire de paraffine se reflète généralement dans la nature paraffinique de ces fractions, et une forte teneur en asphalte est due à des propriétés naphténiques des fractions correspondantes.

Dans la pratique, une distinction est souvent faite entre bruts légers et lourds qui, en combinaison avec la distinction précédente (paraffine, asphalte, etc.), double le nombre de classes possibles.

III.3 Classification à partir des corrélations [2]

Une première tentative pour donner un système de classification est la suivante :

Est qualifié d'asphaltique, un brut dont le résidu de distillation contient moins de 2% de cire et de paraffinique s'il contient plus de 5%.

Une classification selon la composition chimique de la fraction située entre 250°C-300°C a été utilisée (tableau 2), mais une difficulté réside dans le fait que dans les fractions bouillant au-dessus de 200°C peuvent appartenir à plusieurs familles d'hydrocarbures.

Des molécules purement naphthéniques ou aromatiques sont rares; les composés cycliques contiennent généralement des chaînes latérales paraffiniques et souvent même des cycles aromatiques et naphthéniques côte à côte. Une information plus détaillée sur la composition chimique peut être fournie au moyen de l'indice de corrélation comme le montre le tableau n°1.

Tableau 1 : La composition du pétrole à partir de la classification CI

%Paraffine	%Naphthène	%Aromatique	%Cire	%Asphalte	Classification
[46 – 61]	[22 – 32]	[12 – 25]	<10	<6	Paraffinique
[42 – 45]	[38 – 39]	[16 – 20]	<6	<6	Paraffin-naphthén
[15 – 26]	[61 – 76]	[8 – 13]	0	<6	Naphthénique
[27 – 35]	[36 – 47]	[26 – 33]	<1	<10	Mélange
<8	[57 – 78]	[20 – 25]	<0.5	<20	Aromatique

Source: James G.Speight, «The Chemistry and Technology of Petroleum», Fifth edition, 2014

L'indice de corrélation, développé par l'US Bureau of Mines, est une fonction de la densité et de la température d'ébullition en degrés Kelvin. Ainsi :

$$CI = 473,7d - 456,8 + \frac{48,640}{T_{eb}} \quad (11)$$

Où :

T_{eb} représente la température d'ébullition

d : la densité (Gruse et Stevens, 1960).

Les valeurs de l'indice comprises entre 0 et 15 indiquent une prédominance d'hydrocarbures paraffiniques dans la fraction. Une valeur de 15 à 50 indique une prédominance soit des naphthènes ou des mélanges de paraffines, naphthènes et aromatiques. Une valeur de l'indice supérieure à 50 indique une prédominance d'aromatiques.

III.4 La densité [2]

1. Densité des fractions pétrolières

La densité a été depuis les premières années de l'industrie pétrolière l'un des premiers critères pour apprécier les quantités d'essence ou de kérosène présentes dans le brut. Cette importance a régressé avec l'introduction d'autres propriétés. Néanmoins, quelques pétroles bruts sont toujours évalués par la densité, comme dans le cas des fractions essences et gasoil. L'utilisation des valeurs de densité a été préconisée pour l'application quantitative en utilisant une classification basée sur la densité faite par l'American Petroleum Institute (API) des fractions 250-275°C et le 275-300°C de distillation, comme le montre le tableau 2.

III.5 La distribution du carbone

Pour la classification des diverses fractions de pétrole, l'utilisation de la méthode ndM (n = indice de réfraction, d=densité, M=masse moléculaire) est suggérée. Cette méthode permet de déterminer la distribution de carbone et indique le pourcentage de carbone dans la structure aromatique (% CA), le pourcentage de carbone dans la structure naphthénique (% CN), et le pourcentage de carbone dans la structure paraffine (% CP) [2].

Les formules sont données dans le tableau 6 [18]:

Tableau 3 : Classification du brut d'après la méthode n.d.M

n et d mesurés à 20°C		n et d mesurés à 70°C	
$V = 2,51(n - 1,4750) - (d - 0,8510)$		$V = 2,42(n - 1,4600) - (d - 0,8280)$	
$W = (d - 0,8510) - 1,11(n - 1,4750)$		$W = (d - 0,8280) - 1,11(n - 1,4600)$	
$V > 0$	$\%C_A = 430V + \frac{3660}{M}$	$V > 0$	$\%C_A = 410V + \frac{3660}{M}$
	$R_A = 0,44 + 0,055MV$		$R_A = 0,41 + 0,055MV$
$V < 0$	$\%C_A = 670V + \frac{3660}{M}$	$V < 0$	$\%C_A = 720V + \frac{3660}{M}$
	$R_A = 0,44 + 0,080MV$		$R_A = 0,41 + 0,080MV$
$W > 0$	$\%C_R = 820W - 3S + \frac{10000}{M}$	$W > 0$	$\%C_R = 775W - 3S + \frac{11500}{M}$
	$R_T = 1,33 + 0,146M(W - 0,005S)$		$R_T = 1,55 + 0,146M(W - 0,005S)$
$W < 0$	$\%C_R = 1440W - 3S + \frac{10600}{M}$	$W < 0$	$\%C_R = 1440V + \frac{12100}{M}$
	$R_T = 1,33 + 0,180M(W - 0,005S)$		$R_T = 1,55 + 0,180M(W - 0,005S)$
$\%C_N = \%C_R - \%C_A$			
$\%C_R$ = Pourcent poids de carbone en cycles $\%C_P$ = Pourcent poids de carbone paraffinique $\%C_N$ = Pourcent poids de carbone naphthénique $\%C_A$ = Pourcent poids de carbone aromatique		R_A = Nombre de cycles aromatiques dans une molécule moyenne R_N = Nombre de cycles naphthéniques dans une molécule moyenne R_T = Nombre total de cycles dans une molécule moyenne S = Pourcent poids de soufre	

III.6 Le facteur K_{uop} [3]

Ce facteur est peut-être l'un des facteurs le plus largement utilisé dans la classification et il est donné par la formule suivante:

$$K = \frac{\sqrt[3]{T}}{d} \quad (12)$$

Dans laquelle T est la température moyenne d'ébullition du brut, ou d'une fraction du brut exprimée en degrés absolus Rankine et d est la « Specific gravity ».

Lorsqu'on détermine le K_{uop} d'hydrocarbures purs, on constate qu'il croit dans le sens K_{uop} (aromatiques) < K_{uop} (naphthènes) < K_{uop} (paraffines).

Ainsi, Le K_{uop} du benzène est de 9.78, celui du cyclohexane de 11.04 et celui de l'hexane normal de 12,90. On peut alors repérer la nature chimique d'un mélange d'hydrocarbures par la valeur du K_{uop} :

- ✓ $K=13$ paraffiniques normaux et iso.
- ✓ $K=12$ hydrocarbures mixtes.
- ✓ $K=11$ naphthéniques purs ou aromatiques légèrement substitués.
- ✓ $K=10$ aromatiques purs.

Les bruts contiennent tous des hydrocarbures aromatiques, mais ceux-ci ne sont jamais dominants. Ce sont les structures paraffinique et naphthénique qui dominent, et, en principe, le K_{uop} des bruts est toujours situé entre 11 et 12,5.

III.7 Classification selon la teneur en soufre

Une autre classification est faite par rapport à la teneur en soufre [19]:

- Les bruts peu soufrés avec moins de 0,5% poids de soufre,
- Les bruts moyennement soufrés avec une teneur en soufre comprise entre 0,5 et 1,5 %,
- Les bruts soufrés avec une teneur en soufre supérieure à 1,5%.

Les bruts d'une même zone de production présentent quelques caractéristiques similaires, ainsi [20] :

- Les bruts du Moyen-Orient sont des bruts moyens ou lourds. Le brut le plus représentatif est l'Arabian light, 34° API et 1,8% de soufre. Mais il existe des bruts plus légers et moins soufrés dans les Emirats Arabes Unis.
- Les bruts d'Afrique de l'Ouest, d'Afrique du Nord (Algérie, Libye) et de mer du Nord sont dans l'ensemble des bruts légers et peu soufrés.
- Les bruts d'Amérique latine (Venezuela et Mexique qui sont les deux exportateurs importants) sont plutôt lourds et riches en soufre.

En Russie, le brut le plus exporté présente des caractéristiques voisines de celles de l'Arabian light.

III.8 Classification selon la viscosité [2]

Généralement, la viscosité d'un pétrole brut varie entre 100 cP jusqu'à atteindre des millions de centiPoises, cette valeur dépend de la température et donc des conditions du réservoir, comme le montre la figure ci dessous.

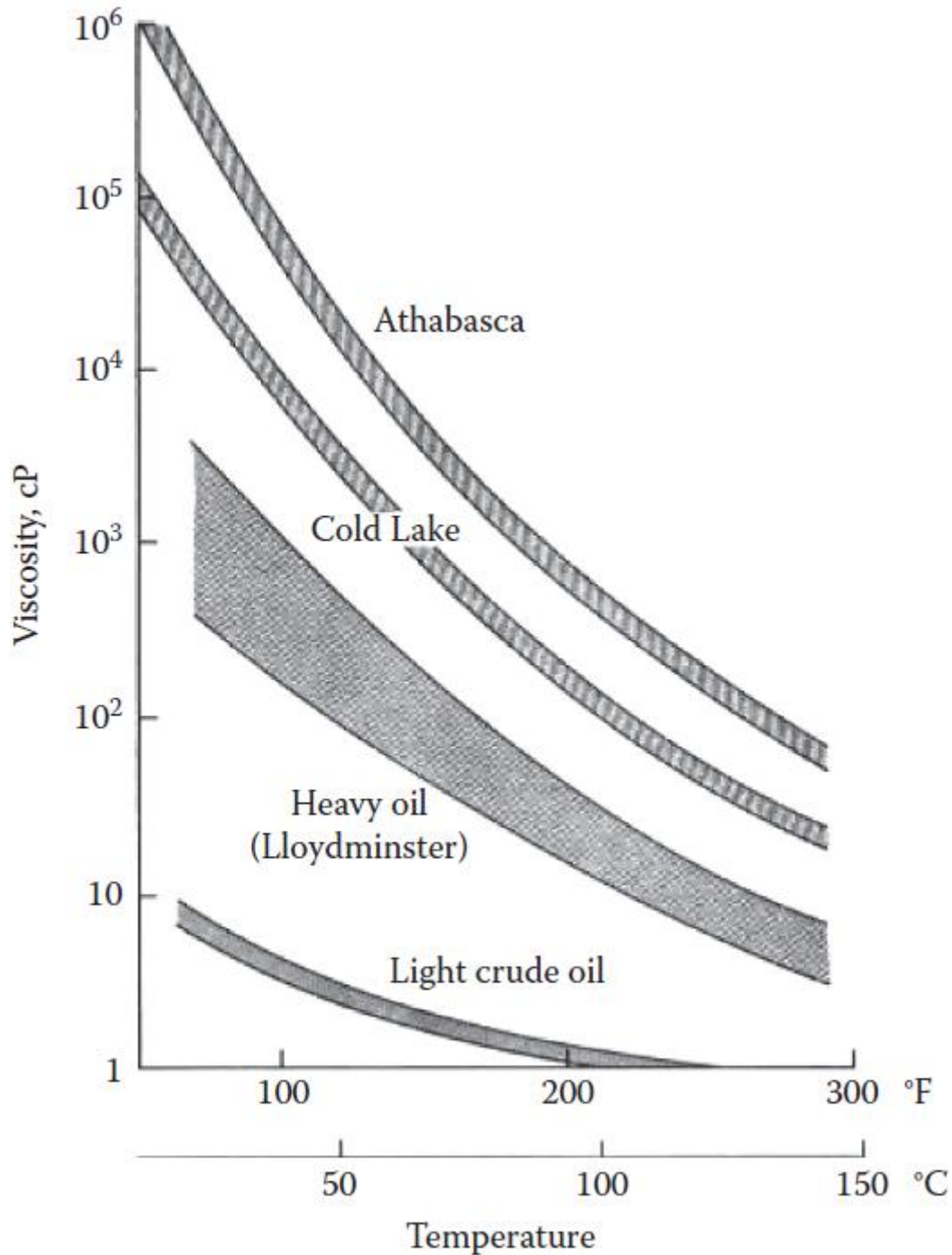


Figure 7 : Variation de la viscosité en fonction de la température pour différents types de brut

III.9 Classification selon le diagramme Gamma

III.9.1. Introduction

Dans des domaines très différents comme le domaine scientifique, sociologique ou médical, on s'intéresse à de nombreux phénomènes dans lesquels apparait l'effet du hasard. Ces phénomènes sont caractérisés par le fait que les résultats des observations varient d'une expérience à l'autre [21].

Une expérience est appelée « aléatoire » s'il est impossible de prévoir à l'avance son résultat et si, répétée dans des conditions identiques, elle peut donner des résultats différents. [21]

La simulation informatique de variables aléatoires, aussi complexes soient elle, repose sur la simulation de variables aléatoires indépendantes très simples, auxquelles sont appliquées des transformations adéquates. La variable aléatoire de base est celle de loi uniforme entre 0 et 1 [22].

III.9.2. Loi de probabilité continue

Les variables dites « continues » prennent généralement toutes les valeurs d'un intervalle donné, borné ou non, de l'ensemble des nombres réels. L'ensemble des valeurs possibles est dit « domaine de variation » [23].

III.9.2.1. Loi uniforme [24]

Une variable aléatoire X suit une loi uniforme sur [a,b], si X admet pour densité la fonction f définie par :

$$f: x \rightarrow \begin{cases} \frac{1}{b-a} & \text{si } x \in [a, b] \\ 0 & \text{sinon.} \end{cases} \quad (13)$$

III.9.2.2. Loi normale ou loi de gauss [25]

Une variable aléatoire réelle X suit une loi normale d'espérance μ et d'écart type σ , si cette variable aléatoire réelle X admet pour densité de probabilité la fonction p(x) définie, pour tout nombre réel x, par :

$$p(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (14)$$

Une telle variable aléatoire est alors dite variable gaussienne.

La loi normale est sans doute la plus utile des lois de probabilités théoriques. En effet, elle permet de modéliser beaucoup de distributions statistiques observées et de décrire nombre de phénomènes aléatoires. Elle est aussi très souvent mise à contribution au sein de tests statistiques pour évaluer la fiabilité de certains résultats [23].

III.9.2.3. Loi normale centrée réduite [23]

Une loi normale centrée réduite est une loi normale d'espérance nulle et d'écart-type 1.

III.9.2.4. Loi Log-normale [23]

Une variable aléatoire X suit une loi log-normale de paramètres m (espérances) et σ (écart-type) si la variable $Y=\ln(X)$ suit une loi normale de paramètre m et σ .

La modélisation par la loi log-normale est bien adaptée aux variables strictement positives, suivant une distribution asymétrique avec un allongement vers les valeurs élevées.

III.9.2.5. Loi exponentielle

On dit que X suit une loi exponentielle de paramètre $\lambda > 0$; notée $\varepsilon(\lambda)$, si la loi de X a pour densité

$$f_X(x) = \begin{cases} \lambda \exp(-\lambda x) & \text{si } x \geq 0 \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (15)$$

La loi exponentielle est utilisée en fiabilité. Le paramètre λ représente le taux moyen de défaillance alors que son inverse, c'est « le temps moyen de bon fonctionnement » [21].

III.9.2.6. Loi béta

La loi béta est caractérisée par deux paramètres de forme α et β . Sa fonction de densité de probabilité est comme suit [23]:

$$f(x, \alpha, \beta) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} x^{\alpha-1} (1-x)^{\beta-1} \quad (16)$$

Tel que $\alpha > 0$ et $\beta > 0$ et $0 \leq x \leq 1$

III.9.2.7. Loi de Weibull [23]

On dit qu'une variable aléatoire X suit la loi de Weibull de paramètres (α, β) (ou $\alpha, \beta \in \mathbb{R}_+^*$) si elle admet pour densité de probabilité la fonction :

$$f(x, \alpha, \beta) = \frac{\alpha}{\beta^\alpha} x^{\alpha-1} e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha} \quad (17)$$

Il n'y a pas « une » loi de Weibull, mais toute une famille de lois, correspondant à diverses valeurs de α et β . Parmi celles-ci, on distingue la loi exponentielle (avec $\alpha = 1$ et $\beta = 1/\lambda$) ou la loi de Rayleigh (avec $\alpha = 2$). Lorsque α est compris entre 1,5 et 2 ou 3 et 3,6, on obtient une loi log-normale.

La loi de Weibull est un cas particulier de la loi Gamma.

III.9.2.8. Loi de khi-deux [23]

Une variable aléatoire réelle Y suit une loi du khi-deux à ν degrés de liberté, si elle admet pour densité de probabilité la fonction :

$$f_{\nu}(y) = \frac{1}{2^{\frac{\nu}{2}} \Gamma\left(\frac{\nu}{2}\right)} y^{\frac{\nu}{2}-1} e^{-\frac{y}{2}} \quad (18)$$

Tel que : $\nu \in \mathbb{N} \geq 1$ pour tout y positif.

Γ est la fonction gamma d'Euler.

Cette loi est mise à contribution à travers deux tests : le test d'ajustement du Khi-deux (une variable suit ou non une loi normale) et le test d'indépendance (indépendance entre deux variables).

III.9.2.9. Loi Gamma

En 1755, Euler publie un traité de calcul différentiel et intégral où l'on rencontre les fonctions dites aujourd'hui eulériennes. Parmi elles, la plus connue est sans doute l'intégrale eulérienne de seconde espèce, appelée fonction Gamma [23].

La fonction Gamma est définie par l'intégrale suivante [26] :

$$\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{\alpha-1} dt \quad \text{avec } \alpha > 0 \quad (19)$$

Une variable aléatoire X suit une loi Gamma de paramètres α et β (strictement positifs), si sa fonction de densité de probabilité peut se mettre sous la forme [23] :

$$f(x) = \frac{\beta^{\alpha}}{\Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} e^{-\beta x} \quad \text{pour tout } x > 0 \quad (20)$$

A partir de cette équation et en attribuant aux paramètres α et β des valeurs particulières, on obtient des formes spécifiques de la fonction [23] :

- En positionnant $\alpha = 1$, la fonction n'est autre que la densité de probabilité d'une distribution exponentielle de paramètre $\lambda = \frac{1}{\beta}$
- Lorsque $\alpha = \frac{n}{2}$ (avec n entier) et $\beta = 2$, la fonction représente la distribution du Khi-deux à n degrés de liberté.

La distribution gamma est populaire en partie grâce à sa flexibilité, en effet elle admet un décalage de forme qui peut prendre une variété de formes, de l'exponentielle à la normale. Cette souplesse est due au fait que la distribution de gamma possède deux paramètres.

La loi Gamma est une loi de probabilité dont la portée est très vaste. En effet, une grande diversité de phénomènes réels peut être approchée par une fonction Gamma. Son domaine de prédilection est une distribution à valeurs positives, fortement asymétrique, et dotée d'une queue de distribution à décroissance rapide [23].

En pratique, elle est souvent utilisée dans le domaine des assurances, pour décrire les phénomènes de durée de vie ou évaluer le temps écoulé entre deux sinistres, ou encore dans les applications phylogénétiques [23].

II.9 Application

Dans un premier temps, les deux paramètres sont fixés et ensuite modifiés pour obtenir la distribution la plus proche de notre TBP. La fonction GAMMA.DIST de l'Excel est utilisée pour générer les données.

Un calcul du R^2 et du RMSE est fait pour optimiser l'erreur entre les deux courbes [27]:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_{exp} - y_{pred})^2}{n}} \quad (21)$$

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_{exp} - y_{pred})^2}{\sum_{i=1}^n (y_{exp} - \hat{y}_{exp})^2} \quad (22)$$

Avec :

y_{exp} : Rendement volumique cumulé/100

y_{pred} : Valeur prédite de la distribution gamma

\hat{y}_{exp} : Valeur cumulée moyenne de la TBP

n : Le nombre de points expérimentaux

Ensuite nous représenterons les deux paramètres sur le diagramme de classification.

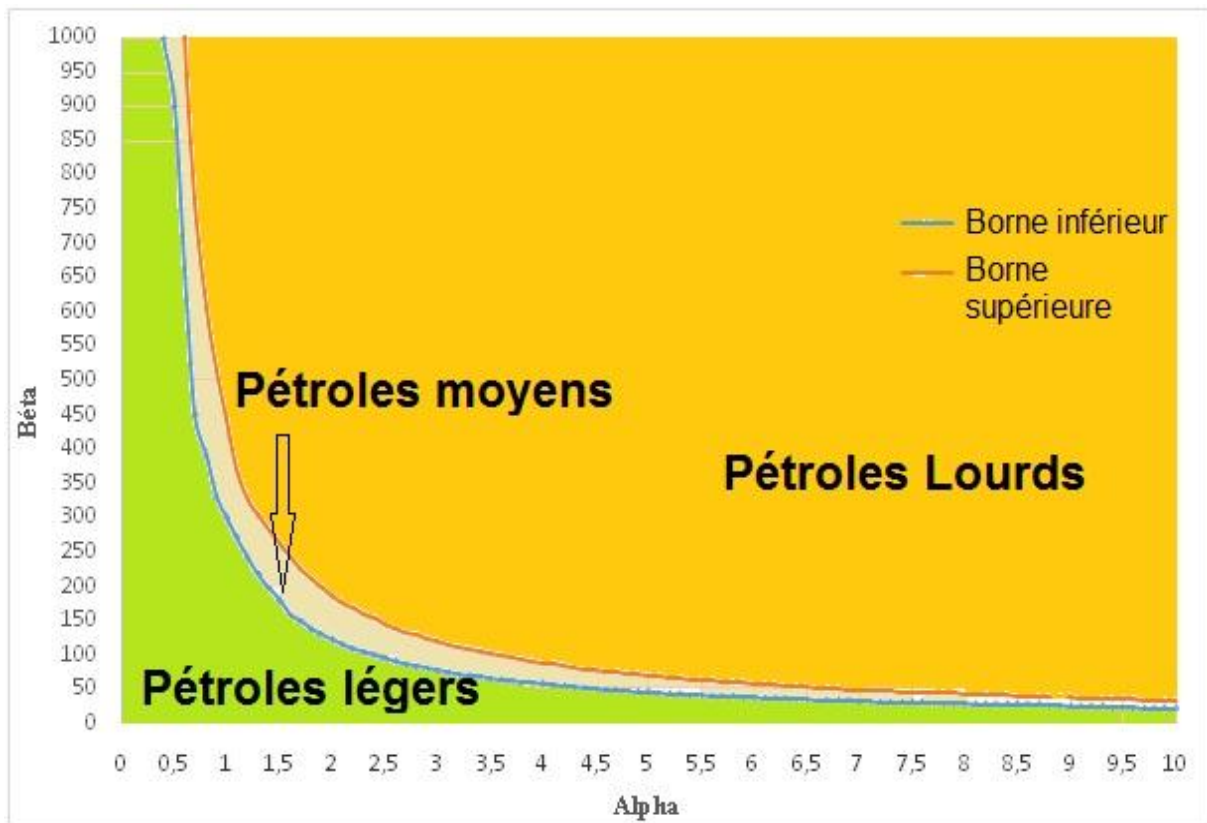


Figure 8 : Diagramme de la classification Gamma

PARTIE EXPERIMENTALE

Partie expérimentale

Pour mener notre étude expérimentale un brut de l'Iran jugé lourd de par sa densité a été choisi. Suite aux résultats obtenus par la distillation TBP, une nouvelle approche de classification basée sur la loi de distribution GAMMA a été appliquée.

Dans un premier temps, nous allons analyser les informations générales du brut « Soroosh », ainsi que sa distillation TBP.

Ensuite nous appliquerons les méthodes de classification classique citées dans le troisième chapitre.

Enfin nous appliquerons la nouvelle méthode de classification **Gamma**.

I.1 Informations sur le brut « SROOSH »

Le tableau suivant résume les caractéristiques du brut choisi :

Tableau 4 : Caractéristiques physico-chimiques du brut choisi

Informations générales	
Pays	Iran
Nom	Soroosh
Opérateur	National IranianOilCompany
Localisation	Kharg Island, Iran
Propriétés physiques	
Densité à 15,56 °C	0,9430 kg/m ³
°API	18,6
%w en soufre	3,82
%w Azote	0,17
%v de l'eau	0,05
Viscosité cinématique à 10°C	2257 mm ² /sec
Viscosité cinématique à 20°C	925,1 mm ² /sec
Viscosité cinématique à 40°C	218,8 mm ² /sec
Pour Point	-15 °C
%w des asphaltènes	9,3
%w de la cire	4,3

Le tableau 4, nous révèle que le brut Soroosh est un brut de densité et de viscosité relativement élevées, sa teneur en soufre est aussi élevée et est de l'ordre de 3.82%. Par conséquent, un prétraitement est nécessaire avant son exploitation. Son pourcentage en asphaltènes est important ce qui lui confère une densité élevée.

Ci-dessous le tableau récapitulatif de la distillation TBP du brut « Soroosh » :

Tableau 5 : Résultats de la distillation TBP

Fraction Numéro	Intervalle de température (°C)	% massique	% massique cumulé	Densité à 15,56°C	% Volumique	% Volumique cumulé
1	IBP-15	0,39	0,39	0,5491	0,67	0,67
2	15-65	2,07	2,46	0,6418	3,04	3,71
3	65-100	1,97	4,43	0,7218	2,57	6,28
4	100-125	1,61	6,04	0,7372	2,06	8,34
5	125-150	1,62	7,66	0,7576	2,02	10,36
6	150-175	1,80	9,46	0,7805	2,17	12,53
7	175-200	1,81	11,27	0,7026	2,43	14,96
8	200-225	2,20	13,47	0,8140	2,55	17,51
9	225-250	2,34	15,81	0,8306	2,66	20,17
10	250-275	2,45	18,26	0,8475	2,73	22,90
11	275-300	3,09	21,35	0,8502	3,43	26,33
12	300-325	2,86	24,21	0,8619	3,13	29,46
13	325-350	2,85	27,06	0,8747	3,07	32,53
14	350-385	4,59	31,65	0,9005	4,81	37,34
15	385-425	5,74	37,39	0,9252	5,85	43,19
16	425-450	4,30	41,69	0,9363	4,33	47,52
17	450-475	4,05	45,74	0,9478	4,03	51,55
18	475-500	3,47	49,21	0,9595	3,41	54,96
19	500-530	4,41	53,62	0,9736	4,27	59,23
20	530-565	5,25	58,87	0,9840	5,03	64,26
21	565+	41,13	100,00	1,0850	35,74	100,00

Il en découle du tableau 5 que la densité de la fraction numéro 7 est très basse par rapport à sa température d'ébullition, ceci est dû à sa composition chimique qui doit être riche en paraffines. Le brut est très pauvre en fraction légères (Température inférieure à 100°C), par contre il présente une bonne quantité de fractions lourdes 64%.

I.2 Courbe TBP

La distillation TBP est traduite par des courbes appelées courbes TBP. Ces dernières sont tracées en mettant en œuvre les températures en fonction des pourcentages volumiques ou pondéraux distillés pour des intervalles de température bien définie. Les résultats sont représentés dans le graphique suivant :

D'après les graphiques de la figure 8, nous pouvons dire que les courbes TBP volumiques et massiques nous donnent les mêmes informations. Néanmoins nous remarquons que la différence entre la volumique et massique augmente dans un premier temps puis commence à se stabiliser pour des hautes températures élevées, ceci est due principalement à la densité des fractions qui se rapproche de la valeur 1.

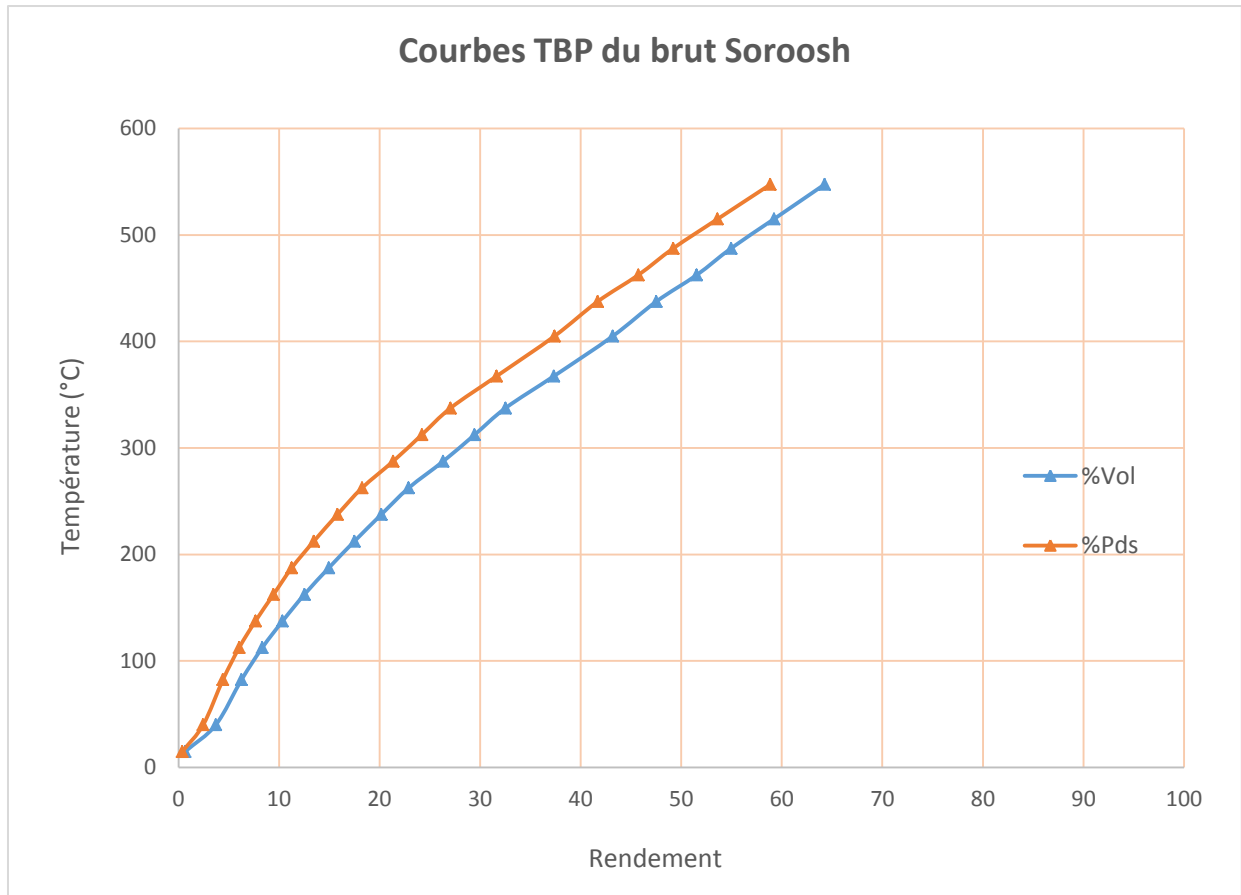


Figure 9 : distillation TBP du brut « Soroosh »

I.3 Classification du pétrole brut par des méthodes classiques

I.3.1. Classification selon le facteur K_{oup}

Cette méthode est basée sur le calcul de K_{oup} de chaque pétrole. Ce facteur a été déterminé par l'équation 12 :

$$K = \frac{\sqrt[3]{T}}{d} \quad (12)$$

T : calculé en appliquant l'équation 8 :

$$T = \frac{T_{20} + T_{50} + T_{80}}{3} \text{ (}^\circ\text{R)} \quad (8)$$

Il serait intéressant de calculer le K_{oup} pour les fractions en utilisant la formule n°12, mais comme l'intervalle de température est petit nous supposons que la température T_v est la moyenne de l'intervalle.

Les résultats sont reportés dans le tableau suivant :

Tableau 6 : Calcul des K_{uop} du brut et de ses fractions, déduction de leurs natures

	t_v (°C)	T (°C)	K_{uop}	Nature
Pétrole « Soroosh »	371	433	11,52	naphténiques purs ou aromatiques légèrement substitués
Fractions	T_v(°C)	d	K_{uop}	Nature
1	15	0,5491	14,6	paraffinique normaux et iso
2	40	0,6418	12,8	paraffinique normaux et iso.
3	82,5	0,7218	11,9	hydrocarbures mixtes.
4	112,5	0,7372	12,1	hydrocarbures mixtes.
5	137,5	0,7576	11,9	hydrocarbures mixtes.
6	162,5	0,7805	11,8	hydrocarbures mixtes.
7	187,5	0,7026	13,3	paraffinique normaux et iso
8	212,5	0,814	11,7	hydrocarbures mixtes.
9	237,5	0,8306	11,7	hydrocarbures mixtes.
10	262,5	0,8475	11,6	naphténiques purs ou aromatiques légèrement substitués
11	287,5	0,8502	11,8	hydrocarbures mixtes
12	312,5	0,8619	11,8	hydrocarbures mixtes
13	337,5	0,8747	11,8	hydrocarbures mixtes
14	367,5	0,9005	11,6	hydrocarbures mixtes
15	405	0,9252	11,5	naphténiques purs ou aromatiques légèrement substitués
16	437,5	0,9363	11,6	naphténiques purs ou aromatiques légèrement substitués
17	462,5	0,9478	11,6	naphténiques purs ou aromatiques légèrement substitués
18	487,5	0,9595	11,6	naphténiques purs ou aromatiques légèrement substitués
19	515	0,9736	11,4	naphténiques purs ou aromatiques légèrement substitués
20	547,5	0,984	11,6	naphténiques purs ou aromatiques légèrement substitués

I.3.2. Classification Selon le °API des fractions

Cette méthode consiste à classer le pétrole en calculant °API des deux fractions 250 -270°C et 275-300°C.

°API de la fraction : calculé à partir de l'équation n°1 :

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{Sp.Gr_{60^{\circ}F}^{60^{\circ}F}} - 131,5 \quad (1)$$

$Sp.Gr_{60^{\circ}F}^{60^{\circ}F}$, la densité de la fraction a été calculée à partir de : $\frac{\sum V_i d_i}{\sum V_i}$

Où :

V_i est le % en volume cumulé de la fraction i.

d_i est la densité de la fraction i.

Tableau 7: Classification des pétroles selon le $^{\circ}API$ des fractions

Pétrole	Fraction 250°C-270°C			Fraction 275°C-300°C			Classification de pétrole selon le $^{\circ}API$ des fractions
	$Sp. Gr_{60^{\circ}F}^{60^{\circ}F}$	$^{\circ}API$	Type de la Fraction	$Sp. Gr_{60^{\circ}F}^{60^{\circ}F}$	$^{\circ}API$	Type de la fraction	
Pétrole « Soroosh »	0,8441	36,1	Mixte	0,8502	34,9	Paraffinique	Mixte-Paraffinique

Ce classement rapporte que le brut Soroosh est un brut de tendance mixte avec prédominance paraffinique

I.3.3. Classification selon l'indice de corrélation CI

Cette méthode est basée sur le calcul du facteur de corrélation en utilisant la densité « d » et la température t_{mav} du pétrole.

CI est calculé à partir de l'équation n°11 :

$$CI = 473,7d - 456,8 + \frac{48,640}{T_{eb}} \quad (11)$$

Tableau 8: Classification du brut « Soroosh » selon l'indice de corrélation CI

PETROLE	CI	Classification de pétrole selon CI
« Soroosh »	58,77	Aromatique

D'après les tableaux n°1 et 8 nous pouvons constater que le brut « Soroosh » détient les caractéristiques suivante :

- Un pourcentage en paraffine inférieur à 8 %
- Un pourcentage en naphène entre 57-78 %
- Un pourcentage en aromatique entre 20 et 25%
- Un pourcentage en cire moins de 0,5%
- Un pourcentage en asphalte moins de 20%

I.3.4. Classification selon le °API du pétrole brut

Cette méthode nous permet de classer les pétroles en termes de propriétés physiques à partir de leurs °API.

Tableau 9: Classification du brut « Soroosh » selon le degré API

Pétrole	°API	Classification de pétrole selon le °API
« Soroosh »	18,6	Lourd

Selon la figure 5, lorsque la valeur du °API est inférieure à 20, le brut est considéré comme lourd, le brut de Soroosh est donc de nature lourde.

I.3.5. Classification selon la viscosité

Nous allons convertir la viscosité cinématique en viscosité dynamique :

$$\text{Viscosité dynamique à } 40^{\circ}\text{C} = 218,8 \times 0,943 = 206,33\text{cP}$$

En utilisant la figure 6, on en déduit que le pétrole étudié est un brut lourd.

I.3.6. Analyse des résultats obtenus

Pour commencer nous résumons les résultats dans un tableau :

Tableau 10: Classification du brut « Soroosh » selon les classifications classiques

Méthode utilisée	°API	CI	K_{uop}	Viscosité	°API des fractions
Nature du brut « Soroosh »	Lourd	Aromatique	naphténiques purs ou aromatiques légèrement substitués	Lourd	Mélange-paraffinique

D'après nos résultats, le brut « Soroosh » est effectivement un brut lourd, mais nous remarquons qu'il y'a divergence en ce qui concerne sa composition chimique.

A partir des valeurs obtenues en utilisant les méthodes basées sur les calculs des K_{uop} et CI, nous pouvons en déduire que :

- le brut est paraffinique pour les 2 premières fractions ($T < 65^{\circ}\text{C}$) ce qui est évident puisque c'est des gaz ;
- La 7ème fraction du brut est paraffinique, ce qui est en accord avec le tableau de la TBP ;
- Un pourcentage en paraffines inférieur à 8%.

Partie expérimentale

A partir de cela, nous pouvons conclure que la classification selon le °API est très moyenne voir mauvaise, car mise à part les trois fractions qui sont considérées comme paraffiniques, la composition du reste des fractions est pratiquement dominée par des naphthènes, aromatiques et asphaltes.

Nous pouvons conclure que le brut « Soroosh » est un pétrole lourd, constitué principalement de naphthènes avec une forte présence en aromatiques et asphaltes.

I.4 Classification du pétrole selon le diagramme Gamma

I.4.1. Caractérisation de la TBP

Pour caractériser la TBP, les deux paramètres décrits dans la partie théorique (α et β) sont fixés et ensuite modifiés pour obtenir la distribution la plus proche de notre TBP. La fonction GAMMA.DIST de l'Excel est utilisée pour générer les données.

Un calcul du R^2 et du RMSE est fait pour optimiser l'erreur entre les deux courbes avec les équations 11 et 12, les résultats obtenus sont reportés dans le tableau suivant :

Tableau 11 : Calculs des données du brut « Soroosh »

T (°C)	% vol Cumulé	y_{exp}	$y_{pred}(\alpha = 2, 2 \text{ et } \beta = 241)$	$(y_{exp} - y_{pred})^2$	$(y_{exp} - \hat{y}_{exp})^2$
15	0,67	0,0067	0,0009	3,38862E-05	0,07573504
40	3,71	0,0371	0,0071	0,00090092	0,05992704
82,5	6,28	0,0628	0,0309	0,001015844	0,04800481
112,5	8,34	0,0834	0,0563	0,00073329	0,03940225
137,5	10,36	0,1036	0,0818	0,000475973	0,03179089
162,5	12,53	0,1253	0,1104	0,000223299	0,02452356
187,5	14,96	0,1496	0,1414	6,79936E-05	0,01750329
212,5	17,51	0,1751	0,1742	8,8747E-07	0,01140624
237,5	20,17	0,2017	0,2082	4,25441E-05	0,00643204
262,5	22,9	0,229	0,2430	0,000198034	0,00279841
287,5	26,33	0,2633	0,2782	0,000224933	0,00034596
312,5	29,46	0,2946	0,3135	0,000359077	0,00016129
337,5	32,53	0,3253	0,3485	0,000539773	0,00188356
367,5	37,34	0,3734	0,3898	0,000269573	0,00837225
405	43,19	0,4319	0,4398	6,36994E-05	0,0225
437,5	47,52	0,4752	0,4815	4,00399E-05	0,03736489
462,5	51,55	0,5155	0,5123	1,01818E-05	0,05456896
487,5	54,96	0,5496	0,5420	5,90091E-05	0,07166329
515	59,23	0,5923	0,5730	0,000369592	0,09634816
547,5	64,26	0,6426	0,6079	0,001201533	0,13010449
Somme				0,007668	2,208634

Partie expérimentale

α	β	RMSE	R ²
2,2	241	0,01848	0,99078

D'après ces résultats, les deux paramètres sont élevés, ce qui correspond à un brut lourd, pour confirmer nous allons utiliser le diagramme Gamma.

I.4.2. Classification selon le diagramme Gamma

D'après les résultats de la loi GAMMA, le couple α , β trouvés dans l'analyse précédente et positionnés sur le diagramme de la figure 9, nous conduit vers une classification du brut Soroosh comme étant un brut lourd.

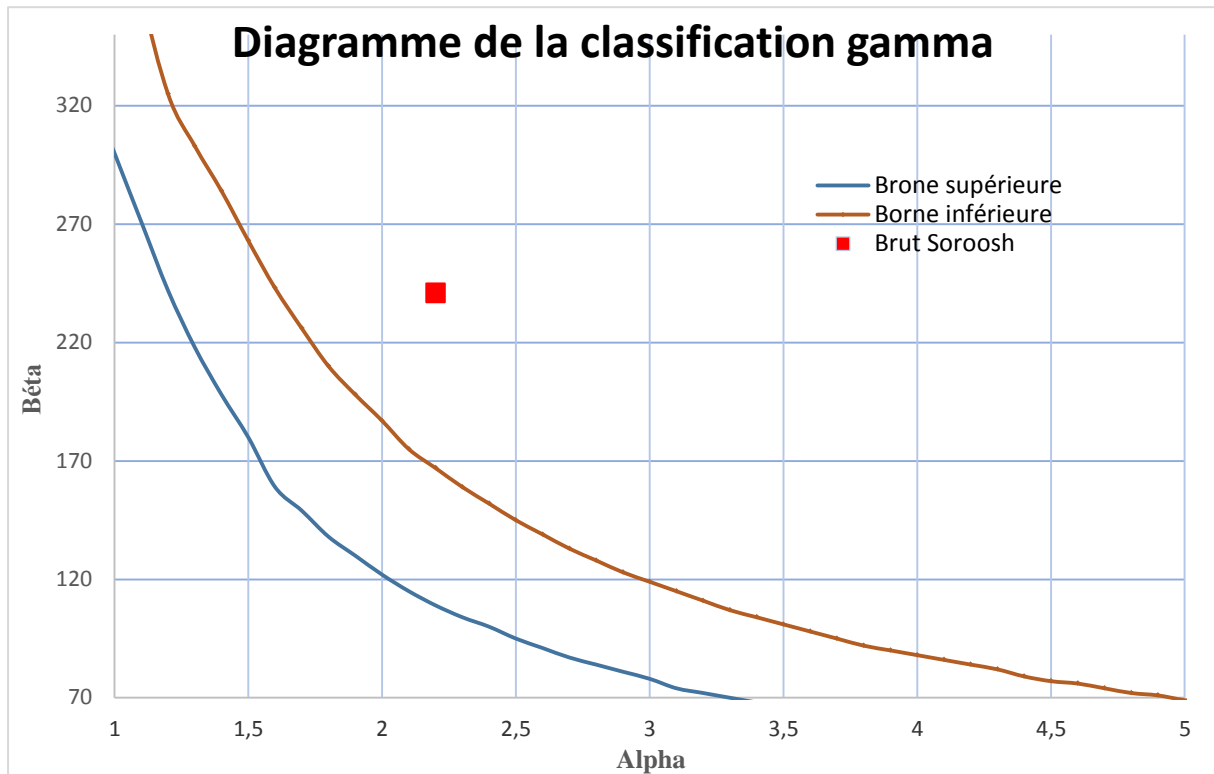


Figure 10 : distillation TBP du brut « Soroosh »

Les zones définies sur le diagramme tracé à partir des courbes TBP confirment bien que cette délimitation est correcte, et que l'utilisation de la distribution GAMMA permet d'obtenir de bonnes classifications.

Partie expérimentale

Pour avoir plus d'informations nous avons tracé la densité de probabilité de la distribution Gamma.

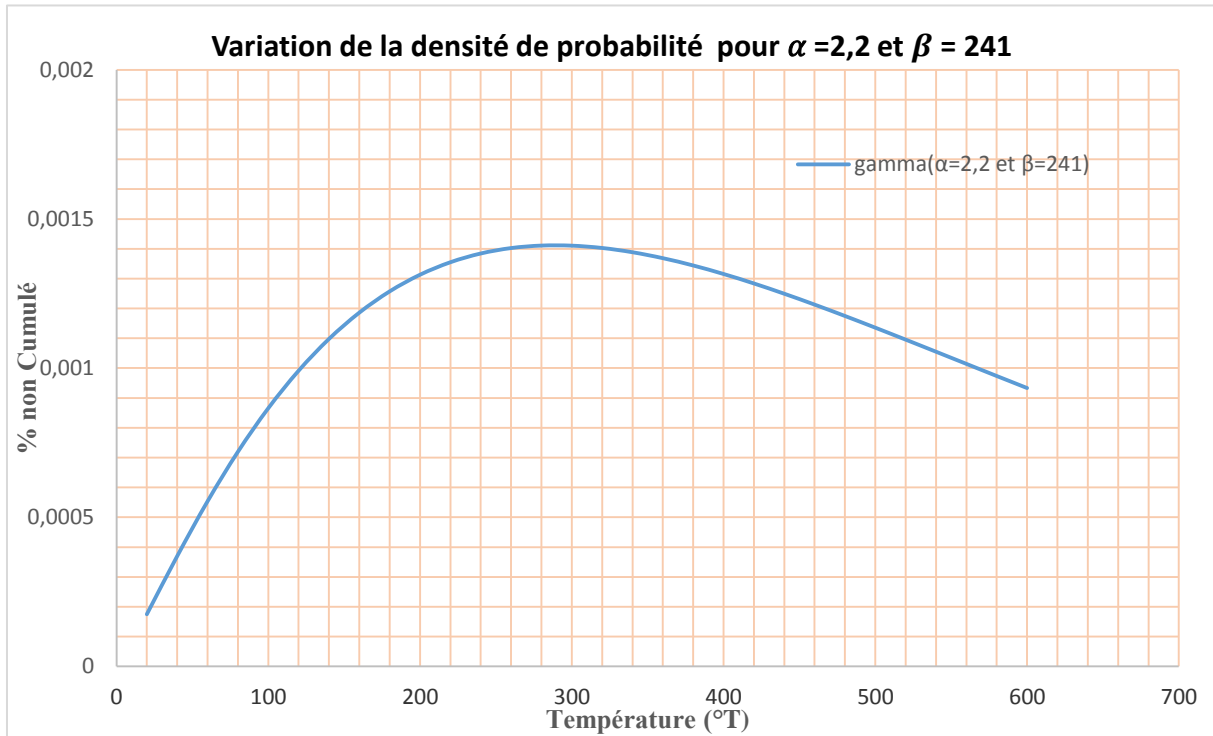


Figure 11 : distillation TBP du brut « Soroosh »

De la figure 10 nous remarquons que le brut est riche en composés chimiques dont la température d'ébullition se situe entre 200 et 425 °C. En introduisant les données du tableau n°5, cet intervalle de température correspond aux fractions 8→15 de densité moyenne de 0,88 ; d'après le Wuithier cette coupe est très intéressante pour un craquage catalytique puisqu'on aura un rendement en gaz sec et en C₄ très élevé accompagné d'un rendement en gasoil très élevé et un rendement essence acceptable ainsi qu'un très faible rendement de coke et de résidus.

INFLUENCE DU POINT D'ÉBULLITION			
	A 2	A 3	A 4
ALIMENTATIONS			
Densité à 15°C	0,874	0,913	0,944
Points d'ébullition, T.B.P. (°C)	300-380	380-470	470-610
Point moyen ébullition (°C)	340	425	540
Largeur de coupe (°C)	80	90	140
Soufre (% poids)	1,33	1,68	2,13
Viscosité ciném. (cSk à 60°C)	3,78	15,19	95,8
Point d'aniline (°C)	72,5	83,5	91,6
Indice Diesel	49	43	36
Paraffine (% poids)	7,3	12,2	12,4
Carbone Conradson (% poids)	0,05	0,11	2,5
RENDEMENTS A 45 ET 55% DE CONVERSION			
Gaz secs (poids %)	6,85 - 9,9	5,45 - 7,6	4,8 - 7,1
Coupe C ₄ (volume %)	13,2 - 16,5	9,7 - 13,2	5,4 - 9,1
Essence (volume %)	29,6 - 32,2	36,1 - 40,8	40,4 - 44,8
Gasoil (volume %)	37,2 - 30,8	14,3 - 14,1	17,1 - 17,1
Résidus (volume %)	17,9 - 13,3	40,7 - 30,9	37,8 - 27,9
Coke (poids %)	2,12 - 3,98	2,39 - 3,45	3,47 - 4,48
N.O. research, clair	95,0 - 96,5	95,5 - 96	93,5 - 93,5
N.O. motor, clair	81,5 - 82	79,5 - 80	78,5 - 79

Figure 12 : Influence du point d'ébullition sur les rendements des sous-produits [18]

Partie expérimentale

Pour la coupe 15→20 une viscoréduction semble intéressante, ainsi qu'une distillation sous-vide pour les résidus. La coupe n°7 peut servir à la production des paraffines, le reste est envoyé au reforming catalytique.

Grace à la classification Gamma, nous avons une idée claire sur le découpage, les opérations, et la nature du brut « Soroosh » et ,en tenant compte des conclusions des classifications classiques, nous aurons toutes les données concernant ce brut , ce qui va nous permettre d'optimiser la qualité et les rendements quantitatifs et économiques de ce brut et par conséquent une meilleure mise en œuvre de ce brut.

Conclusion

Le but recherché dans cette étude a bien été atteint, le travail de base réalisé par la mise en œuvre d'un diagramme basé sur la modélisation des courbes de distillation TBP permettant de classer un pétrole brut a été validé en traitant le brut Soroosh.

Les zones de classification des pétroles légers, moyens et lourds sont bien délimitées. Chose qui a été vérifiée avec le brut Soroosh choisi. Il est recommandé de vérifier les autres zones avec des bruts légers et moyens.

Cette méthode permet aux raffineurs de faire un découpage plus approprié ainsi qu'un meilleur choix des opérations.

Références bibliographiques

- [1] - A.BENDELLALI, A.CHETIBI «Modélisation de la propriété TBP des pétroles bruts de classes légère, moyenne et lourde», Projet de Fin d'étude, 2014-2015.
- [2]- J.G.SPEIGHT «The Chemistry and Technology of Petroleum», Fifth edition, CRC Press Taylor & Francis Group, 2014, chapter 1-4.
- [3]- G.LEFEBVRE «Chimie des hydrocarbures », Technip, 1978, chapitre, page 54,62
- [4]- J-P.WAUQUIER «Pétrole brut, produits pétroliers, schémas de fabrication », Technip, 1994, Chapitre 1, page3-6.
- [5] - S. CHOPRA « Heavy Oils: Reservoir Characterization and Production Monitoring », Geophysical Developments No.13, 2010, Chapter 1, page xvi-9
- [6] - H. GROENZIN, O.C. MULLINS « Molecular Size and Structure of Asphaltenes from Various Sources », Energy & Fuels, 2000, 677-684
- [7] -L.C PEREIRA « Développement d'une méthodologie de modélisation cinétique de procédés de raffinage traitant des charges lourdes », thèse de doctorat, ENS de Lyon, 2013.
- [8] - C.E. CHITOUR «Raffinage : les propriétés physiques des hydrocarbures et des fractions Pétrolières », Edition OPU, Tome 1, 1999.
- [9] - H.K.ABDEL-AAL and M.AGGOUR «Petroleum and gas field processing», Marcel Dekker, Inc, 2003, chapter 2.
- [10] - Site web: <http://nptel.ac.in/>, NPTEL – Chemical – Chemical Technology II.
- [11] - J-C GUIBE« Caractéristiques des produits pétroliers », Techniques de l'ingénieur 1997, Chapitre 1, page 04.
- [12] - N.Skander, Thèse de doctorat : Evaluation des propriétés des pétroles bruts et des fractions pétrolières par les méthodes d'analyse et par corrélations, Laboratoire de valorisation des énergies fossiles .Ecole nationale polytechnique, 2004.
- [13]-A. Winter, C.B. Batistella, M.R.Wolf Maciel, R.Maciél Filho, M.Lopes, S.Medina, L.C. "A True Boiling Point Curve Through Molecular Distillation Using FRAMOL Correlation", Separation Process Development Laboratory, Faculty of Chemical Engineering, State University of Campinas (UNICAMP), Brazil.
- [14]-P. LEPRINCE, « Procédés de transformation», technip, 1998
- [15]- Canadian Association of Petroleum Producers, «Short-term 2015/2016 Western Canadian Crude Oil Forecast Update», 2015.
- [16]- API gravity ,American Petroleum Institute.

- [17]-USGS science for a changing world, « Natural Bitumen Resources of the United States», U.S.Geological Survey, 2006,page 2
- [18] - P.WHUITIER, « Le pétrole-raffinage et génie chimique »Tome 1, technip, 1972, Chapitre 1,page 56,750.
- [19] -U.V.RAMANA« Crude oil characteristics and refinery products », Industry-Academia Workshop On “Refining & Petrochemicals”, aout 2010, Chapter 1, page 18.
- [20] -J.-P.FAVENNEC, «Exploitation et gestion de la raffinerie», technip, 1998, page 552.
- [21] -WikiStat, «Introduction à la description et l’inférence statistiques élémentaires », 2013,Chapitre 4 ,page 1.
- [22] - E.GOBET, « Méthodes de Monte-Carlo et processus stochastiques », Ecole Polytechnique, 2013, Chapitre1, page 1
- [23] -N.BARBARY, « Excel 2010 expert, Fonctions,simulations,bases de données »,EYROLLES,2011,Chapitre 14,page 428.
- [24] - F. DELACROIX, FIAAS Mathématiques, Ecole des Mines de Douai, 2011, Chapitre 14, page 5.
- [25] -P.DUSART, « Cours de statistique différentielles », Université de limoges, 2015, page 4
- [26] -R. M. DUDLEY, « Real analysis and probability » ,Cambridge university press,2002, chapter 9 ,page 286.
- [27] -L.MAGEE, « THE AMERICAN STATICIAN » volume 44, Taylor & Francis Ltd, 1990, page 250