

10/00

République Algérienne Démocratique
et Populaire

ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche
scientifique

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

Département Génie Chimique

Projet de fin d'études

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

Pour l'Obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat en Génie
Chimique

calcul des propriétés
physico chimiques des coupes
petrolières et des pétroles bruts
sur la base de la distillation TBP

Etudié par

K. Mezioud

Proposé par:

P.r C.E Chitour
M me .F. Souahi

PROMOTION 2000

العنوان :

تقييم الخواص للنوسطة الفيزيوكيميائية للكسور البترولية والبتروليات الحاماة انطلاقا من منحنيات تقطير TBP المشبهة.

ملخص:

عملنا ينقسم إلى جزئين:

- في مرحلة الأولى: قمنا بدراسة كاملة لكل بنك المعلومات المتوفر لدينا وحاولنا إيجاد طريقة لتقييم مختلف الخصائص الفيزيوكيميائية لأي بترول بمعرفة كثافته فقط وذلك بإدخال عامل تصحيح على خواص البترول المشبه.
- في المرحلة الثانية: قمنا بتقسيم بنك المعلومات المتوفر لدينا إلى 3 أقسام حسب كثافة البترول (خفيف، متوسط والمتوسط الثقيل)، وطبقنا نفس الطريقة على كل قسم، أي إيجاد العامل التصحيحي بغية الوصول إلى الخواص الفيزيوكيميائية عن طريق البترول المشبه للقسم.

كلمات مفتاح :

الخصائص، بترول، مشبه، تقطير

Résumé :

Le but de Notre travail, est de trouver une méthode simple d'évaluation des propriétés physiques et chimiques, il est constitué de deux parties, dans la première nous avons réalisé la simulation de tous les pétroles algériens, et à l'aide de la courbe Tbp simulé, nous estimons les propriétés en introduisant un facteur correctif la seconde, vise à optimiser les résultats déjà trouvés, nous avons réalisé un découpage de la banque de données en trois groupes (légers, moyens, et moyennement lourds), et nous avons réalisé la simulation de chaque catégorie

Mots clés:

Fraction, Brut, Pétrole, Distillation, TBP, Caractéristique, Propriété.

Abstract :

Our work is divided in two parts

Firstly we made a complete study of the data bank we have, we tried to find a method to evaluate the different physico-chemical characteristics of any petrol using the density

Secondly we evaluated the data bank we have that includes 3 parts following the petrol density (light, medium, middle weight) and we have applied the same method for each part.

Key words :

Characteristic, Petrol, Distillation, Density.

Dedicates

A mes parents ;

Qui par leur présence à mes côtés ont rendu ma vie pleine de joie, pour l'éducation qu'ils m'ont inculquée, pour le soutien moral, matériel dont j'ai bénéficié à chaque fois que j'en avais besoin, pour l'amour, le courage, le dévouement, et leur énorme sacrifice ' je ne vous remercierai jamais assez.

A ma sœur et mes frères

A la mémoire de mes grands-parents paternels

A mes grands-parents maternels

A mes oncles, tantes, cousins et cousines

A tous mes ami(e)s, en particulier ceux de l'université de Blida

A tous Ceux qui me sont chères

Jahina

remerciements

Je tiens à remercier en particulier M^{er} le professeur Chitour et M^{me} Souahi qui m'ont proposé le sujet, suivi, conseillé encouragé tout au long de ce travail, également pour leur Patience, assistance, disponibilité et aide qui ma été très précieuse, qui m'ont prodigue jusqu'à l'achèvement de ce travail.

.toute personnes ayant de près ou de loin contribuer a ma formation

Un remerciement particulier est adressé a M^{elle} Mansouri pour son aide et ses conseils a mon égard, ainsi qu'à tout mes ami(e)s.

Je remercie également M^{me} Mefti la présidente de jury ainsi que M Selatinia et M^{me} Meziani pour avoir bien voulu examiné mon travail.

INTRODUCTION GENERALE1

A- partie théorique:

GENERALITES SUR LE PETROLE.

- généralités sur le pétrole.....2
- raffinage du pétrole brut.....3

CHAPITRE II :PARTIES THEORIQUE

LES PROPRIETES PHYSICO-CHIMIQUE DU PETROLE:

- température d'ébullition et distillation

I- les propriétés classiques:

- 1- la densité.....11
- 2- La masse molaire.....13
- 3- Le volume molaire.....14
- 4- La tension superficielle.....15
- 5 - La viscosité.....16

II- Les propriétés thermiques.

- 1- La chaleur spécifique.....17
- 2- L'enthalpie de vaporisation.....18
- 4-facteur acentrique.....19
- 3- conductivité thermique.....20

III- les propriétés critiques:

- 1- La pression, la température et le volume critique.....25
- 2- Facteur de compressibilité critique.....33

VI- les propriétés optiques:

- 1- l'indice de réfraction.....24
- 2- L'indice de corrélation.....25

V- les propriétés spécifique:

- 1- Le Kuop.....26
- 2- Point d'aniline.....27
- 3-Le rapport C/H.....28



B- partie calcul:

CHAPITRE II :

-1- Introduction.....	30
-2- Principe de la méthode.....	30
-3 - distillation TBP de tout les pétroles	31
4-:calcul des propriétés physico-chimiques..... /.....	34

CHAPITRE III_

Introduction	76
Principe de la methode de travail.....	76
Decoupage des petrolesalgeerien s et simulation de chaque categorie....	77

CHAPITRE VI : VERIFICATION DES CORRELATIONS PROPOSEES.

CONCLUSION GENERALE.....171

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.

ANNEXES.

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
المكتبة — BIBLIOTHEQUE
Ecole Nationale Polytechnique

TERME	SIGNIFICATION
Api	densité définie par l'american petroleum institute
Cp	chaleur spécifique à pression constante(j/moleK)
d_{20}	densité à 20 °c
E	écart (%)
FP	fraction pétrolière
G	enthalpie libre
H	enthalpie
Hv	Chaleur latente de vaporisation (kcal/mole)
I	indice de corrélation
Koup	facteur de caractérisation
Mm	masse molaire (g/mole)
N	nombre d'atome de carbone
n_d^{20}	indice de réfraction à 20°C
P	pression (atm)
Pa	point d'aniline (°c)
Pc	pression critique (atm)
SpGr	specific gravity à 60°F/60°F
T	température
TBP	distillation true boiling point (°c)
Tc	température critique (°Rankin)
Teb	température d'ébullition
Ts	tension superficielle (dyne/cm)
Vc	volume critique (10 ³ /kmole)
Vm	volume molaire (cm ³ /mole)
Xa	fraction des aromatiques dans la fraction
XN	fraction des naphthenes dans la fraction
Xp	fraction des paraffines dans la fraction pétrolière.
Zc	facteur de compressibilité critique
μ	la viscosité (cst)
λ	Conductivité thermique
w:	facteur acentrique



Si, pendant près de 5000 ans, la production et la consommation du pétrole étaient dérisoires, depuis la moitié du siècle dernier et dans la foulée des grandes inventions, l'utilisation du pétrole et de ses dérivés prit dès le départ un essor extraordinaire. Non seulement parce qu'il représente un potentiel d'énergie, mais de plus, les hydrocarbures qui le composent permettent en outre la fabrication de produits à forte valeur ajoutée, comme les lubrifiants, matières plastiques, détergents caoutchoucs synthétiques....

L'ingénieur en génie des procédés a souvent recours à l'utilisation des propriétés physiques et chimiques du pétrole brut et des fractions pétrolières, pour la mise en œuvre du pétrole dans l'industrie chimique, en particulier le dimensionnement des équipements des unités de fabrication, la simulation de procédés et leur optimisation. L'expérience fournit la majorité de ces propriétés, mais dans la plupart des cas, elle présente un certain nombre de limitations du fait de sa complexité, du coût élevé et du temps de manipulation souvent important.

Dans cette présente étude nous donnons une méthode simple de calcul dans le but d'une évaluation rapide de ces propriétés,

dans la première partie, nous présentons brièvement les notions les plus importantes du raffinage du pétrole

Nous avons également défini les principales propriétés et retenu les équations les plus recommandées dans la littérature qui permettent de les calculer.

Dans la deuxième partie, nous avons partagé le travail en deux segments :

dans la partie- A, et sur la base de la connaissance des différentes TBP expérimentales de plus de 128 pétroles algériens, nous proposons une TBP simulée ensuite en utilisant cette courbe nous estimons les propriétés physiques et chimiques des fractions pétrolières en introduisant un facteur correctif par rapport au pétrole le plus lourd.

dans la partie- B, et dans le souci d'améliorer les résultats trouvés précédemment nous avons effectué un découpage des pétroles algériens en trois grandes familles et nous avons proposé pour chaque famille de pétroles une TBP simulée. A partir de cette courbe nous estimons aussi les propriétés physico-chimiques des fractions en introduisant un facteur correctif par rapport au pétrole le plus lourd de la famille.

Et enfin dans la dernière partie de notre travail, nous avons appliqué les corrélations proposées au calcul des propriétés des différents pétroles algériens.

Nous ferons noter que cette étude est complémentaire à l'étude qui s'est réalisée par l'élève ingénieur Mansouri dans le cadre de son Projet de Fin d'Etudes ; elle a développé des équations de simulations relatives au pétrole HRS162.

♦ PETROLE [1]

Mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles (paraffiniques, naphthéniques, et aromatiques) associé à des composés oxygénés, azotés et sulfurés ainsi qu'à des traces de métaux particuliers (vanadium, molybdène, nickel), le pétrole brut est connu depuis la plus haute antiquité. Employé autrefois comme mortier, comme agent d'étanchéité ou encore pour ses propriétés lubrifiantes ou médicinales, le pétrole n'est devenu un grand produit industriel seulement qu'au milieu du XIX^e siècle. Il est en effet d'usage courant aujourd'hui de faire remonter les origines de l'industrie du pétrole à l'année 1859, lorsque le colonel Drake, effectuant un forage à Titusville en Pennsylvanie, le trouva à une trentaine de mètres de profondeur.

L'explication de l'origine du pétrole par l'évolution géologique de la matière organique a été formulée dès le siècle dernier ; Mais elle était alors fortement concurrencée par des théories impliquant des mécanismes inorganiques, par exemple l'action de l'eau sur des carbures métalliques. La quasi-totalité du carbone de l'écorce terrestre est représentée par la matière organique contenue dans les roches sédimentaires. De plus, des traces de l'origine organique des pétroles bruts peuvent être décelées ; en premier lieu, on y trouve des corps optiquement actifs, qui ne peuvent pratiquement être synthétisés que par les êtres vivants ; on y trouve également : des porphyrines, dont la structure dérive directement de celle de la chlorophylle des plantes ou de l'hémine ; des isoprénoïdes, hydrocarbures issus de la chaîne phytol de la chlorophylle ; des stéroïdes et triterpénoïdes, composés caractéristiques de la matière vivante. Il semble donc que l'essentiel des gisements de pétrole dérive, directement ou non, de la substance des êtres vivants incorporée dans les sédiments lors de leur dépôt.

Les gisements de pétrole et ceux de gaz naturel ont la même structure

Une sorte de dôme ou la roche-magasin poreuse est au-dessous d'une couche imperméable ; les pores de cette roche, dont les dimensions sont de l'ordre du micron, sont remplis soit d'huile soit de gaz, soit parfois de gaz en haut du gisement et d'huile en bas. Au-dessous, la roche poreuse est imprégnée d'eau, souvent salée. Parfois, la pression est assez forte pour amener un jaillissement du pétrole quand le forage atteint la roche-magasin ; dans d'autres cas on aide l'extraction soit par pompage, soit par injection d'eau à la base.

Du point de vue chimique, la composition des pétroles varie beaucoup suivant leur origine. Les pétroles d'Amérique, du moyen orient et du Sahara sont formés presque exclusivement de carbures saturés ; Ceux de Russie contiennent en outre des carbures cycliques, ceux d'Extrême-Orient, des carbures aromatiques. De plus on y trouve toujours 'en quantités extrêmement variables, des produits oxygénés, azotes et surtout sulfures. En fin la répartition des carbures suivant leur volatilité (ou leur masse molaire) est très variable : certains pétroles bruts du Venezuela ne contiennent presque que des produits lourds, alors que ceux du Sahara sont très riches en produits assez légers(hexane à octane).

♦ - LE RAFFINAGE

Le raffinage du pétrole est une industrie lourde qui transforme un mélange d'hydrocarbures, appelé pétrole brut, en produits énergétiques, tels que carburant et combustibles, et en produits non énergétiques, tels que matières premières pétrochimiques, lubrifiants, paraffines et bitumes. Les produits sont ensuite acheminés vers le consommateur final, soit directement, soit à travers un réseau de distribution comprenant notamment des dépôts et des stations-service. La transformation des pétroles bruts s'effectue dans les raffineries, usines à feux continus et très



automatisées, qui sont plus ou moins complexes selon la gamme des produits fabriqués et selon la qualité des pétroles bruts comparée aux exigences du marché. La complexité d'une raffinerie se traduit par le nombre d'unités de fabrication. Ces unités utilisent des procédés physiques ou chimiques que l'on peut classer en trois catégories: les procédés de séparation, les procédés de conversion et les procédés d'épuration.

Ainsi, le processus continu d'une raffinerie simple comporte d'abord une épuration du pétrole brut, puis une séparation par distillation en produits blancs (distillats légers et moyens) et en produits noirs (résidus lourds). Les produits légers forment la base des essences pour l'automobile., pour les rendre commercialisable une épuration finale est pratiquée sur les produits blancs .

Le degré de raffinage que devra subir un pétrole brut pour répondre aux caractéristiques du marché ne peut se définir par son aspect, son odeur, sa fluidité et sa densité, qui sont cependant des indications précieuses. Il est nécessaire d'effectuer au laboratoire une analyse des fractions obtenues, à la manière des alchimistes d'autrefois qui chauffaient l'huile de roche dans un alambic pour en vaporiser progressivement les parties légères. Les vapeurs étaient condensées au fur et à mesure en passant dans un serpentin refroidi par une circulation d'eau, et du liquide était recueilli goutte à goutte.

Notons que les alchimistes ont donné aux produits de cette opération des noms qui subsistent encore, bien que le processus industriel soit maintenant continu. Le liquide provenant des gouttes recueillies (en latin *de stilla*) a été appelé distillat, et l'opération une distillation. Ce qui restait dans l'alambic quand on arrêtait l'opération a été désigné du nom de résidu. La partie la plus volatile était considérée comme la plus pure, ce qui lui a valu l'appellation d'essence, d'esprit (d'où le nom de «white spirit»).

1. LES PROCÉDES DE SEPARATION :

Le principe de ces procédés consiste à réaliser la séparation de deux phases (liquide-vapeur, liquide-liquide ou liquide-solide) qui ont une composition en hydrocarbures différente l'une de l'autre .

♦ LA DISTILLATION ATMOSPHERIQUE :

La distillation atmosphérique du pétrole brut s'effectue par le procédé de séparation le plus classique. On crée par vaporisation partielle du pétrole brut liquide une phase vapeur et une phase liquide. La phase vapeur, plus légère, est ensuite recueillie par condensation. Actuellement le processus est continu, mais jusque vers 1910 on réalisait en quatre ou cinq jours un cycle d'opérations comprenant: le remplissage du pétrole brut dans des chaudières cylindriques en acier de 50 à 100 tonnes de capacité, la chauffe, la distillation, la vidange du résidu atmosphérique. Pour éviter que l'accroissement des quantités à raffiner n'entraîne une augmentation exagérée du nombre des chaudières, on en a connecté plusieurs après les avoir placées à des niveaux différents. Une partie du distillat condensé venant de la première chaudière y était retournée, amorçant ainsi de proche en proche un reflux de liquide froid indispensable à l'établissement d'un équilibre liquide-vapeur différent dans chacune des chaudières. De cette façon, le résidu liquide de la première retombait dans la deuxième par gravité, et ainsi de suite. Ce système en continu, qui préfigurait une tour de distillation, avait également l'avantage de diminuer considérablement les dépenses en combustibles car une proportion importante de la chaleur contenue dans les vapeurs et les résidus était récupérée.

C'est en 1926 que la société Américaine Power Specialty Company construisit la première unité de distillation continue de pétrole brut, composée d'un four tubulaire et d'une grande colonne



à plateaux. Les distillats étaient recueillis soit à l'état vapeur en tête de colonne, soit à l'état liquide par prélèvement latéral dans certains plateaux. Ils étaient condensés ou refroidis en circulant dans des appareils cylindriques contenant des tubes de faible diamètre (un pouce, soit 2,54 cm) dans lesquels s'écoulait un liquide plus froid, par exemple le pétrole brut avant son entrée dans le four: de tels appareils qui facilitent le transfert de chaleur entre un produit chaud et un produit froid s'appellent des échangeurs tubulaires. Ce système de distillation fractionnée est aujourd'hui universellement employé.

Une installation moderne de distillation a une très grande capacité de traitement (jusqu'à 25 000 t de pétrole brut par jour) et comprend plusieurs colonnes à plateaux ou tours de distillation. Chaque tour comporte une trentaine de plateaux. La colonne principale, ou tour atmosphérique, a une hauteur de 60 mètres et un diamètre de 8 mètres. Tous les débits, températures et pressions sont commandés en chaque point de l'installation par des appareils d'asservissement automatique, dont le réglage a été préalablement établi en tenant compte des caractéristiques du pétrole brut et de celles des produits à obtenir. Tous les paramètres de fonctionnement apparaissent sur des cadrans et des graphiques continus rassemblés dans une salle de contrôle où des opérateurs peuvent les surveiller en permanence. De plus, l'usage d'appareils modernes, tels que les ordinateurs, permet soit d'attirer leur attention sur certaines anomalies de fonctionnement, soit même de déterminer et de réaliser instantanément de nouveaux réglages pour faire face à des perturbations extérieures.

♦ LA DISTILLATION SOUS VIDE :

La distillation sous vide du résidu atmosphérique s'effectue aussi par une séparation liquide-vapeur, mais, pour provoquer la vaporisation partielle sans décomposer le produit par la chaleur, il est nécessaire d'opérer sous vide et d'injecter de la vapeur surchauffée. Du fond de la tour atmosphérique, le résidu est pompé à travers un four tubulaire où l'on introduit de la vapeur surchauffée, si bien que le mélange partiellement vaporisé sort du four à une température proche de 400 °C. La vaporisation se poursuit par détente dans la ligne de transfert vers la tour de distillation sous vide dont la zone d'entrée se trouve sous une pression absolue de 100 millimètres de mercure. Le vide, ou plutôt une dépression importante (32 mm de mercure), est en effet maintenue en tête de tour à l'aide d'un éjecteur d'air. De la vapeur d'eau surchauffée est aussi introduite dans le fond de la tour et dans la zone d'entrée du mélange pour abaisser la pression partielle des hydrocarbures. Le distillat recueilli en tête est souvent appelé gas-oil sous vide. Les produits prélevés latéralement sont les distillats sous vide, de couleur ambrée, et utilisés soit comme alimentation des unités de conversion soit comme matière première pour les lubrifiants. Dans ce dernier cas, le degré de séparation est plus fin et la colonne de distillation plus sophistiquée. Le produit noir sortant du fond de tour s'appelle le résidu sous vide: il est plus dense et plus concentré en composés soufrés et métalliques que le résidu atmosphérique et, selon la qualité du brut dont il est issu, est incorporé aux fuels lourds, aux bitumes, ou destiné à une nouvelle séparation.

♦ LE DESASPHALTAGE

Le désasphaltage du résidu sous vide est une étape ultime de séparation qui permet d'obtenir l'huile désasphaltée, produit jaune-orangé, et un asphalte utilisable comme combustible malgré sa concentration en composés soufrés et métalliques. Le procédé consiste précisément à provoquer la floculation des asphaltènes au moyen d'un solvant, les deux phases liquides ainsi formées étant aussitôt séparées par décantation. On a constaté que les hydrocarbures saturés légers tels que le propane, le butane ou le pentane étaient de bons agents de floculation car ils dissolvent les résines et l'huile mais pas les asphaltènes. Le résidu sous vide. Les conditions opératoires dépendent du solvant choisi: avec le L'huile désasphaltée est utilisée pour la fabrication des lubrifiants très visqueux et pour la conversion en essences.

♦ L'EXTRACTION :

L'extraction des aromatiques est un procédé qui, par l'action d'un solvant sélectif, provoque la création de deux phases liquides grâce à la miscibilité partielle dans ce solvant de certains constituants du produit à raffiner. Comme le procédé précédent, les deux phases sont aussitôt séparées par décantation et le solvant recyclé après récupération par distillation. Des deux produits obtenus, l'un, riche en aromatiques, s'appelle l'extrait, l'autre le raffinat. Le plus souvent, l'extraction est réalisée dans une colonne garnie d'anneaux en céramique afin d'augmenter la turbulence et d'améliorer le contact avec le solvant ou dans une colonne à agitation mécanique. En pétrochimie, une telle extraction est une étape de la fabrication des aromatiques légers issus de l'essence qui provient du vapocraquage. En raffinerie, on extrait les composés aromatiques lourds contenus dans l'huile désasphaltée ou dans les distillats sous vide destinés à la fabrication des huiles. Cette extraction permet de séparer un raffinat dont l'indice de viscosité et la stabilité à l'oxydation se trouvent améliorés. Les solvants les plus employés pour cette opération sont le furfural et le phénol. Les extraits aromatiques issus des divers distillats sous vide ont des utilisations variées dans l'industrie du caoutchouc ou dans la constitution de certains bitumes et fuels lourds.

♦ LA CRISTALLISATION :

Un autre procédé de séparation pour la fabrication des lubrifiants consiste à provoquer, par refroidissement, la cristallisation spontanée des paraffines ou cires et à créer ainsi une phase solide et une phase liquide. La séparation de ces deux phases s'effectue en continu, avec l'aide d'un solvant sélectif, par filtration sous vide. En fait, celui-ci est ajouté avant le refroidissement car il a une action favorable sur la formation des cristaux de paraffine. Tous les raffinats subissent un tel traitement (qu'on appelle alors un déparaffinage). Le solvant est ensuite recyclé après avoir été retiré par distillation de chacun des deux produits: l'huile déparaffinée et le gâteau de paraffine huileuse. Ce dernier subira ultérieurement un déshuilage au moyen d'une recristallisation à plus haute température avec le même procédé. Cette fois le gâteau déposé sur la toile du filtre sera de la paraffine brute. Celle-ci ainsi que l'huile déparaffinée seront ensuite épurées.

♦ 2. LES PROCÉDES DE CONVERSION :

Les proportions des produits obtenus par séparation à partir des pétroles bruts ne coïncident avec le profil des besoins du marché ni en quantité ni en qualité. Les procédés de conversion effectuent des transformations moléculaires qui accomplissent cette adéquation. Ils utilisent essentiellement des réactions chimiques que l'on peut classer en trois catégories suivant que les liaisons carbone-carbone des molécules sont rompues (craquage), regroupées (synthèse) ou conservées (réarrangement). D'une façon générale, ces transformations sont soit purement thermiques, soit aidées par un catalyseur, soit réalisées en présence d'hydrogène.

♦ 1-LE CRAQUAGE THERMIQUE (STEAM CRACKING) :

Le craquage thermique, procédé le plus ancien, s'est appliqué d'abord aux distillats moyens (gazoles) puis à la partie légère des résidus (distillats sous vide). Par décomposition thermique à une température voisine de 500 °C et sous des pressions élevées, ces distillats étaient transformés en essences. Actuellement, le craquage thermique est pratiqué sur la partie lourde des résidus (résidus sous vide), de façon modérée par viscoréduction, ou sévère par cokéfaction. Il est aussi utilisé avec de la vapeur (vapocraquage ou steam cracking) en pétrochimie pour produire les oléfines. La viscoréduction (visbreaking) du résidu sous vide est un craquage



thermique modéré de plus en plus employé car, outre une faible production de distillats légers, il permet d'obtenir un résidu moins visqueux réduisant ainsi la quantité de gazole de dilution introduite dans le fioul lourd et par conséquent la quantité de fioul lourd fabriqué. Dans certains cas, cette quantité est encore supérieure aux besoins du marché. La cokéfaction du résidu sous vide, qui est un craquage thermique sévère, se substitue alors à la viscoréduction. Le but de cette opération, le plus souvent discontinu (cokéfaction différée), est de fabriquer du coke qui sera ultérieurement brûlé en l'état ou gazéifié.

♦ 2-LE CRAQUAGE CATALYTIQUE (CRACKING CATALYTIQUE):

Le craquage catalytique des distillats sous vide a depuis longtemps remplacé leur craquage thermique. Le catalyseur fluidifié en fines particules facilite la réaction qui s'effectue à une pression voisine de celle de l'atmosphère. Il est régénéré en continu: le coke qui se dépose à sa surface est brûlé au fur et à mesure. Les installations industrielles de craquage catalytique sont très complexes: outre le réacteur et le régénérateur, elles comportent une séparation des produits craqués, sorte de pétrole brut synthétique, ainsi qu'une récupération d'énergie puisque la température de régénération est proche de 700 °C. Les catalyseurs et la technologie de la réaction ont évolué pour

augmenter à la fois la conversion et la production d'essences. Maintenant, les catalyseurs très actifs sont des tamis moléculaires, le temps de contact est de l'ordre de quelques secondes et le rendement en essence voisin de 50 %

L'HYDROCRAQUAGE ET L'HYDRODEMÉTALLISATION :

Le craquage catalytique en présence d'hydrogène est pratiqué sur les distillats sous vide (hydrocraquage) et sur les résidus atmosphériques (hydrodémétallisation). L'hydrocraquage réalise une transformation presque complète en essence, carburéacteurs et gazoles, et s'effectue en une seule ou deux étapes suivant que l'on vise la fabrication maximale de gazoles ou d'essences. Une forte pression d'hydrogène (100 à 150 atmosphères) associée à une température modérée (350 à 450 °C) limite les dépôts de coke sur le catalyseur, ce qui permet de fonctionner en lit fixe avec régénération périodique du catalyseur par combustion. La consommation d'hydrogène est importante et représente plus de la moitié du coût d'exploitation.

L'hydrodémétallisation a pour principal objectif de débarrasser de leurs composés métalliques les résidus atmosphériques destinés à être craqués en présence d'un catalyseur pour lequel ces composés sont un poison. Les conditions opératoires sont sévères et la réaction catalytique en présence d'hydrogène s'accompagne d'un craquage.

♦ LA SYNTHÈSE DES GAZ :

La synthèse des gaz de pétrole en carburants liquides revêt plusieurs formes, notamment la polymérisation et l'alcoylation (ou alkylation). La polymérisation, qui est la réunion de plusieurs molécules non saturées, est pratiquée en raffinerie sur les gaz de craquage catalytique car leur teneur en oléfines (molécules non saturées) . L'alkylation consiste à associer des hydrocarbures gazeux paraffiniques ramifiés (par exemple l'isobutane) avec des oléfines légères. La combinaison s'effectue à la température ambiante avec comme catalyseur l'acide sulfurique concentré ou l'acide fluorhydrique. Elle conduit à des hydrocarbures paraffiniques ramifiés liquides (par exemple l'isooctane) à haut indice d'octane.

Le réarrangement des molécules avec conservation des liaisons carbone-carbone est pratiqué sur les distillats légers pour augmenter l'indice d'octane des essences par aromatisation



(reformage) ou isomérisation, et sur les résidus lourds par oxydation pour améliorer les propriétés des bitumes.

♦ LE REFORMAGE ET L'ISOMERISATION :

Le reformage des distillats légers dont le point d'ébullition est supérieur à 80 °C est le procédé le plus classique pour fabriquer des fractions d'essences riches en hydrocarbures aromatiques qui ont un très haut indice d'octane. Il s'effectue vers 530 °C, donc à plus haute température que le craquage. D'abord exclusivement thermique jusque vers 1939, le reformage a ensuite utilisé comme catalyseur de l'oxyde de molybdène, puis, vers 1948, du platine, d'où le nom de *Platforming* donné à ce type de procédé. On obtient de 75 à 80 % d'essence reformée à haut indice d'octane, des gaz liquéfiés et environ 1% en poids d'hydrogène, considéré aujourd'hui comme un précieux réactif pour l'épuration des produits par désulfuration. L'opération de reformage catalytique est conduite sous une pression de 20 à 40 atmosphères en présence d'hydrogène fabriqué

par la réaction, ce qui évite la formation de coke. Il s'en dépose néanmoins un peu sur le catalyseur qui doit être régénéré par combustion tous les six à neuf mois. Plusieurs unités utilisent maintenant un catalyseur bimétallique et une technologie permettant sa régénération continue.

Les distillats légers dont le point d'ébullition est inférieur à 80 °C ne sont pas transformables par le reformage catalytique car leurs molécules contiennent moins de six atomes de carbone, seuil des hydrocarbures aromatiques. S'il s'avère nécessaire d'améliorer leur indice d'octane, on fait appel au procédé d'isomérisation qui transforme les hydrocarbures paraffiniques à chaîne droite en hydrocarbures paraffiniques ramifiés dont l'indice d'octane est meilleur.

❖ LES PROCÉDES D'ÉPURATION :

Les procédés d'épuration ont pour but de débarrasser les produits traités, ainsi que les effluents liquides et gazeux, des composés indésirables qui y sont contenus en faibles proportions. Ces procédés séparent ou transforment les composés qui pourraient s'avérer nocifs pour les opérations de raffinage, pour les utilisateurs des produits fabriqués ou pour l'environnement.

❖ LE DESSALAGE :

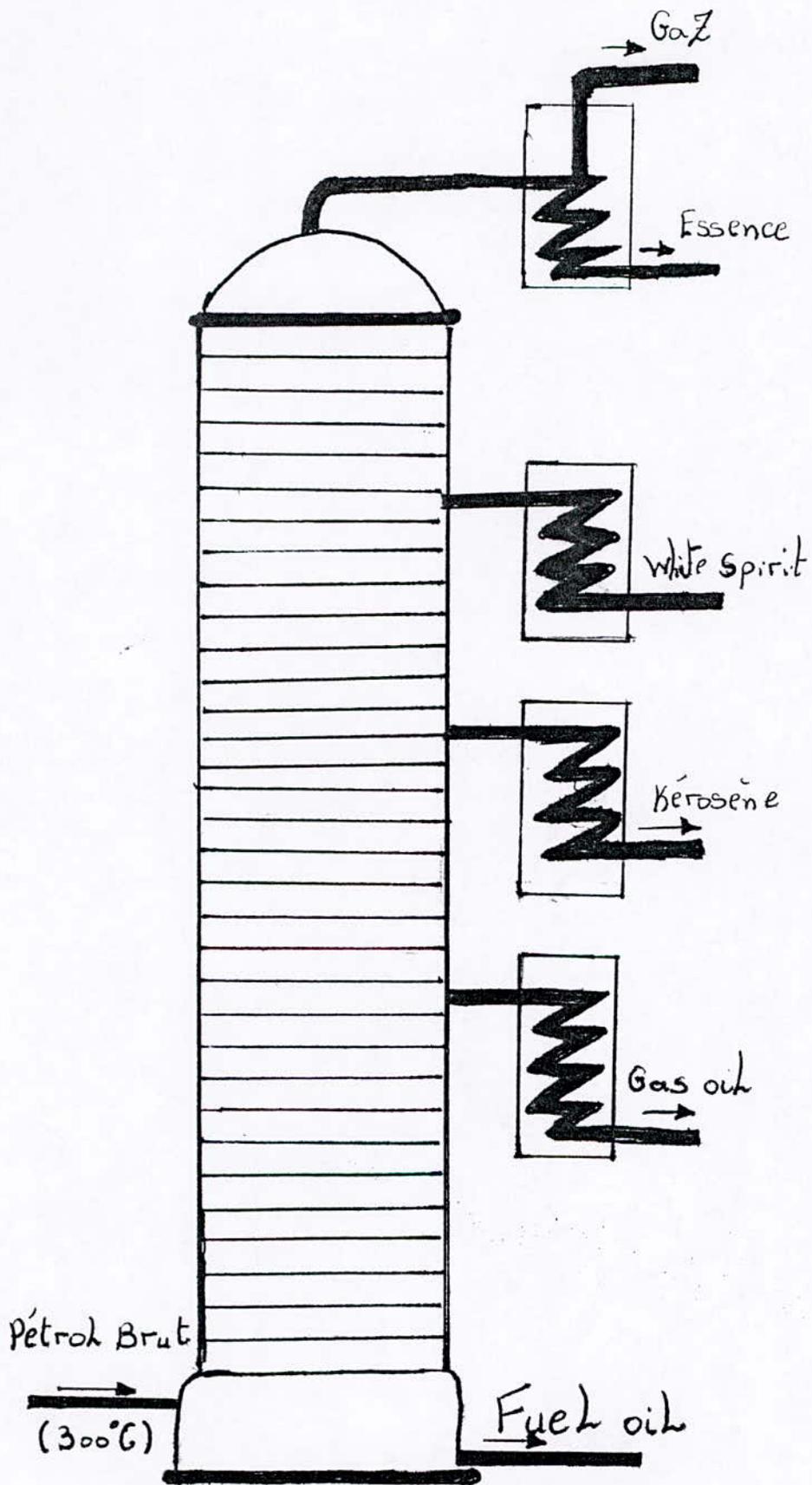
Le dessalage du pétrole brut avant sa distillation évite des dépôts de sels dans les tubes des fours et des corrosions acides en tête des colonnes de fractionnement. Même s'il a été préalablement dessalé sur le champ de production, le pétrole brut a recueilli au cours de son transport maritime des chlorures de sodium, de magnésium et de calcium – d'une dizaine de grammes à plusieurs kilogrammes par tonne, suivant son origine – qu'on dissout en y injectant de 7 à 8 % d'eau douce et en formant une émulsion chaude.

❖ LA DESULFURATION :

La désulfuration est un traitement très répandu qui utilise les procédés les plus variés. Les gaz incondensables ou liquéfiés sont épurés de leur hydrogène sulfuré par les éthanolamines ou propylamines qui le dissolvent à froid, le rejettent à chaud et sont recyclés un grand nombre de fois.

❖ AUTRES TRAITEMENTS :

L'hydrogénation qui transforme tous les composés sulfurés organiques en hydrogène sulfuré est nécessaire, au moins pour la partie des distillats légers destinée au reformage, car ces composés sulfurés sont nocifs pour le catalyseur.



partie

theorique

I-TEMPERATURE MOYENNE D'EBULLITION :

L'ébullition est une vaporisation rapide d'un liquide. Elle se produit au sein du liquide, à une température bien déterminée, appelé température d'ébullition, sous une pression constante. La température d'ébullition d'un corps pur reste constante pendant toute la durée de l'ébullition (à pression constante). Contrairement au corps pur, la température d'ébullition d'un mélange n'a pas de signification. On parle plutôt de température moyenne d'ébullition, elle est déterminée (quand l'intervalle est étroit) par le point 50% dans les courbes TBP ou ASTM. Suivant les différents pourcentages

Trois températures moyennes d'ébullition sont obtenues volumique, pondérale et molaire. La valeur moyenne pondérée de ces trois valeurs représente la température moyenne pondérée « T_{mav} » (mean average boiling point). Elle est généralement obtenue par des abaques.

II-LA DISTILLATION :

La distillation consiste à faire passer un mélange liquide en phase vapeur de façon à séparer les divers constituants. S'il s'agit de séparer un liquide des différents composés solides en solution, on opère une distillation simple. Si le mélange à séparer contient plusieurs corps liquide, nous procéderons à une distillation fractionnée ou rectification. La vapeur sortant du bouilleur traverse de bas en haut une colonne à plateaux supérieurs. Les produits lourds se rassemblent vers le bas ; les produits légers se trouvent sur les plateaux supérieurs.

❖ LA DISTILLATION TBP (TRUE BOILING POINT) :

Si la distillation est faite dans un appareillage représentant un nombre important d'étages ; c'est à dire un appareillage à très bonne sélectivité équivalent à la succession d'un très grand nombre de distillations simples élémentaires, nous obtenons, en notant la température de la vapeur en fonction du pourcentage distillé, une courbe dite TBP.

Pour un mélange constitué d'un nombre limité de constituants, la courbe est formée d'une succession de paliers horizontaux ; la longueur de chaque palier étant proportionnelle à la concentration du corps pur bouillant à cette température dans le mélange.

Si le mélange est très complexe, la succession de paliers n'est plus visible car les composants sont très nombreux avec des points d'ébullition voisins, et la courbe est en fait une courbe continue.

La distillation TBP du pétrole se fait d'abord sous une pression atmosphérique jusqu'à ce que la température dans le ballon atteigne une limite correspondant au début de cracking du résidu, nous passons à une distillation sous vide, si le résidu est important ; on procède alors à une distillation sous un vide poussé.

La courbe TBP présente un grand intérêt, car elle est la seule à donner une image aussi complète que possible de la nature et la répartition des hydrocarbures d'une fraction, surtout si on lui associe la courbe des indices de réfraction de la vapeur instantanée.

❖ La distillation ASTM (American Society for Testing Materials):

Cette distillation nous permet de prévoir le comportement du pétrole ou de la coupe durant la TBP son mode est très simple. elle est surtout utilisée pour fournir les spécifications de distillation de produit pétrolier. De plus, son principale avantage est le temps court qu'elle nécessite. L'appareillage comporte un ballon pouvant contenir 100 à 200cm³ de produit que l'on chauffe et distille à une vitesse déterminée à pression atmosphérique ; les vapeurs formées sont condensées dans un tube en cuivre baignant dans une éprouvette graduée, on notera la température régulièrement lorsque 5, 10, 10.....90 et 95% du produit sont distillés, le maximum de la température représente le point final de la distillation.

D'autre part, une courbe de distillation ASTM, pour avoir tout sa signification, doit comporter les renseignements suivants :

-pertes : %p

-résidu : %r

Et le tracé de la courbe s'effectuera en décalant les résultats obtenus vers la droite, d'une valeur égale aux pertes p. ainsi la température lue, correspondant au volume recueillis, est en réalité la température correspondant à (p+volume), car les pertes se produisent généralement avant le point initial par suite de la dilution par l'air des premiers vapeurs émisent.

❖ DISTILLATION SIMULEE PAR CHROMATOGRAPHIE GAZEUSE :

La chromatographie en phase gazeuse a un pouvoir de séparation très élevé. On définit par analogie avec la distillation, le nombre de plateaux théoriques d'une colonne, ce nombre varie de 100 pour les colonnes remplies, à 100.000 pour les colonnes capillaires de cent mètres de longueur.

La méthode de distillation simulée consiste à utiliser la chromatographie en phase gazeuse sur une colonne apolaire, c'est à dire une colonne sur laquelle l'élution des produits se fait en fonction de leur point d'ébullition.

La température de la colonne est augmentée à une vitesse reproductible (programmation de température) et la surface du chromatogramme est enregistrée en fonction du temps d'élution

Une correspondance entre ces temps de rétention et les température d'ébullition est établie grâce à une calibration réalisée avec un mélange d'hydrocarbures, généralement des normales paraffines dont les points d'ébullition sont connus.

III-PROPRIETES PHYSIQUES ET CHIMIQUES :

nous avons regroupé les propriétés selon cette classification qui est la suivante :

- propriétés de transports
- propriétés thermiques
- propriétés critiques
- propriétés optiques
- propriétés spécifiques

LES PROPRIETES DE TRANSPORTS
1- LA DENSITE :**- définition [1]:**

La densité est le rapport du poids d'un certain volume d'échantillon à une température donnée sur le poids du même volume d'eau à une température standard à 4°C. pour les vapeurs, nous faisons appel soit à la masse volumique Kg/m^3 ou la densité par rapport à l'air, la densité se mesure à 20°C et a pour symbole :

$d_{4}^{20} = (\text{poids d'un volume de produit à } 20^{\circ}\text{C}) / (\text{poids de même volume d'eau à } 4^{\circ}\text{C})$

$$d_{4}^{20} = (\rho / \rho_{\text{eau}}) \quad (I-1)$$

ρ : est la masse volumique (density en Anglais).

La terminologie anglo-saxon, propose la Specific-gravity, définie pour deux températures standards identiques, soit 60°F : (SpGr 60/60 °F), c'est à dire environ la densité à 15°C.

excepté pour les calculs nécessitant une très grande précision, nous pourrons toujours confondre la spécifique gravity 60/60 °F et la densité à 15 °C.

$$d_{4}^{20} = 0.99904 \cdot \text{SpGr}(60/60^{\circ}\text{F}) \quad (I-2)$$

Nous pouvons ramener la valeur de la densité à 20°C en partant d'une densité mesurée à une température T de l'échantillon moyennant cette formule de correction :

$$d_{4}^{20} = d_{4}^{T} \pm \alpha(T-20) \quad (I-3)$$

α est un coefficient dépendant de la dilatation volumique, donnée par la littérature.

Un autre concept est utilisé également pour mesurer la densité : le degré API, défini par l'Américain Petroleum Institut comme étant une fonction hyperbolique de la spécifique gravity.

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{SpGr } 60/60^{\circ}\text{F}} - 131.5 \quad (I-4)$$

La densité des liquides et des corps purs est une caractéristique facilement accessible par l'expérience, soit par l'utilisation d'un pycnomètre, soit d'un areometre. des densimètres électroniques sont également disponible aujourd'hui et permettent des mesure d'une grande précision.

areometre. des densimètres électroniques sont également disponible aujourd'hui et permettent des mesure d'une grande précision.

CORRELATIONS :

La densité est une propriété additive ; il est donc possible d'avoir sa valeur pour n'importe quel mélange de corps purs en appliquant la loi d'aditivite :

$$d_{mél} = \sum d_i x_i \tag{I-5}$$

où : d_i : densité du constituant i

x_i : fraction molaire du constituant i dans le mélange.

$D_{mél}$: densité du mélange.

La densité des fractions pétrolières peut être facilement déterminée expérimentalement. Elle peut aussi être estimée par des corrélations, connaissant ou non la composition molaire en paraffines(p), naphthalènes (n) et aromatiques (a), la densité moyenne de la fraction pétrolière est calculée en admettant l'additivité des densités des fractions, soit :

$$d = X_p \cdot d_p + X_n \cdot d_n + X_a \cdot d_a. \tag{I-6}$$

1-Corrélation de RIAZI-DAUBERT :[5]

Riazi et Daubert proposent une corrélation pour les fractions pétrolières contenant des constituants complexes.

✓ Pour $70 < M < 300$ et $80 < T_{eb} < 650^\circ f$

$$d = 0.982554 (T_{eb})^{0.002016} (spgr) \tag{I-7a}$$

d : densité à 20C° en g/cm

T_{eb} : température d'ébullition en °F

✓ Pour $300 < M < 600$ et $650 < T_{eb} < 1000^\circ F$

$$d = \rho(20^\circ c) = 2.83086.(M)^{0.03875} .(I)^{1.1334} \tag{I-7b}$$

M : masse molaire

I l: indice de corrélation $I = (n^2 - 1)/(n^2 + 2)$

N : indice de réfraction.

2-CORRELATION DE CHITOUR ET COL[3] :

la corrélation proposée par ces auteurs, est basée sur la méthode de contribution des groupes, son expression est :

$$d_4^{20} = a + \frac{b}{1 + (N/c)^d} \tag{I-8}$$

Famille	a	b	c	d
Paraffine	0,06956541	0,7778892	2,1733177	-1,1293012
Naphtène	0,74856893	0,09140852	9,3554691	-2,2602122
Aromatique	0,85429415	1,290834	1,6227784	3,0424927

Tableau(I-1): valeurs des constantes a, b, c, et d de l'équation (I-8)

2- LA MASSE MOLAIRE :**-DEFINITION :**

La masse molaire d'une substance est définie comme étant la masse d'une mole de molécules de cette substance. La masse molaire est une importante caractéristique physico-chimique des substances. Dans le cas des produits pétroliers, ce paramètre présente un intérêt particulier, car il fournit la valeur «moyenne» de la masse molaire des corps constituant la fraction pétrolière. Nous en tenons largement compte dans les calculs des appareils pour les raffineries, car c'est un indice important de la composition des produits pétroliers.

- MESURE EXPERIMENTALE :

Du point de vue analytique, on dispose de différentes méthodes expérimentales, qui donnent de bons résultats avec certains produits et moins bon avec d'autres. Elles sont basées sur l'analyse des propriétés thermodynamiques des solutions binaires constituées par la substance à étudier en solution (à faible concentration) ; dans un solvant donné.

Les méthodes dérivées de ces propriétés thermodynamiques sont appelées méthodes colligatives, ce sont : l'ébulliométrie, la cryométrie, la tonométrie, (abaissement de la tension superficielle), l'osmométrie (pression osmométrique).

CORRELATIONS :

les masses molaires des hydrocarbures purs sont portées dans des tables de l'API et du DIPPR, de même il est possible de déterminer la masse molaire par un simple calcul connaissant sa formule brute, il est possible aussi de déterminer la masse molaire à partir des corrélations telle que :

1-CORRELATION DE L'API [6] :

$$MM=204.38 \times Teb^{0.118} \times SpGr^{1.88} \times EXP(0.00218 \times Teb) \times EXP(-3.07 \times SpGr) \quad (I-9)$$

SpGr : spécifique gravity 60/60°f

Teb : température d'ébullition en Rankin

2-Corrélation de RIAZI-DAUBERT [5] :

Cette corrélation fait appel à la connaissance de la température d'ébullition et de la spécifique gravity.

$$M=4.5673 \times 10^{-5} \times Teb^{2.1962} \times SpGr^{-1.0164} \quad (I-10)$$

Avec :

Teb : température d'ébullition en Rankin

SpGr : spécifique gravity 60/60°f

Cette équation est valable pour $100 < Teb < 850^\circ f$

3-CORRELATION DE GRAY WILSON [7] :

$$MM=EXP(-8.7409+2.2022 \times Ln(Teb)-0.98 \times Ln(SpGr)) \quad (I-11)$$

SpGr : spécifique gravity 60/60°f

Teb : température d'ébullition en Rankin

3- LE VOLUME MOLAIRE :**-définition :**

Le volume d'une substance est le volume occupé par une mole de cette substance dans les conditions normales de température et de pression, soit :

$$VM = M / P \quad (I-12)$$

M : masse molaire en g/mole ;

VM : volume molaire en cm³/mole ;

p : masse volumique g/cm³.

CORRELATIONS :

La détermination expérimentale du volume molaire est un peu délicate, elle se fait par la mesure de la densité, pour supplée a cela nous avons recours aux corrélations proposées par certains auteurs et qui donnent des résultats en bon accord avec donnés par l'expérience.

1- CORRELATION DE RIAZI- DAUBERT[5] :

cette corrélation est valable pour 37.8°C < Teb < 450°C.

$$Vm = 7,6211 \times 10^{-5} \times Teb^{2.1262} \times SpGr^{-1.6888} \quad (I-13)$$

Vm : volume molaire en cm³/g.mole.

Teb : température d'ébullition en R°.

SpGr : specific-gravity.

2-CORRELATION CHITOUR ET COL [3] :

cette méthode est basée sur la méthode de contribution des groupes.

$$Vm = a + b.N \quad (I-14)$$

Vm : volume molaire en (10⁻³m³/K mole).

N : nombre d'atome de carbone équivalent.

A et b sont des constantes.

Famille	a	b
Paraffine	31,61095	16,34356
Naphtène	11,105721	16,43677
Aromatique	-9,3967414	16,512202

Tableau (I-2) : valeurs des constantes a, b et c de l'équation (I-14)

4- LA TENSION SUPERFICIELLE :**-DEFINITION :**

Pour augmenter la surface d'un liquide d'une quantité δS , il est nécessaire pour vaincre les forces de cohésion entre les molécules, de fournir une énergie δGS . La grandeur qui caractérise une surface sera le travail à fournir pour augmenter sa surface libre d'une unité en ergs/cm², ou en dyne/cm. Elle s'écrira alors :

$$TS = (\delta GS / \delta S) T, P \quad (I-15)$$

Où :

δGS : énergie libre de surface ;

δS : surface correspondant à 1 cm²

T : température ;

P : pression .

A la température réduite comprise entre 0.45 et 0.65, la tension superficielle, pour beaucoup de liquides organiques, elle a une valeur de 20 à 40 dyne / cm. Cette tension superficielle s'annule au point critique, puisqu'on ne peut faire la différence entre l'état liquide et l'états gazeux.

La valeur de la tension superficielle de l'eau est égale à 72.8 dynes/cm à 20°C. pour les métaux à l'état liquide, la tension superficielle est comprise entre 300 et 600 dynes/cm

corrélations :

IL existe plusieurs corrélations qui peuvent être appliquées aux mélanges complexes que sont les fractions pétrolières, les plus utilisée sont les suivantes :

1-EQUATION DE SANBORN ET EVANS[7] :

$$T_s = (673.3 / Kuop) \cdot (1 - (T / T_c))^{1.232} \quad (I-16)$$

Ts : tension superficielle en dyne/cm.

T : température de travail

Tc : température critique

Koup : facteur de caractérisation

2-CORRELATION DE CHITOUR ET COL [3] :

$$T_s = a + \frac{b}{1 + (N/c)^d} \quad (I-17)$$

Ts : tension superficielle en dyne/cm.

N : nombre d'atome de carbone.

A, b, c et d sont des constantes.

Famille	a	b	C	d
Paraffine	-15,489487	49,980704	3,1254045	-1,0720868
Naphtène	22,298482	9,014923	10,633427	-2,1806274
Aromatique	27,694314	2,7062063	9,22385513	-3,75313335

Tableau(I-3): valeurs des constantes de l'équation(I-17)

5-LA VISCOSITE :**Définition :**

la viscosité est la résistance interne qui s'oppose à l'écoulement d'un fluide et qui est provoquée par le frottement des molécules les unes contre les autres. La viscosité absolue est une grandeur physique parfaitement définie comme une masse spécifique.

- ✓ Viscosité absolue η , unités en CGS est le poise ou centipoise

La poise est la force d'une dyne qui appliquée à un élément de surface de 1cm^2 déplace cet élément de 1cm par seconde.

- ✓ Viscosité relative : c'est le rapport de la viscosité du produit à celle de l'eau à 20c° .
- ✓ Viscosité cinématique : c'est le rapport de la viscosité absolue en centipoises à la densité mesurée à la même température, l'unité utilisée est le stokes ou le centistoke.

$$\mu = \eta / d. \quad (\text{I-18})$$

CORRELATIONS :

la viscosité est une propriété non additive ; Cependant certains auteurs préconisent une pondération basée sur l'additivité du logarithme de la viscosité des différentes composées d'un mélange.

1- CORRELATION DE BEG-AMIN-HUSSEIN [10] :

$$\mu = A \times \text{EXP}(B/T)$$

$$A = -0.0339 \times (\text{API})^{0.188} + 0.241 \times (\text{Teb}/B) \quad (\text{I-19})$$

$$B = \text{EXP}(5.471 + 0.00342 \times \text{Teb}).$$

μ : viscosité cinétique en cst.

Teb : température d'ébullition en Kelvin

API : densité de la substance en °API.

3-CORRELATION DE L'API [6] :

$$\log(\mu_{100^\circ f}) = -1.2926 + 9.461 \cdot 10^{-3} \cdot \text{Kuop} + \frac{3.0522 \cdot \text{Kuop} + 9.9538 \cdot 10^{-2} \cdot \text{Kuop}^2}{\text{API} + 113.74 - 10.261 \cdot \text{KUop}} \quad (\text{I-20})$$

$$\log(\mu_{210^\circ f}) = -0.878 + \frac{3.0952 \cdot \text{Kuop} - 5.8946}{\text{API} + 121.12 - 10.725 \cdot \text{Kuop}}$$

LES PROPRIETES THERMIQUES :

1 - LA CHALEUR SPECIFIQUE :

- DEFINITION :

La chaleur spécifique d'une substance est la quantité de chaleur de chaleur qu'il faut fournir à l'unité de poids pour augmenter sa température de un degré, elle s'exprime en cal/g.c° ou Btu/lb.°f.

La capacité calorifique est la quantité de chaleur qu'il faut fournir à un corps pour élever sa température de un degré, elle s'exprime en K cal/°C ou Btu/°F.

De manière générale, on définit à pression constante C_p et à volume constant C_v :

$$C_p = \left(\frac{\delta H}{\delta T} \right)_p \quad (I-21)$$

$$C_v = \left(\frac{\delta U}{\delta T} \right)_v$$

H : enthalpie du système.

U : énergie interne du système.

La chaleur spécifique à l'état liquide est une fonction pratiquement linéaire de la température, sauf pour les hydrocarbures légers (C5-), elle dépend également de la densité et de la nature chimique des hydrocarbures des fractions pétrolières, la chaleur spécifique à pression constante à l'état vapeur est une fonction des même variables, mais elle dépend en outre d'une façon très sensible de la pression.

corrélations :

vu que nous ne disposons pas d'un dispositif qui nous permettra de mesurer la chaleur spécifique d'une substance (corps purs, fraction pétrolière, etc...), nous avons fait recours à l'utilisation des corrélations qui ont été proposées par certains auteurs et que leurs applications ont donné les résultats en bon accord avec ceux

obtenue par l'expérience $C_p = a + b.T + \frac{c}{T^2}$

1-CORRELATION DE FALLON-WATSON [13] :

$$C_p = \left[(0.355 + 0.128 \cdot 10^{-2} \cdot API) + (0.503 + 0.117 \cdot 10^{-2} \cdot API) \cdot 10^{-3} \cdot T \right] \cdot [0.05 \cdot Kuop + 0.41] \quad (I-22)$$

T : température en °F.

Kuop : facteur de caractérisation de Watson.

C_p : chaleur spécifique en Btu/lb.°F

2-CORRELATION DE L'API [6] :

$$C_p = [0.6811 - 0.308 \cdot spgr + (0.000815 - 0.0003065 \cdot spgr) \cdot T] \cdot (0.055 \cdot Kuop + 0.35) \quad (I-23)$$

C_p : chaleur spécifique en Btu/lb. °F.

SpGr : specific-gravity 60°F/60°F.

T : température en degré F.

Kuop : facteur de caractérisation de Watson.

2 - CHALEUR LATENTE DE VAPORISATION :

- définition :

L'enthalpie d'un hydrocarbure pur ou d'une fraction pétrolière exprime la quantité totale de chaleur contenue dans cet hydrocarbures ou cette fraction dont l'état thermodynamique doit être défini par la pression et la température.

Les variations d'enthalpie entre deux états différentes sont recherchées, car elles fournissent la quantité de chaleur à éliminer ou à fournir, cette enthalpie s'écrit à

$$\text{pression constante : } H = \int C_p dt + c \quad (\text{I-24})$$

où : C est la chaleur de vaporisation, l'intégrale représente la chaleur spécifique à l'état liquide et vapeur.

La chaleur latente de vaporisation est définie comme étant la quantité de chaleur qu'il faut fournir à l'unité de poids ou à une molécule liquide pour les vaporiser à température constante, elle s'exprime en cal/g , J/g ou Btu/lb.

-méthode de mesure expérimentale :

la détermination expérimentale de la pression de vapeur P_v , permet d'estimer la chaleur latente de vaporisation, et ce en mesurant la pression de vapeur en fonction de la température, la chaleur latente de vaporisation se déduit à partir de la pente de la droite représentant la variation de $\ln P_v$ en fonction de l'inverse de la température.

- corrélations :

pour les fractions pétrolières nous proposons les méthodes suivantes :

1- CORRELATION DE NERST-BINGHAM [11] :

$$\Delta H_v(\text{cal/g.mole}) = (1/M).(17+0,011.T).Teb \quad (\text{I-25})$$

Teb : température d'ébullition en Kelvin.

T : température d'évaluation en Kelvin.

M : masse molaire.

3-corrélation de Zidelheir-Chitour [12] :

si nous avons la composition globale en paraffines, en naphtènes et en aromatique, il suffira d'appliquer la règle d'additivité :

$$\Delta H_v = \Delta H_{vp} \cdot X_p + \Delta H_{vn} \cdot X_n + \Delta H_{va} \cdot X_a \quad (\text{I-26})$$

X_p , X_n , X_a : composition globale en paraffines, en naphtènes et en aromatiques.

les ΔH_{vi} peuvent être déterminées à partir de l'équation de Zidelkeir-Chitour :

$$\Delta H_v = a + b.N + c.N^2 + d.N^3 + e.N^4 \quad (\text{I-27})$$

ΔH_v : chaleur de vaporisation (Kcal/mole).

N : nombre d'atome de carbone.

A, b, c, d et e sont des constants.

familles	a	b	c	d	e
paraffines	1,89756	0,982993	-0,0272393	0,00038576	0
naphthalènes	4,17028	0,281567	0,0494028	-0,00328003	6,53E-05
aromatiques	9,85228	-1,31016	0,210676	-0,0102073	0,00017131

Tableau (I-4) : valeurs des constantes de l'équation (I-27).

3 - FACTEUR ACENTRIQUE :

-- Définition :

Soit l'équation des états correspondants à deux paramètres suivants :

$$PV = ZRT ; Z=f(T_r, P_r) \quad (\text{I-28})$$

Cette équation est valable pour des molécules sphériques.

Dans le cas contraire, plusieurs types de paramètre ont été proposés pour représenter l'écart par rapport à la loi des états correspondants à deux paramètres (T_r , P_r). Parmi ces paramètres, nous avons le facteur de compressibilité critique, paramètre de RIEDEL ω_c et le facteur acentrique ω .

Cependant le paramètre qui a connu le plus grand succès est le facteur acentrique de PITZER qui tient compte de la sphéricité de la molécule.

- Corrélations :

Différentes corrélations ont été proposées pour rendre compte de cet écart :

1-Corrélation d'EDMISTER [15] :

$$w = \frac{3}{7} \frac{\theta}{1-\theta} \log P_c - 1 \quad (\text{I-29})$$

P_c : pression critique en atm.

$\theta = T_{eb}/T_c$.

T_{eb} : température d'ébullition en °K.

T_c : température critique en °K.

2- corrélation de Lee-Kesle [11] :

$$w = \frac{-\ln P_c - 5.92714 + 6.09648\theta^{-1} + 1.28862\ln \theta - 0.169347\theta^6}{15.2518 - 15.6875\theta^{-1} - 13.4721\ln \theta + 0.43577\theta^6} \quad (\text{I-30})$$

θ : T_{eb}/T_c avec T_c température critique

LES PROPRIETES CRITIQUES

1-Pression, Température et volume critique :

1-Définition :

Les propriétés critiques, au même titre que les autres propriétés sont également des caractéristiques physiques des hydrocarbures. Dans le diagramme de coordonnées pression et température (fig-2), les équilibres de sublimation, fusion et vaporisation d'une substance pure sont représentés par trois courbes qui passent par le point triple ou coexistent trois phases en équilibre. La courbe de vaporisation est limitée quant à elle au point critique « c », borne au-delà de laquelle la coexistence des deux phases liquide et vapeur n'est plus possible. Ce point qui a pour coordonnées T_c , P_c et V_c correspond à l'identité des propriétés du liquide et de la vapeur. Plus particulièrement, la chaleur de vaporisation devient nulle en ce point.

Dans le cas d'un mélange, la courbe d'équilibre de vaporisation se décompose en deux courbes : courbe de bulle et courbe de rosée, qui se rejoignent au point critique (fig-3). Pour une pression et une température égale respectivement à la pression et à la température critique les compositions des deux phases deviennent identiques.

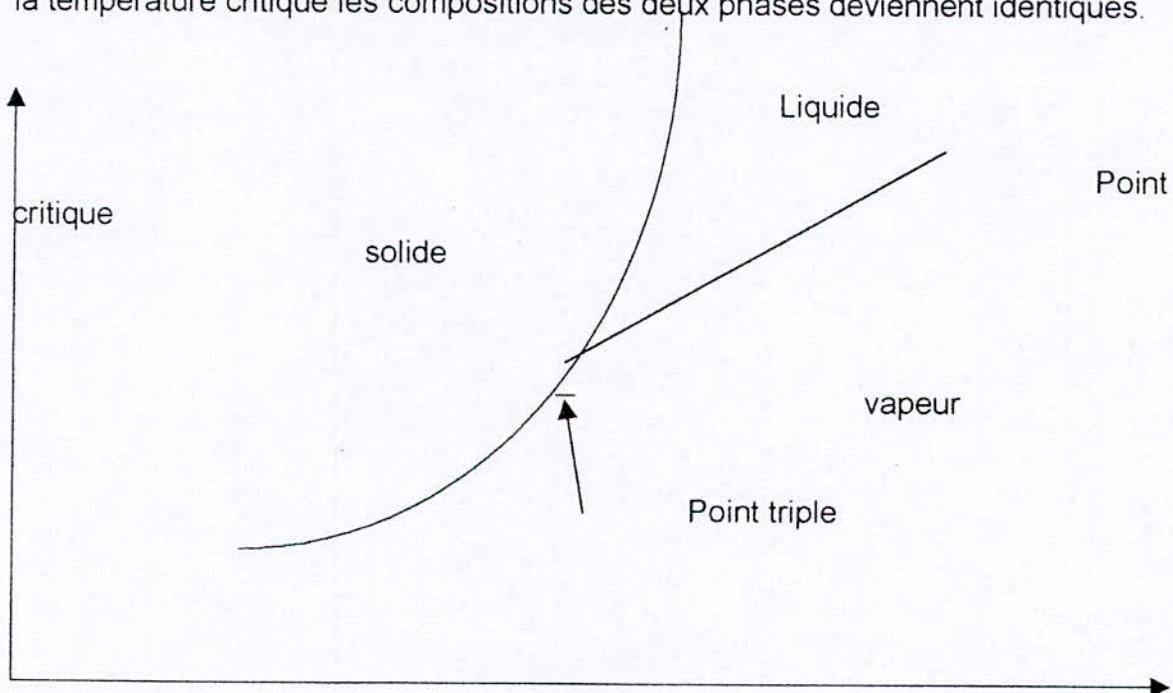


Figure 1- diagramme de phase d'un corps pur.

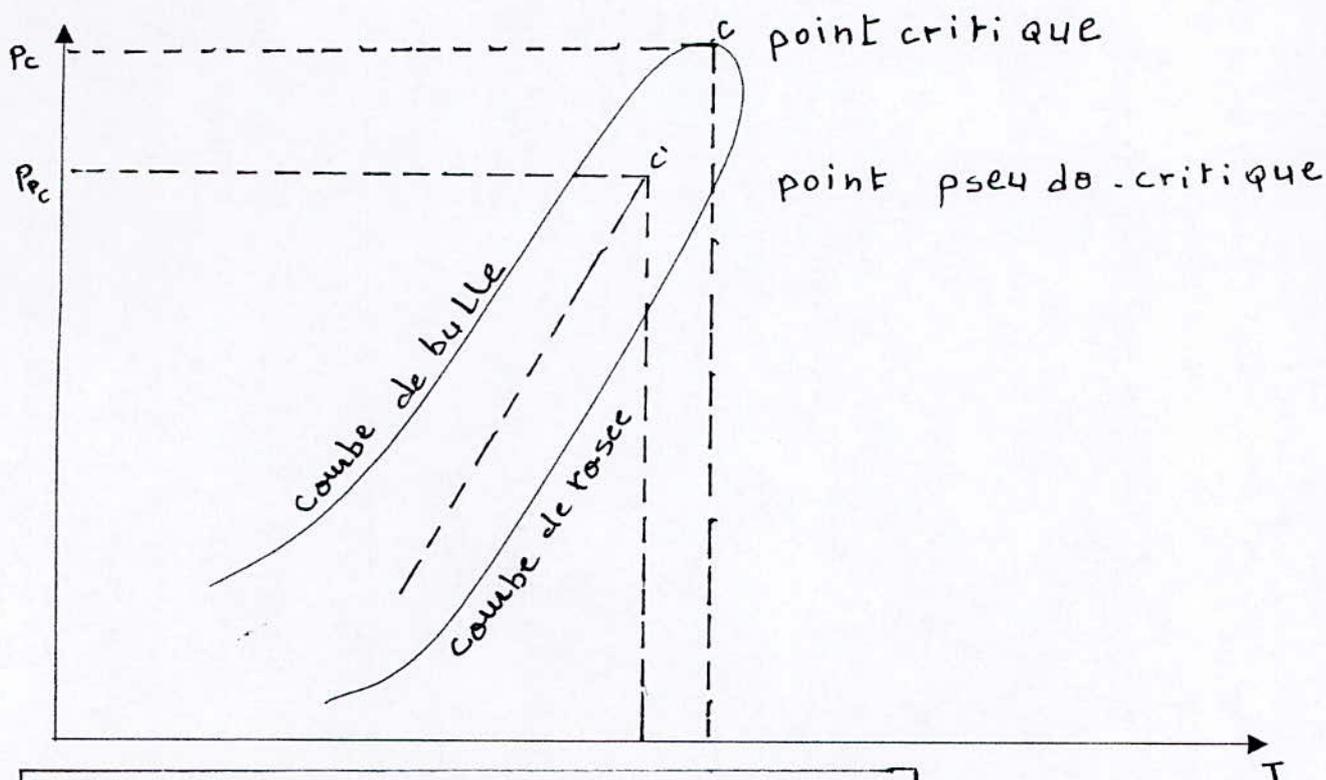


Figure-2 diagramme de phase d'un mélange de corps purs.

2-CORRELATIONS :

1- corrélation de PENN-STAT [16] :

$$T_c = \exp(3.9935 \cdot T_{eb}^{0.8615} \cdot spgr^{0.4614}) \tag{I-31}$$

$$P_c = 3.4824 \cdot 10^9 \cdot spgr^{2.4853} / T_{eb}^{2.3177}$$

Tc : température critique en °F
 Pc : pression critique (psia).
 Teb : température d'ébullition en R°.

2- corrélation de RIAZI - DAUBERT [5] :

$$T_{pc} = 24.2787 \cdot T_{mav}^{0.58848} \cdot spgr^{0.3596}$$

$$P_{pc} = 3.12281 \cdot 10^9 \cdot T_{MAV}^{-2.3125} \cdot spgr^{2.3201} \tag{I-32}$$

$$V_c = 7.5214 \cdot 10^5 \cdot T_{mav}^{0.286} \cdot spgr^{0.7666}$$

Tpc : température pseudo critique en R°.
 Ppc : pression pseudo-critique en psia.
 Vc : volume critique en ft³/lb.
 Tmav : température mean average en R°.

3- corrélation de chitour et col [3] :

$$O_c = a + \frac{b}{1 + (N/c)^d} \quad (I-33)$$

N : nombre d'atome de carbone.

O_c : paramètre critique.

Famille	a	B	c	d
Paraffine	103,75202	2233,8121	98,002306	-0,53374598
Naphtène	-158,01284	2557,2583	83,559087	-0,36096529
Aromatique	51,224035	1905,8379	52,388722	-0,45859314

Tableau(I-5) valeurs des constantes de 'équation(I-33)

2-FACTEUR DE COMPRESSIBILITE CRITIQUE :

le facteur de compressibilité critique des corps purs, définie par :

$$Z_c = \frac{P_c V_c}{R T_c} \quad (I-34)$$

Z_c est généralement compris entre 0.23 et 0.30, les composées polaires ayant les plus faibles valeurs, parmi les équations empiriques proposées pour estimer le facteur de compressibilité critique des corps purs, nous citons :

CORRELATIONS**1- EQUATION DE LYDERSEN [14]**

Lydersen à relie le facteur de compressibilité critique à la chaleur de vaporisation molaire par la relation suivante :

$$Z_c = \frac{1}{3.43 + 0.0067.H_v^2} \quad (I-35)$$

avec :

Z_c : facteur de compressibilité critique.

H_v : chaleur de vaporisation molaire (Kcal/g.mole).

2- Equation d'Edmister [15] :

Cette équation permet d'estimer Z_c à partir de T_c et P_c .

$$Z_c = 0.371 - 0.0343 \ln \log P_c / [(T_c/T_b) - 1] \quad (I-36)$$

Avec : P_c : pression critique (atm).

T_c : température critique (K°).

T_b : température d'ébullition (K°).

3- corrélation de Lee-Kesler [14]

$$Z_c = 0.2901 - 0.0879 \omega \quad (I-37)$$

ω : facteur acentrique.

$\theta = T_e b$

Z_c : facteur de compressibilité.

PROPRIETES OPTIQUES

1 -INDICE DE REFRACTION :

définition :

les rayons lumineux, en passant d'un milieu à un autre de nature différente, changent de vitesse et de direction, ce phénomène est appelé la réfraction, le rapport entre le sinus de l'angle d'incidence et le sinus de l'angle de réfraction, nous donne l'indice de réfraction noté N :

$$N = \frac{\sin r}{\sin i} \quad (\text{I-38})$$

où : r : l'angle de réfraction.

i : l'angle d'incidence.

D'habitude la détermination de l'indice de réfraction est faite par rapport aux raies de FRAUNHOFER les plus lumineuses, le plus souvent par rapport à la raie jaune de sodium D, c'est la raison pour laquelle l'indice de réfraction est désigné par n_D^t .

corrélation :

L'indice de réfraction des corps purs, est disponible dans les tables DIPPR (API), il varie avec la nature chimique et la masse molaire des hydrocarbures, on peut aussi les estimer à partir des corrélations ; l'indice de réfraction est également considéré comme propriété additive.

1-CORRELATION DE LIPKIN ET MARTIN [19]:

$$n_d^{20} = \frac{69.878.d - 0.4044.A.d - 0.797.A + 136.566}{5.543.d - 0.746.A + 126.683} \quad (\text{I-39})$$

n_D^{20} : indice de réfraction.

d : densité à 20°C.

$$A = 55.3 + \frac{3516}{M + 12}$$

M : masse molaire.

1- CORRELATION DE CHITOUR ET COL[3] :

$$n_D^{20} = a + \frac{b}{1 + (N/c)^d} \quad (\text{I-40})$$

Famille	a	b	C	d
Paraffine	1,0383849	0,43547681	1,9777596	-1,1058713
Naphtène	1,4044036	0,06399385	8,998799	-2,1008282
Aromatique	1,4795363	0,03254417	7,6142466	2,7867861

TABLEAU(I-6) : valeurs des constantes de l'équation (I-40)

-2 : INDICE DE CORRELATION :**DEFINITION :**

L'indice de corrélation I, à été proposé comme critère d'identification de la nature chimique des mélanges d'hydrocarbures, il est également utilisé comme grandeur dans l'établissement des corrélations pour les propriétés physiques des corps purs et des mélanges, il est également appelé Facteur de caractérisation de HUANGE et définie par :

$$I = \frac{n^2 - 1}{n^2 + 1} \quad (\text{I-41})$$

avec n : indice de réfraction à 20°C.

CORRELATION :**1- CORRELATION DE RIAZI –DAUBERT[5] :**

pour $M < 200$:

$$I = 0.003583.(Teb)^{1.0147} .(M.103/d)^{-0.4787} \quad (\text{I-42})$$

pour $M > 200$

$$I = 0.0014.(Teb)^{1.09} .(M.106/d)^{-0.3984}$$

où :

Teb : température d'ébullition du point 50% distillé.

M : masse molaire.

d : densité à 20°C°

Ou autrement :

$$I = 1.896.10^{-3}.Teb.1.0848.(M/d)^{-0.4439} \quad (\text{I-42})$$

Teb : température d'ébullition en Rankin

2- corrélation de chitour et col [3] :

$$I = a + b/(1 + (N/c)^d) \quad (\text{I-43})$$

Famille	a	b	c	d
Paraffine	0,04081806	0,2398703	1,915053	-1,1293724
Naphtène	0,24498191	0,03312803	8,9449987	-2,1176672
Aromatique	0,28384193	0,01628717	7,6408208	2,7840145

Tableau(I-7) : constantes de l'équation(I-43)

PROPRITES SPECIFIQUES

-1 facteur de caractérisation:

1-Définition :

Le facteur de caractérisation Kuop a été proposé par Watson, Nelson et Murphy (1937) de la société U.O.P. (Universal Oil Products) afin de discriminer entre les comportements de différents pétroles bruts :

$$Kuop = tb^{1/3} / SpGr \quad (I-44)$$

Tb et SpGr étant respectivement la température en R° et la specific-gravity à 60°F, ce facteur constitue un paramètre intermédiaire pour de nombreux méthodes de calcul, les valeurs de Kuop des hydrocarbures sont de l'ordre de 13 dans le cas des paraffines, 12 pour les naphtés et 10 pour les aromatiques.

La connaissance du facteur de caractérisation Kuop permet de situer les tendances des pétrole bruts et des fractions pétrolières.

1-CORRELATION DE WATSON [1]:

le Kuop des corps purs est déterminé moyennent l'équation de Watson Nelson et Morphy ou encore par la corrélation de Kitous-Chitour(1990) pour les hydrocarbures légers et par la crrélation de Bouamra-Chitour (1991) dans le cas contraire.

2-CORRÉLATION DE KITOUS-CHITOUR [4]:

cette corrélation est valable pour les fractions légères (Teb < 200°C).

$$Kuop = a + b.Teb + c.Teb^2 + d.Teb^3 + e.Teb^4 + f.Teb^5 \quad (I-45)$$

Teb : température d'ébullition en C°.

a, b, c, d, e et f sont des constantes qui dépendent de la famille chimique.

familles	a	b	c	d	E	f
paraffine	2,43E-11	-1,22E-08	2,15E-06	-1,1991E-04	-6,46446E-3	13,5373347
naphténe	-1,46E-09	8,90E-07	-2,0879E-04	0,0234276	-1,2415819	35,7102193
aromatique	0	-2,72E-08	1,49E-05	-2,992E-03	0,27152755	0,76623547

TABLEAU(I-8): valeurs des constantes de l'équation(I-45)

1- corrélation de Bouamra-Chitour [14]:

cette corrélation est valable pour les fractions lourds (Teb > 200°C).

$$Kuop = a + b.Teb + c.d \quad (I-46)$$

Teb: température d'ébullition en Kelvin.

d: densité .

a, b et c sont des constants qui dépendent de la famille chimique.

familles	a	b	C
paraffines	11,0733	3,34E-03	2,16E-06
naphtènes	36,35006	0,00808	-34,95683
aromatiques	13,54416	6,185766e-3-6	-6,127023

Tableau(I-9): constantes de l'équation (I-46)

3- corrélation de Chitour et col [3]:

$$Kuop = a + b \cdot N + c \cdot N^2 + d \cdot N^3 + e \cdot N^4 \quad (I-47)$$

N: nombre d'atome de carbone.

a, b, c, d et e sont des constants.

Familles	a	b	C	d	e
Paraffine	1,39E+01	-3,37E-01	3,01E-02	-0,00101814	1,23E-05
Naphtène	9,69E+00	2,87E-01	-0,01165707	0,00028317	-2,95E-06
aromatique	6.9049661	6.55E-01	-3.46E-02	0.00095134	-1.03E-05

TABLEAU (I-10): constantes de l'équation (I-47).

dans le cas des fractions pétroliers on peut utilisé soit la relation de Watson, soit la règle d'additivité, si nous connaissons la composition X_p , X_n , X_a , nous pourrons appliquer la règle suivante:

$$Kuop = X_p \cdot (Kuop)_p + X_n \cdot (Kuop)_n + X_a \cdot (Kuop)_a$$

Les valeurs des $Kuop$ des corps purs étant calculées à partir d'une des corrélations déjà citées.

-2- POINT D'ANILINE:

-définition:

le point d'aniline a été définie pour caractériser l'aromaticité des produits pétroliers, il représente la température la plus basse à laquelle des volumes égaux d'aniline et de produit sont complètement miscibles.

-mesure expérimentale:

La méthode de mesure du point d'aniline des produits pétrolières est régie par des normes telles les normes ASTM.D61164 et NFM 07021.

Le principe de mesure consiste à chauffer deux volumes de 10 cm³ d'aniline et de produit dans un tube agité mécaniquement et ce jusqu'à l'obtention d'une seule phase, le refroidissement à une vitesse constante du mélange homogène entrainera l'apparition d'un trouble net à une température donnée correspondante au point d'aniline.

-CORRÉLATIONS :**1-CORRÉLATION DE WALSH-MORTIMER [6]:**

$$PA = -238,1 - 1,498 \cdot N_{c50} + 100,5(N_{c50}^{(1/3)})/d \quad (I-48)$$

d: densité de la fraction pétrolière à 20°C.

PA: point d'aniline en °C.

N_{c50} : nombre d'atome de carbon de la normale paraffine ayant pour point d'ébullition la température correspondantes à 50% de l'intervalle de distillation de la fraction pétrolière.

1- CORRÉLATION DE M.ROBERT [17]:

$$PA = (M - (1705,45 \cdot n + 792,93 \cdot d - 3287)) / 4,553 \quad (I-49)$$

PA: point d'aniline en °C.

M: masse molaire.

n: indice de réfraction.

d: densité de la fraction pétrolière.

-3- LE RAPPORT C/H:**-définition:**

La valeur de C/H (nombre d'atomes d'hydrogène sur le nombre d'atomes de carbone) caractérise les hydrocarbures; les molécules paraffiniques ont un rapport C/H faible alors que dans les formes aromatiques, il est élevé.

-corrélation:**1- corrélation de Riazi-Daubert [5]:**

$$C/H = 17,22 \cdot \exp(8,25 \cdot 10^{-3} \cdot T_{eb} + 16,94 \cdot SpGr - 6,94 \cdot 10^{-3} \cdot T_{eb} \cdot SpGr) \cdot T_{eb}^{-0,786} \cdot I^{21,567}$$

Cette équation est valable pour:

$$70 < M < 300 \text{ et } 25 < T_{eb} < 350^\circ\text{C}. \quad (I-50)$$

T_{eb} : température d'ébullition en °C.

SpGr: specific-gravity.

2- corrélation de El-Hadi-Chitour [14]:

$$C/H = 100 / (2,55312 \cdot Kuop - 0,0022248 \cdot T_{eb} - 14,77732618). \quad (I-51)$$

Kuop: facteur de caractérisation de Watson.

T_{eb} : température d'ébullition en °C.

partie

calcul

SIMULATION DE TOUS LES PETROLES
ET ESTIMATIONS DES PROPRIETES
PHYSIQUES ET CHIMIQUES DES COUPES
PETROLIERES

❖ INTRODUCTION :

Dans le but d'éviter des expériences très souvent complexes et très coûteuses, nous proposons, dans cette partie, une méthode simple de calcul pour estimer les propriétés physiques et chimiques des coupes pétrolières, et qui consiste à trouver une TBP moyenne simulée qui sera utilisée dans l'élaboration de corrélations empiriques pour l'estimation des propriétés.

❖ PRINCIPE DE LA METHODE DE TRAVAIL :

La première étape consiste à recueillir les données des TBP expérimentales et à homogénéiser cette banque de données, composée de 128 pétroles algériens dont la plupart ont été étudiée au CRD de Sonatrach de Boumerdes, leur densité varie de 0.78 à 0.85, ensuite, nous avons tracé toutes ces TBP et à l'aide de l'outil informatique moyennant le logiciel «curve» nous avons déduit une TBP moyenne, du pétrole simulé qui peut être décrite par 4000 équations, Le choix d'une équation s'est fait suivant les trois conditions suivantes :

- ❖ Elle ne doit pas présenter de discontinuité
- ❖ Elle doit donner le meilleur coefficient de corrélation R^2 (le plus proche de 1)
- ❖ Et enfin ; elle ne doit pas donner des valeurs négatives et ayant un sens physique

La troisième étape a concerné l'identification empirique du pétrole simulé, en utilisant pour chaque propriété, trois corrélations les plus recommandées dans la littérature, qui nous ont donné une valeur moyenne de la caractéristique étudiée, par laquelle nous avons établi une corrélation en fonction de la température d'ébullition ou la densité ou encore du produit des deux dernières caractéristiques.

Généralement c'est l'équation en fonction du terme produit qui donne un meilleur R^2 et le facteur correctif (fonction de T_{eb} , de la densité ou du produit des deux) a été déterminé par rapport au pétrole le plus lourd que nous appellerons pétrole 40.

Enfin, la propriété qu'on veut calculer s'écrit comme suit :

Pour les pétroles ayant une densité supérieure à la densité du pétrole simulé.

$$(\text{propriété corrélée}) = (\text{propriété simulée}) + (\text{facteur correctif})$$

Pour les pétroles ayant une densité inférieure à celle du pétrole simulé.

$$(\text{propriété corrélée}) = (\text{propriété simulée}) - (\text{facteur correctif})$$

Exception faite pour la densité et l'indice de réfraction car pour ces deux propriétés nous possédons des valeurs expérimentales ; la densité de la coupe a été corrélée en fonction (d_s/d_g) qui est le rapport entre la densité simulée et la densité globale du pétrole, et pour l'indice de réfraction la corrélation est fonction de la densité.

- ◆ Calcul de l'erreur :

$$\text{Erreur (\%)} = \frac{100 * ((\text{propriété 1}) - (\text{propriété corrélée}))}{(\text{propriété 1})}$$

Propriété 1 c'est la propriété de référence calculée par la même méthode que celle simulée ou une valeur expérimentale

L'exploitation des données des pétroles selon la méthode décrite précédemment nous a permis d'obtenir la TBP du pétrole moyen qu'on nommera simulée . Pour cela il a fallu tracer une série de courbe pour avoir la température d'ébullition, le pourcentage volumique et la densité

❖ **LE POURCENTAGE VOLUMIQUE EN FONCTION DE LA TEMPERATURE D'EBULLITION :**

« (%v)=f(Teb) »

pour aboutir à l'équation de la TBP simulée, il nous a fallu d'abord tracer les 128 courbes TBP ensemble sur un même graphique ensuite choisir une équation représentative des pétroles algériens selon les critères déjà cités auparavant

Les résultats obtenus sont donnés dans le tableau(II-1)

Fraction	Teb (°c)	%v	Fraction	Teb (°c)	%v	Fraction	Teb (°c)	%v
1	42	2,145	18	127	25,258	35	212	45,599
2	47	3,241	19	132	26,621	36	217	46,626
3	52	4,417	20	137	27,966	37	225	48,244
4	57	5,658	21	142	29,29	38	235	50,232
5	62	6,953	22	147	30,594	39	245	52,197
6	67	8,291	23	152	31,875	40	255	54,153
7	72	9,663	24	157	33,135	41	265	56,12
8	77	11,06	25	162	34,372	42	275	58,116
9	82	12,476	26	167	35,587	43	285	60,16
10	87	13,905	27	172	36,78	44	295	62,274
11	92	15,341	28	177	37,951	45	305	64,479
12	97	16,779	29	182	39,101	46	315	66,799
13	102	18,216	30	187	40,23	47	325	69,258
14	107	19,647	31	192	41,34	48	335	71,879
15	112	21,069	32	197	42,43	49	345	74,689
16	117	22,48	33	202	43,503	50	355	77,713
17	122	23,877	34	207	44,559	51	365	80,98

TABLEAU (II-1) : distillation TBP simulée

La corrélation proposée, donnant le pourcentage volumique distillé en fonction de la température d'ébullition est :

$$(%v) = a + b(Teb) + c(Teb)^{1,5} + e(Teb)^{2,5} + f(Teb)^3 \tag{II-1}$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	0,634613
b	17,86887
c	-4,66438
e	0,461946
f	-0,00135
R ²	0,972908

Tableau(II-2) : constantes de l'équation (II-1)

❖ CALCUL DE LA DENSITE SIMULEE EN FONCTION DE TEMPERATURE D'EBULLITION

« $ds=f(Teb)$ »

De la même manière on obtient la densité simulé qui est représentée par le tableau(II-3) .

Fraction	Teb	ds	Fraction	Teb	ds	Fraction	Teb	ds
1	42	0,6478	18	127	0,7475	35	212	0,803
2	47	0,6559	19	132	0,7517	36	217	0,8054
3	52	0,6625	20	137	0,7558	37	225	0,8092
4	57	0,6696	21	142	0,7598	38	235	0,8137
5	62	0,6764	22	147	0,7637	39	245	0,8181
6	67	0,683	23	152	0,7674	40	255	0,8224
7	72	0,6893	24	157	0,7709	41	265	0,8267
8	77	0,6955	25	162	0,7744	42	275	0,831
9	82	0,7015	26	167	0,7777	43	285	0,8354
10	87	0,7073	27	172	0,780944	44	295	0,8399
11	92	0,713	28	177	0,784038	45	305	0,8447
12	97	0,7184	29	182	0,787026	46	315	0,8497
13	102	0,7237	30	187	0,789916	47	325	0,855
14	107	0,7288	31	192	0,792711	48	335	0,8607
15	112	0,7337	32	197	0,795419	49	345	0,8668
16	117	0,7384	33	202	0,798	50	355	0,8735
17	122	0,743	34	207	0,8005	51	365	0,8807

TABLEAU (II-3) : densité simulée

A partir du tracé de ces résultats nous avons obtenu l'équation donnant la densité simulée en fonction de la température d'ébullition :

$$(ds) = a + b (Teb) + c (Teb)^{2,5} + e (Teb)^3 + f/(Teb) \tag{II-2}$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	0,584676
b	0,001675
c	-4,8E-07
e	1,85E-08
f	-0,12813
R ²	0,984294

Tableau(II-4) : constantes de l'équation (II-2)

❖ La température d'ébullition en fonction du pourcentage volumique

« $T_{eb}=f(\%v)$ »

En traçant les TBP on obtient une moyenne qu'on représente dans le tableau(II-5)

Fraction	%v	Teb	Fraction	%v	Teb
1	5	49,210	11	55	254,397
2	10	76,671	12	60	277,341
3	15	97,088	13	65	299,978
4	20	114,831	14	70	321,743
5	25	132,001	15	75	342,020
6	30	149,688	16	80	360,157
7	35	168,421	17	85	375,465
8	40	188,387	18	90	387,228
9	45	209,535	19	95	394,703
10	50	231,651	20	100	397,129

TABLEAU(II-5) : distillation TBP simulée

Ces résultats nous ont permis d'obtenir l'équation :

$$(T_{eb}) = a + b (\%v) + c (\%v)^{1.5} + d (\%v)^2 + e (\%v)^3 \tag{II-3}$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	
b	17,86887
c	-4,66438
d	0,461946
e	-0,00135
R ²	0,968662

Tableau(II-6) : constantes de l'équation (II-3)

❖ LA DENSITE SIMULEE EN FONCTION DU POURCENTAGE VOLUMIQUE :

« $ds=f(\%v)$ »

de la même manière on obtient la densité simulée qui est représentée par le tableau(II-7) et

Fraction	%v	ds	Fraction	%v	ds
1	5	0,661105	11	55	0,8229
2	10	0,694025	12	60	0,8334
3	15	0,716501	13	65	0,8436
4	20	0,734535	14	70	0,8536
5	25	0,750135	15	75	0,8634
6	30	0,764195	16	80	0,8730
7	35	0,777193	17	85	0,8824
8	40	0,789412	18	90	0,8918
9	45	0,801038	19	95	0,9011
10	50	0,812195	20	100	0,9195

TABLEAU(II-7) : densité du pétrole simulé

L'exploitation de ces résultats, nous a permis d'aboutir à la corrélation donnant la densité simulée en fonction du pourcentage volumique distillé

$$(ds) = a + b (\%v) + c \exp(\%v) + e \ln(\%v) + f \exp(-(\%v)) \quad (\text{II-4})$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	0,592796
b	0,001436
c	3,5E-46
e	0,037724
f	0,061188
R ²	0,950122

Tableau(II-8) : constantes de l'équation (II-4)

D'après ces résultats le pétrole simulé est de densité globale égale à 0.8103, après cela nous passons au calcul des propriétés physiques, et chimiques des coupe pétrolières, et cela selon la méthode décrite précédemment, qui est l'ajout ou la soustraction d'un facteur correctif à la propriété simulée, selon que la densité du pétrole, dont la coupe est issue soit supérieure ou inférieure à celle du pétrole simulé

PROPRIETES DE TRANSPORT

Nous proposons des corrélations pour estimer les propriétés physiques et chimiques de n'importe quel pétrole algérien, et cela connaissant seulement la densité globale du pétrole (d_g) et bien sur la T_{eb} de la coupe dont nous voulons calculer les propriétés.

Le calcul se fera en ajoutant un facteur correctif à la propriété simulée, par contre si les données expérimentales sont disponibles comme pour l'indice de réfraction et la densité, nous proposons des corrélations qui les déterminent directement.

1-CALCUL DE LA DENSITE :

La densité est une propriété importante elle nous donne une idée sur la composition de la coupe son calcul se fera comme suit : d'abord le calcul de la densité simulée par l'équation (II-2) ; mais nous avons constaté que deux coupes issues de deux pétroles différents pouvaient avoir une densité et une T_{eb} égales, pour enlever ce doute nous introduisant la densité globale du pétrole qui définit la coupe, ensuite nous corrélons la densité de la coupe avec le rapport (d_s/d_g). nous procéderons de la même manière avec la densité simulée calculée par l'équation (II-4)

En utilisant la température d'ébullition nous avons abouti à l'équation de densité qui est :

$$d = a + b \cdot (d_s/d_g)^2 + c \sqrt{(d_s/d_g)} + e/(d_s/d_g) \quad (\text{II-5a})$$

d_s : densité simulée calculée par (II-2)

d_g : densité globale du pétrole

d : densité de la coupe

en utilisant le pourcentage volumique nous aboutissons à l'équation de la densité qui est :

$$d = a + b(d_s/d_g) + c \cdot \ln(d_s/d_g)^2 + e \sqrt{(d_s/d_g)} + f \cdot \text{EXP}(-(d_s/d_g)) \quad (\text{II-5b})$$

d_s : densité simulée calculée par (III-4)

d_g : densité globale du pétrole

d : densité de la coupe

PARAMETRES	EQUATION (II-5a)	EQUATION (II-5b)
a	-14,4898	-16525,1
b	-1,65644	-5933,64
c	14,06163	601,3559
e	2,90834	18929,37
f		9596,002
R^2	0,981154	0,952846

Tableau(II-9) : constantes des équations

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau(II-10) et nous comparons aussi avec les valeurs d'autres équations.

d_{exp} : densité expérimentale

d_1 : densité calculée par notre corrélation (II-5a)

d_2 : densité calculée par la corrélation de CHITOUR ET Coll [3]

d_3 : densité calculée par l'équation de CHITOUR ET Coll [4]

d_4 : densité calculée par notre corrélation (II-5b)

FR	d EXP	d1	ERREUR (%)	d2	ERREUR (%)	d3	ERREUR (%)	d4	ERREUR (%)
32,5	0,6420	0,6342	1,2159	0,6765	5,3774	0,6749	5,1303	0,6250	2,6543
65	0,6784	0,6672	1,6511	0,7062	4,0967	0,7054	3,9767	0,6658	1,8646
90	0,7136	0,6936	2,8014	0,7262	1,7636	0,7269	1,8648	0,6930	2,8884
110	0,7310	0,7133	2,4156	0,7403	1,2706	0,7425	1,5773	0,7113	2,6971
130	0,7465	0,7312	2,0523	0,7527	0,8287	0,7565	1,3437	0,7271	2,5959
150	0,7609	0,7469	1,8340	0,7635	0,3443	0,7690	1,0585	0,7403	2,7087
170	0,7768	0,7607	2,0718	0,7729	0,5026	0,7798	0,3892	0,7533	3,0207
190	0,7907	0,7727	2,2784	0,7812	1,2065	0,7895	0,1488	0,7644	3,3246
212,5	0,8059	0,7844	2,6651	0,7893	2,0593	0,7992	0,8322	0,7773	3,5489
237,5	0,8203	0,7959	2,9713	0,7973	2,8049	0,8088	1,3973	0,7906	3,6204
262,5	0,8384	0,8066	3,7955	0,8042	4,0772	0,8173	2,5171	0,8027	4,2631
287,5	0,8509	0,8172	3,9606	0,8107	4,7259	0,8254	2,9939	0,8154	4,1769
312,5	0,8630	0,8286	3,9848	0,8167	5,3632	0,8332	3,4584	0,8266	4,2173
337,5	0,8785	0,8416	4,2010	0,8224	6,3887	0,8404	4,3406	0,8358	4,8587
365	0,8869	0,8585	3,2022	0,8287	6,5673	0,8484	4,3453	0,8450	4,7281
400	0,9016	0,8849	1,8554	0,8364	7,2325	0,8567	4,9829	0,8970	0,5080
			E=2,52		E=3,41		E=2,62		E=3,02

Tableau (II-10) : calcul de la densité du pétrole 40 par différentes méthodes

D'après les résultats regroupés dans le tableau ci-dessus, nous constatons que nos corrélations donnent des résultats en bon accord avec les valeurs expérimentales, l'écart moyen enregistré pour l'équation (II-5a) par rapport à l'expérience est de l'ordre de 2.5% et l'écart moyen pour l'équation (II-5b) est de l'ordre de 3% ,il est dû aux erreurs relativement élevés obtenus pour les fractions lourdes de densité supérieure a 0.8 mais cet écart reste acceptable.

Les résultats précédent sont portés en figures(II-5)et (II-6)

-EQUATIONS DE SIMULATION DES PROPRIETES DE TRANSPORTS :

$Mm = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e(Tebd)^2 \ln(Teb \times d) + f(Teb \times d)^{2.5}$	(II-6)
$Vm = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d) \ln(Teb \times d) + e(Teb \times d)^{2.5} + f(Teb \times d)^3$	(II-7)
$(Ts) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e(Teb \times d)^{2.5} + f(Teb \times d)^3$	(II-8)
$\mu_{100} = \frac{1}{\left(a + b(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + c \ln(Teb \times d) \sqrt{(Teb \times d)} \right)}$	(II-9)
$\mu_{210} = \frac{1}{\left[a + b(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + c \frac{(Teb \times d)}{\ln(Teb \times d)} \right]}$	(II-10)

TABLEAU (II-11) : différentes équations de simulations

Avec :

PARAMETRES	Mm	Vm	Ts	μ_{100}	μ_{210}
a	49,26739	106,1567	15,72868	2,795087	2,794331
b	1,535948	0,65432	0,130619	8,61E-07	5E-07
c	-0,05516	-0,004	-0,0014	-0,02994	-0,04607
e	0,012697	0,002166	9,87E-05		
f	-0,00115	-5E-05	-2E-06		
R ²	0,999961	0,999984	0,99999	0,99999	0,999995

TABLEAU (II-12) : valeurs des paramètres des différentes équations

♦ **CALCUL DE LA MASSE MOLAIRES DU PETROLE 40**

MM calculée : c'est la moyenne calculée par les 4 précédentes corrélations (avec lesquelles nous avons calculé la masse molaire simulée)

MM corrélée : c'est la somme de MM simulée (calculée par l'équation (II-6) et un facteur correctif dont la corrélation est donnée par (II-11)

$$Mm \text{ corrélée} = Mm \text{ simulée} + \Delta (Mm)$$

FR	Mm CALCULE	Mm CORRELE	ERREUR (%)	FR	Mm CALCULE	Mm CORRELE	ERREUR (%)
1	77,116	77,1243	0,0107	9	171,956	171,8713	0,0493
2	91,0721	91,0615	0,0116	10	189,7569	189,6589	0,0517
3	102,3577	102,312	0,0447	11	208,6645	208,634	0,0146
4	111,8661	111,8642	0,0017	12	228,5895	228,67	0,0352
5	121,9814	122,0306	0,0403	13	249,4363	249,5772	0,0565
6	132,8292	132,8951	0,0495	14	271,0566	271,1082	0,019
7	144,4804	144,517	0,0254	15	295,3719	295,1717	0,0678
8	156,9559	156,9336	0,0142	16	325,7619	325,8228	0,0187

TABLEAU (II-13) : calcul de la masse molaire du pétrole 40

l'équation du facteur correctif sera :

$$\Delta(Mm) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + e(Teb \times d)^3 + f \ln(Teb \times d) \quad \text{(II-11)}$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	26,62683
b	0,183483
c	-8,9E-05
e	8,54E-07
f	-8,19055
R ²	0,999538

Tableau(II-14) constantes de l'équation(II-11)

3-CALCUL DU VOLUME MOLAIRE :

V_m calculé : c'est la moyenne calculée par les 3 précédentes corrélations (avec lesquelles nous avons calculé le volume simulé)

V_m corrélé : c'est la somme de V_m simulé (calculé par l'équation(II-7) et un facteur correctif dont la corrélation est donnée par (II-12)

$$V_m \text{ corrélé} = V_m \text{ simulé} + \Delta (V_m)$$

FR	V_m CALCULE	V_m CORRELE	ERREUR (%)	FR	V_m CALCULE	V_m CORRELE	ERREUR (%)
1	120,8206	120,8287	0,0066	9	203,7814	203,9491	0,0823
2	134,2953	134,2928	0,0018	10	219,5769	219,6207	0,0199
3	143,9361	143,857	0,055	11	236,1097	235,9285	0,0768
4	151,8793	151,8126	0,044	12	252,7668	252,3856	0,1508
5	160,3605	160,3387	0,0136	13	268,6663	268,3172	0,1299
6	169,5693	169,6138	0,0262	14	282,6426	282,722	0,0281
7	179,6098	179,728	0,0658	15	294,1086	294,9061	0,2712
8	190,5165	190,6887	0,0904	16	299,7424	299,3929	0,1166

TABLEAU (II-15) : calcul du volume molaire du pétrole 40

L'équation du facteur correctif est :

$$\Delta(V_m) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{2,5} + e(Teb \times d)^3 + \frac{f}{(Teb \times d)^2} \quad (\text{II-12})$$

avec:

PARAMETRES	VALEURS
a	2,692314
b	0,073158
c	-1,3E-05
e	7,12E-07
f	-675,317
R^2	0,998647

Tableau(II-16) : constantes de l'équation(II-12)

4-TENSION SUPERFICIELLE :

T_s calculé : c'est la moyenne calculée par les 3 précédentes corrélations (avec lesquelles nous avons calculé la tension superficielle simulée)

T_s corrélé : c'est la somme de T_s simulé (calculé par l'équation(II-8) et un facteur correctif dont la corrélation est donnée par (II-13))

$$T_s \text{ corrélé} = T_s \text{ simulé} + \Delta (T_s)$$

FR	Ts corrélée	Ts calculée	erreur (%)	FR	Ts corrélée	Ts calculée	erreur(%)
1	17,9702	17,9702	0,0000	9	24,3473	24,3614	0,0580
2	19,5347	19,5420	0,0374	10	24,9485	24,9380	0,0419
3	20,6699	20,6483	0,1043	11	25,5578	25,5222	0,1392
4	21,4487	21,4334	0,0715	12	26,1885	26,1432	0,1733
5	22,1311	22,1314	0,0012	13	26,8485	26,8229	0,0954
6	22,7368	22,7530	0,0709	14	27,5387	27,5634	0,0895
7	23,2860	23,3121	0,1117	15	28,3203	28,3988	0,2763
8	23,7973	23,8236	0,1104	16	29,2805	29,2409	0,1354

TABLEAU(II-17) calcul de la tension superficielle du pétrole40

L'équation du facteur correctif est :

$$\Delta(Ts) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{2,5} + e(Teb \times d)^3 + f \exp(-(Teb \times d)) \tag{II-13}$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	-0,20888
b	-0,002
c	1,86E-06
e	-6,9E-08
f	1,96E+08
R ²	0,979778

Tableau(II-18) : constantes de l'équation(II-13)

4-CALCUL DE LA VISCOSITE :

μ calculé : c'est la viscosité calculé par la même méthode que celle du pétrole simulé
 μ corrélé : c'est la somme de la viscosité calcule par l'équation de simulation et un facteur correctif donné par les équations (II-14) et (II-15)

Fr	μ 100 Calculé	μ 100 Corrélé	Erreur (%)	μ 210 Calculé	μ 210 Corrélé	Erreur (%)
1	0,4261	0,4163	2,2955	0,4006	0,4012	0,1341
2	0,4835	0,4805	0,6176	0,4362	0,4380	0,4178
3	0,5389	0,5385	0,0762	0,4690	0,4707	0,3715
4	0,5914	0,5923	0,1673	0,4987	0,5003	0,3225
5	0,6520	0,6541	0,3186	0,5318	0,5333	0,2927
6	0,7224	0,7253	0,4017	0,5687	0,5703	0,2792
7	0,8046	0,8080	0,4205	0,6101	0,6117	0,2668
8	0,9011	0,9045	0,3718	0,6566	0,6582	0,2373
9	1,0314	1,0339	0,2361	0,7165	0,7177	0,1654
10	1,2115	1,2115	0,0057	0,7948	0,7950	0,0300
11	1,4424	1,4389	0,2451	0,8887	0,8875	0,1429
12	1,7463	1,7393	0,3997	1,0037	1,0008	0,2926
13	2,1598	2,1530	0,3141	1,1475	1,1438	0,3247
14	2,7517	2,7528	0,0405	1,3334	1,3313	0,1607
15	3,7947	3,7955	0,0233	1,6176	1,6197	0,1345
16	6,8342	6,8341	0,0009	2,2467	2,2465	0,0087

TABLEAU (II-19) : calcul de la viscosité du pétrole 40

l'équation du facteur correctif de la viscosité à 100°F sera donc :

$$(\Delta \mu_{100^{\circ}\text{F}}) = \frac{1}{\left(a + b(Teb \times d)^2 + c \ln(Teb \times d) \right)} \quad (\text{II-14})$$

L'équation du facteur correctif de la viscosité à 210°F sera :

$$(\Delta \mu_{210^{\circ}\text{F}}) = \frac{1}{\left[a + b \ln(Teb \times d) \sqrt{(Teb \times d)} + c \ln(Teb \times d) \right]} \quad (\text{II-15})$$

avec :

VALEURS DES PARAMETRES	Equation (II-14)	Equation (II-15)
a	411,9129	-1483,17
b	-0,00025	-4,20804
c	-2240,62	331,4003
R ²	0,999857	0,999565

Tableau(II-20) : constantes des équations

Commentaire :

Pour la masse molaire, l'équation de simulation donne des valeurs proches à celle obtenues par les équations de RAZI DAUBERT et GRAY WILSON, contrairement à celle données par l'API. Nous proposons un facteur correctif en fonction du produit densité et température d'ébullition, l'erreur moyenne par rapport aux références est de l'ordre 0.03%, ceci est représenté par la figure (II-7), (II-8) et (II-9).

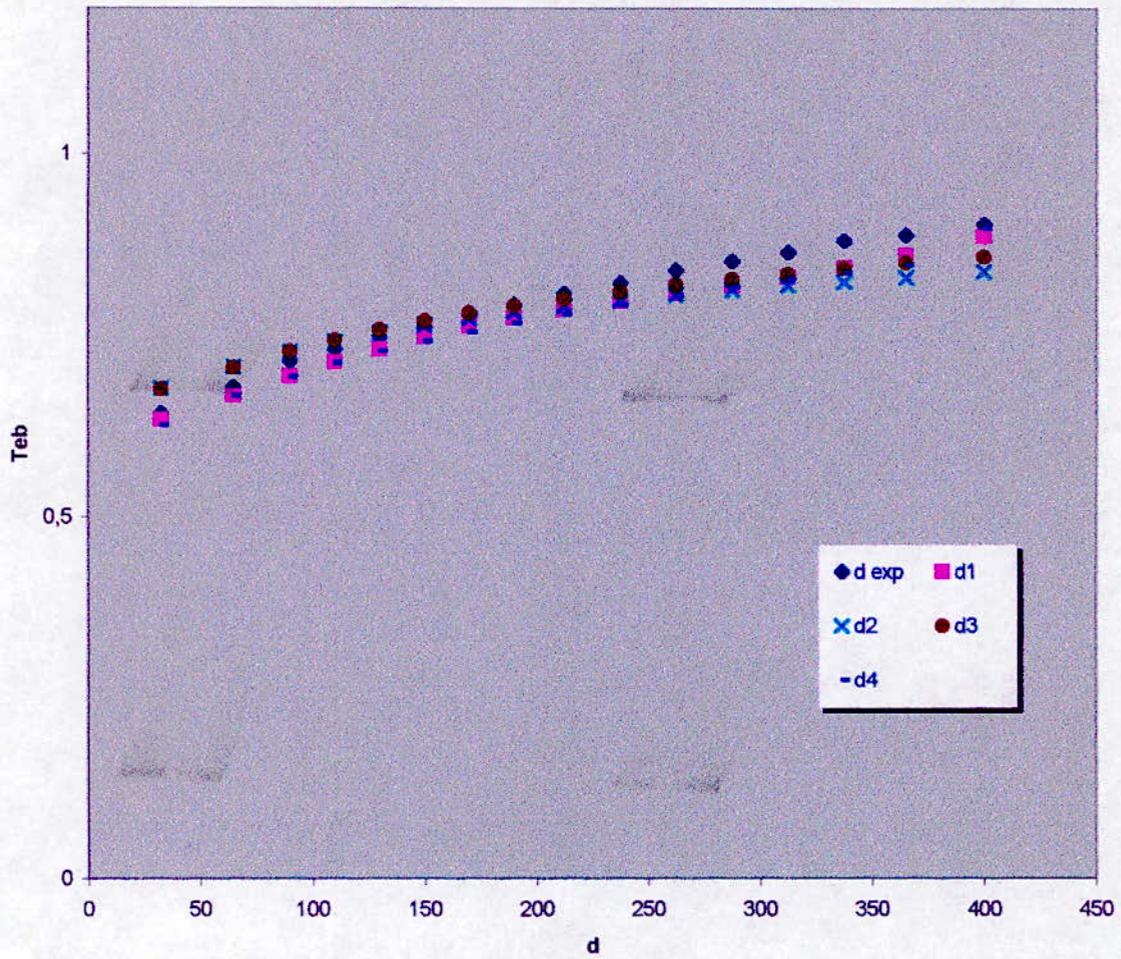
Pour le volume molaire nous proposons un facteur correctif en fonction du produit température d'ébullition et densité. L'erreur moyenne est de l'ordre 0.08% ces résultats sont très encourageant et ils sont donnés par les figures (II-10), (II-11) et (II-12)

Pour la tension superficielle les valeurs de l'équation de simulation sont plutôt proches des valeurs des équations de SANBORN ET EVANS et de ZIDELKEIR CHITOUR contrairement a celles obtenues par l'équation CHITOUR ET COL, nous présentons le facteur correctif en fonction du produit (d*Teb) et l'erreur moyenne est de l'ordre 0.1% cela est représenté par les figures (II-13), (II-14) et (II-15)

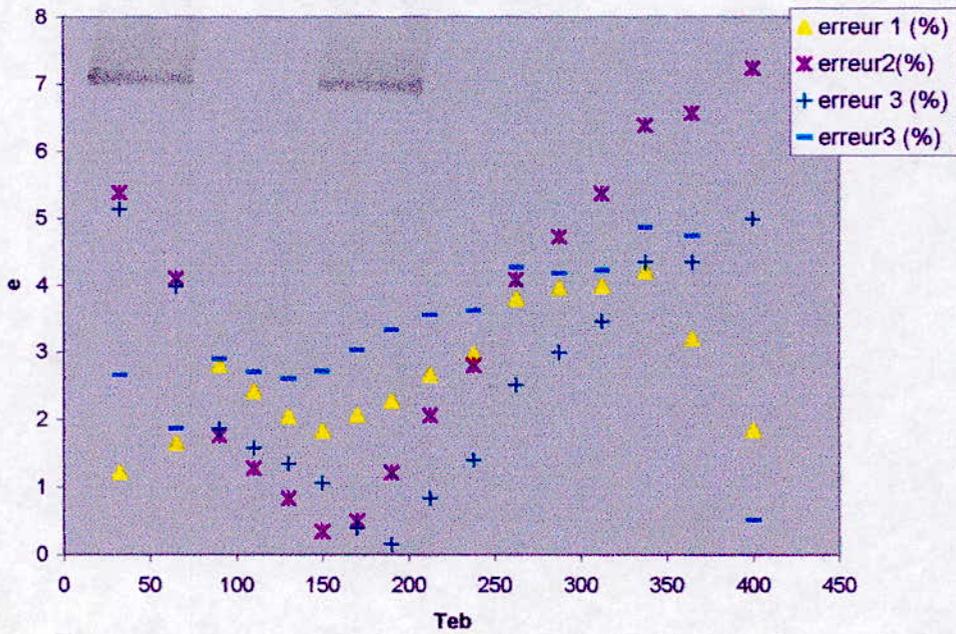
Et enfin pour la viscosité et aux deux température considérés soit 100 et 210 °F l'expression du facteur correctif est donné en fonction du produit (Teb*d) moyens, les figures (II-16), (II-17) et (II-18) représentent ces résultat, et nous avons obtenues pour cette caractéristique des écarts suivant 0.22 et 0.24%.

Nous constatons pour cette catégorie de propriétés que l'erreur maximum est de l'ordre de 0.24 %, ce qui traduit la fiabilité de la méthode proposée.

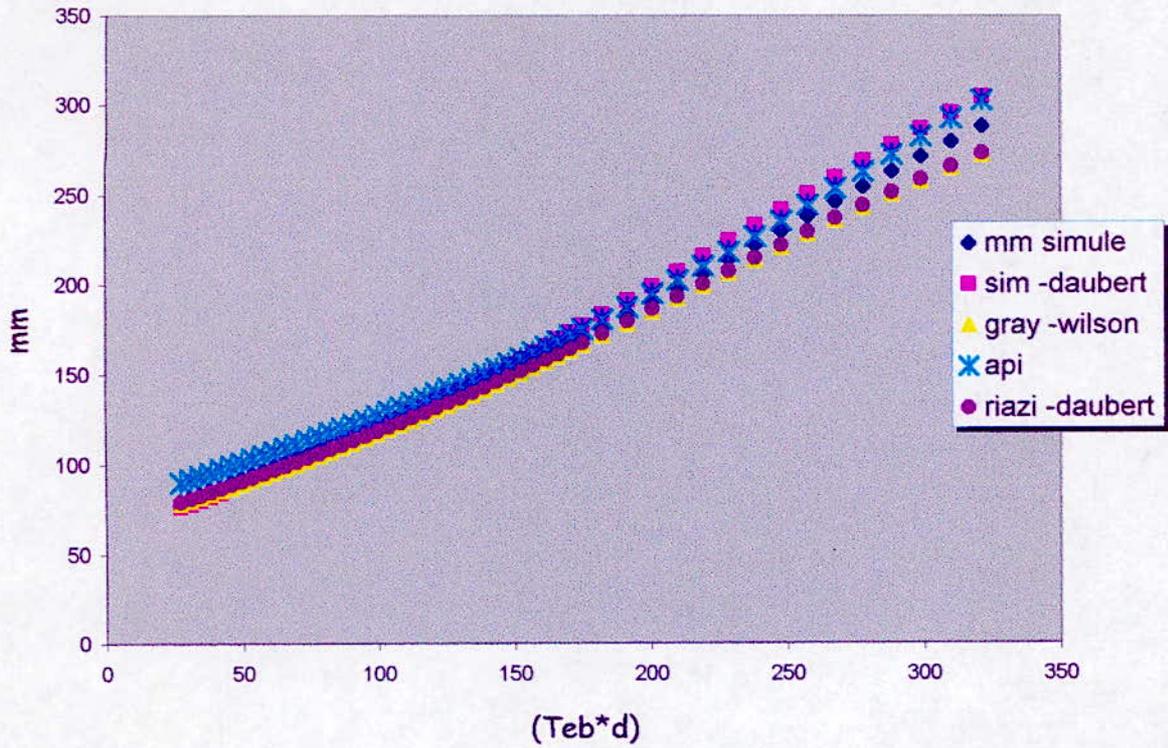
fig(II-5):densite du petrole 40



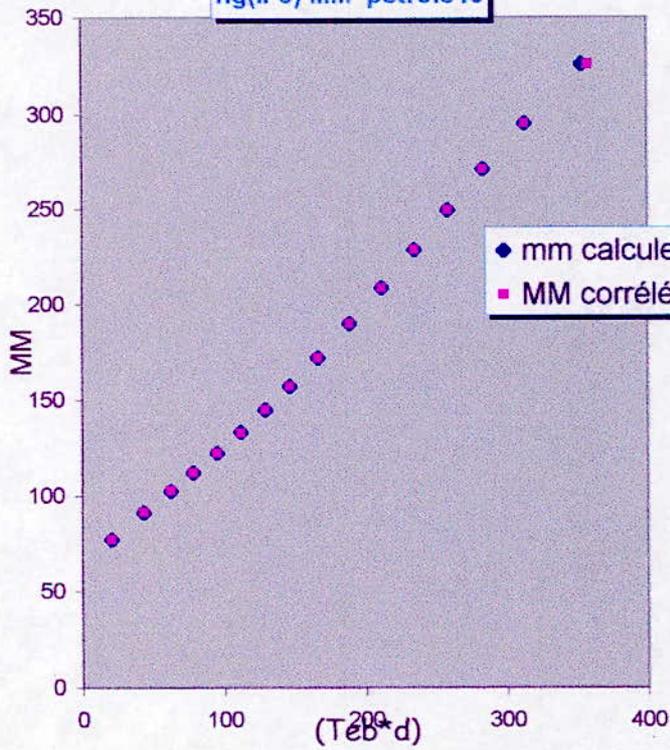
fig(II-6) erreur (%)



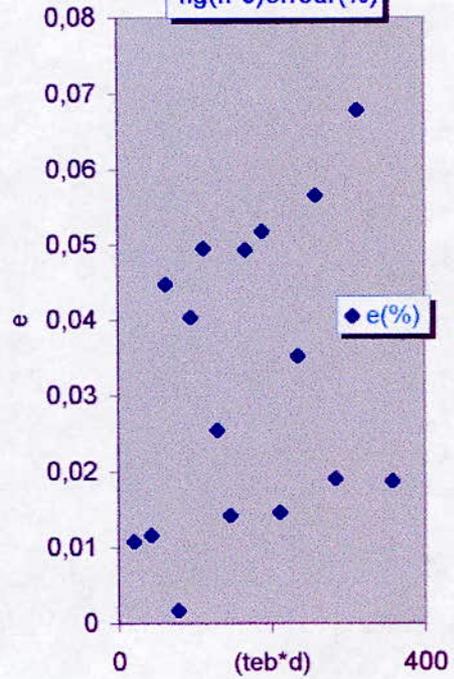
fig(II-7) masse molaire simulee



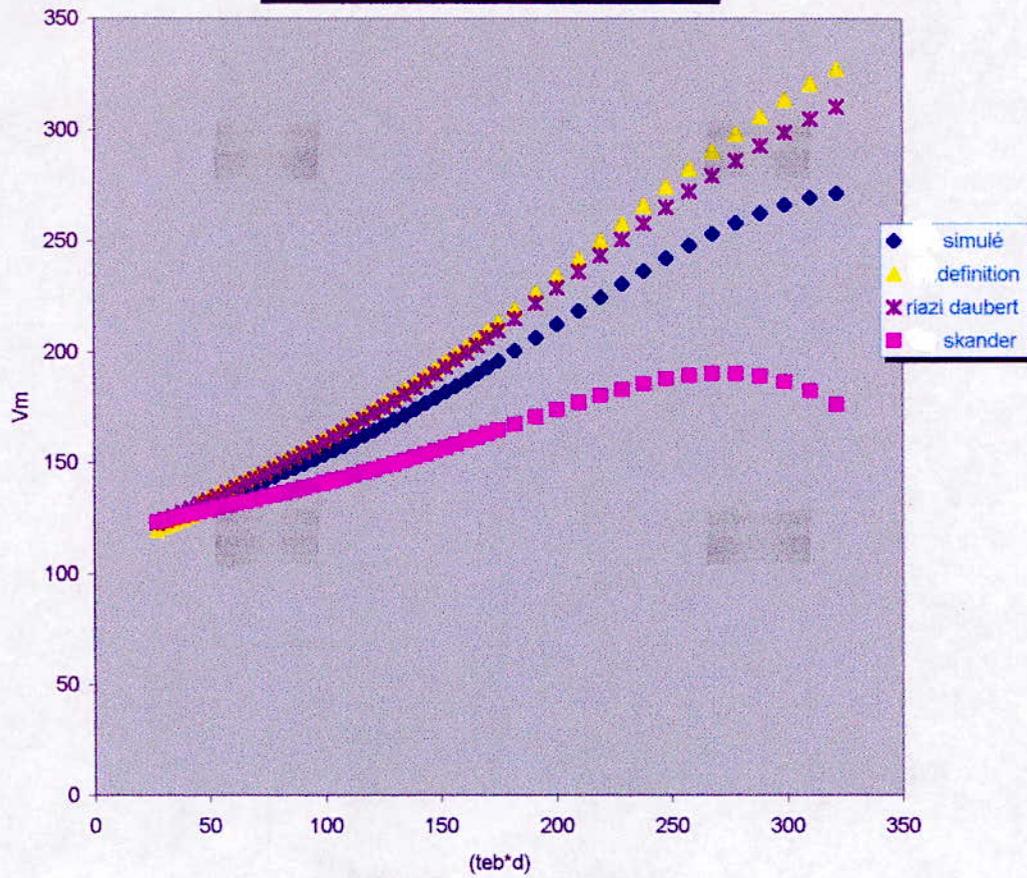
fig(II-8) MM petrole40



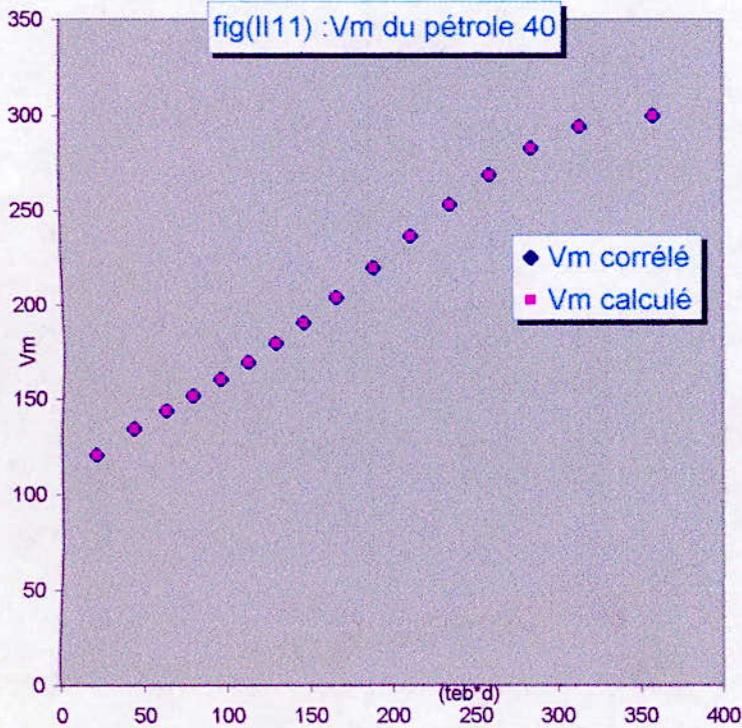
fig(II-9) erreur(%)



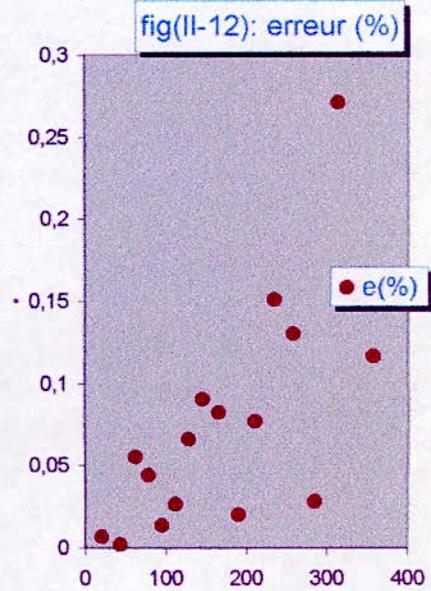
fig(II-10): volume molaire simulé



fig(II11) : V_m du pétrole 40



fig(II-12): erreur (%)



fig(II-13):tesion superficielle simulee

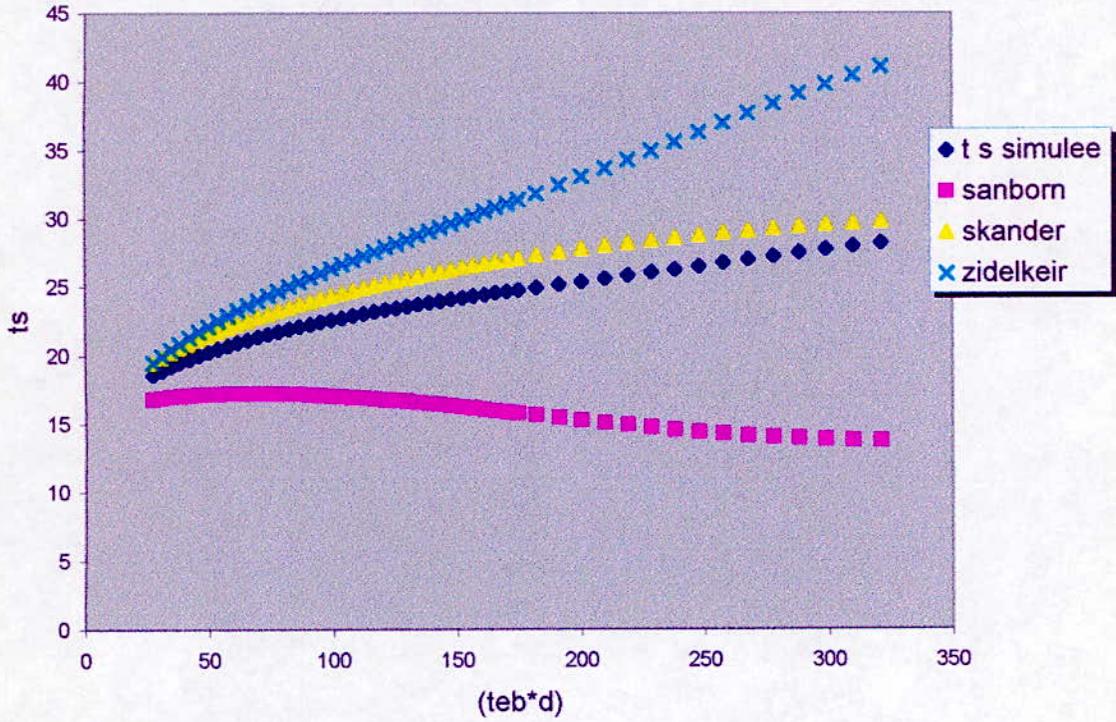
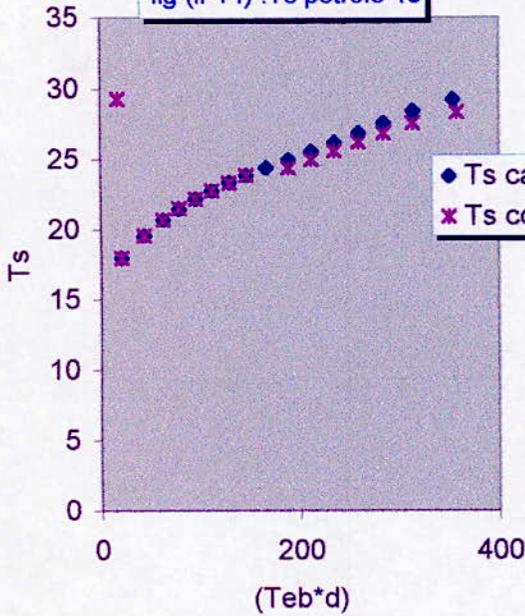
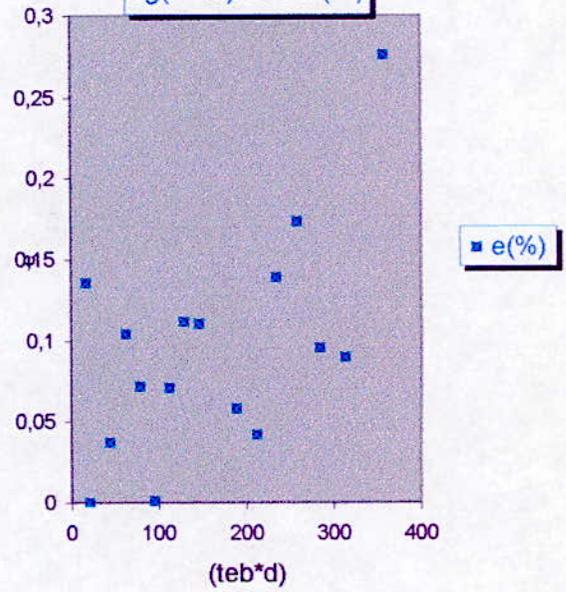


fig (II-14) :Ts petrole 40



fig(II-15):erreur(%)



PROPRIETES THERMIQUES

-EQUATIONS DE SIMULATION

$Hv = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1.5} + e(Teb \times d)^2 + f \frac{(Teb \times d)^2}{Ln(Teb \times d)}$	(II-16)
$Cp = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1.5} + e/(Teb \times d)^{1.5} + f \frac{Ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)^2}$	(II-17)
$\lambda = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d) Ln(Teb \times d) + e/(Teb \times d)^{1.5} + f Ln(Teb \times d)/(Teb \times d)^2$	(II-18)
$W = \frac{1}{(a + b(Teb \times d)^2 + c(Teb \times d) Ln(Teb \times d))}$	(II-19)
Tableau(II-21) : différentes équations de simulations	

avec :

PARAMETRES	HV	CP	λ	ω
a	5,788007	0,020353	0,121639	2,815417
b	0,081113	-0,00011	-0,00023	-0,00021
c	-0,01365	3,48E-06	2,43E-05	3,23E-05
e	0,001855	9,494267	4,484216	
f	-0,00022	-12,3624	-5,8481	
R ²	0,999998	0,999732	0,999651	0,999981

Tableau(II-22) : constantes de l'équation(II-13)

❖ **L'ENTHALPIE DE VAPORISATION PETROLE 40 :**

Hv calculé : c'est la moyenne calculée par la méthode que le pétrole simulé
 Hv corrélé : c'est la somme de Hv simulée (calcule par l'équation (II-16)) et un facteur correctif qui sera calculé par la corrélation (II-20)

$$Hv \text{ corrélé} = Hv \text{ simulé} + \Delta (Hv)$$

FR	HV CALCULE	HV CORRELE	ERREUR (%)	FR	HV CALCULE	HV CORRELE	ERREUR (%)
1	6,7037	6,7087	0,0745	9	10,2637	10,2709	0,0704
2	7,3464	7,3438	0,0357	10	10,7813	10,778	0,0311
3	7,8357	7,8268	0,1132	11	11,3033	11,2886	0,1299
4	8,2243	8,2173	0,0851	12	11,8262	11,8065	0,1665
5	8,6132	8,6123	0,0108	13	12,3486	12,3368	0,0955
6	9,005	9,0111	0,0678	14	12,8741	12,8846	0,0815
7	9,4016	9,4127	0,1178	15	13,4743	13,5112	0,2739
8	9,804	9,816	0,1218	16	14,3604	14,3406	0,138

Tableau(II-23) : calcul de l'enthalpie de vaporisation du pétrole 40

Et $\Delta(Hv)$ a pour expression

$$\Delta(Hv) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + d(Teb \times d)^{2.5} + e(Teb \times d)^3 \quad (\text{II-20})$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	0,131854
b	-0,00622
c	0,00015
e	-1,3E-05
f	3,02E-07
R ²	0,980157

Tableau(II-24) : constantes de l'équation(II-20)

• **CALCUL DE LA CHALEUR SPECIFIQUE DU PETROLE 40**

Cp calculé : c'est la moyenne calculé par la même manière que pour le pétrole simulé.

Cp corrélé :c'est la somme de Cp simulé par l'équation(II-17) et un facteur correctif qui sera calculé par la corrélation (II-21)

$$CP \text{ CORRELE} = CP \text{ SIMULE} + \Delta(CP)$$

FR	CP CALCULE	CP CORRELE	ERREUR (%)	FR	CP CALCULE	CP CORRELE	ERREUR (%)
1	0,0129	0,0129	0	9	0,0117	0,0117	0,2361
2	0,0247	0,0247	0,065	10	0,0105	0,0106	0,1206
3	0,0213	0,0213	0,1343	11	0,0095	0,0095	0,0746
4	0,0191	0,0191	0,1366	12	0,0086	0,0086	0,3164
5	0,0172	0,0172	0,0307	13	0,0079	0,0078	0,5458
6	0,0156	0,0156	0,1019	14	0,0072	0,0071	0,6534
7	0,0142	0,0142	0,2069	15	0,0065	0,0065	0,3882
8	0,0129	0,013	0,2569	16	0,0057	0,0058	1,3027

Tableau(II-25) :calcul de la chaleur spécifique du pétrole 40

Et l'équation de $\Delta(cp)$ est :

$$\Delta(Cp) = a + b(Teb \times d) + c \frac{\ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)} + e/(Teb \times d) + f \exp(-(Teb \times d)) \quad (\text{II-21})$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	-0,00142
b	1,79E-06
c	0,09253
e	-0,30852
f	-1,4E+07
R ²	0,999952

Tableau(II-26) : constantes de l'équation(II-21)

❖ **CONDUCTIVITE THERMIQUE DU PETROLE 40**

λ calculée : c'est la moyenne calculé par la même méthode que le pétrole simulé

λ corrélée : c'est la somme de la conductivité thermique calculé par l'équation (II-18) et un facteur correctif qui sera calculé par la corrélation (II-22)

$$\lambda \text{ CORRELEE} = \lambda \text{ SIMULEE} + \Delta(\lambda)$$

FR	λ corrélé	λ calculé	ERREUR (%)	FR	λ corrélé	λ calculé	ERREUR (%)
1	0,1224	0,1225	0,078	9	0,1057	0,1057	0,0024
2	0,1196	0,1196	0,0028	10	0,1038	0,1038	0,0022
3	0,117	0,1171	0,0052	11	0,102	0,102	0,007
4	0,115	0,115	0,0041	12	0,1002	0,1002	0,0102
5	0,113	0,113	0,0001	13	0,0985	0,0985	0,0098
6	0,1111	0,1111	0,0036	14	0,0967	0,0967	0,0034
7	0,1093	0,1093	0,0054	15	0,0921	0,0943	2,3641
8	0,1075	0,1075	0,0051	16	0,0895	0,0924	3,1433

Tableau(II-27) : calcul de la conductivité thermique du pétrole 40

$\Delta(\lambda)$ a pour équation :

$$\Delta(\lambda) = a + b(Teb) + c(Teb)^2 + e/(Teb)^2 + f \exp(-(Teb)) \quad \text{(II-22)}$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	0,002711
b	-1,6E-05
c	3,02E-08
e	-7,82285
f	3,98E+11
R ²	0,994567

Tableau(II-28) : constantes de l'équation(II-22)

❖ **CALCUL DU FACTEUR ACENTRIQUE DU PETROLE 40 :**

W/CALCULE : c'est le facteur acentrique calculé par la même méthode que celle du pétrole simulé

W CORRELE : c'est la somme du facteur acentrique simulé et un facteur correctif

$$W \text{ CORRELE} = W \text{ SIMULE} + \Delta W$$

FR	W CALCULE	W CORRELE	ERREUR (%)	FR	W CALCULE	W CORRELE	ERREUR (%)
1	0,35643	0,35642	0,00293	9	0,62804	0,62846	0,0667
2	0,38698	0,38701	0,0079	10	0,70702	0,70755	0,07453
3	0,41114	0,41124	0,0243	11	0,80298	0,80313	0,01901
4	0,43319	0,43317	0,00332	12	0,91755	0,91696	0,06495
5	0,459	0,45883	0,03544	13	1,05031	1,04929	0,09746
6	0,48965	0,48942	0,04541	14	1,19636	1,19616	0,01694
7	0,52615	0,52603	0,02356	15	1,35651	1,35809	0,11621
8	0,56956	0,56967	0,02023	16	1,5032	1,50263	0,03755

Tableau(II-29) : calcul du facteur acentrique du pétrole 40

Et l'équation représentant ce facteur est :

$$\Delta (W) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d) \ln(Teb \times d) + e(Teb \times d)^{1,5} + f / (Teb \times d) \quad (\text{II-23})$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	-0,09325
b	0,010965
c	-0,00303
e	0,000409
f	0,267771
R ²	0,999921

Tableau(II-30) : constantes de l'équation(II-23)

Commentaire :

Ce groupe de propriétés est formé de quatre qui sont l'enthalpie de vaporisation , la chaleur spécifique la conductivité thermique et le facteur acentrique pour chaque propriété nous donnons le facteur correctif en fonction du produit température d'ébullition et la densité les écarts moyens enregistrés sont respectivement de l'ordre 0.1, 0.3, 0.4 et le dernier est le plus satisfaisant 0.04%. les résultats sont représenté dans l'ordre

1. enthalpie (II-18) , (II-19) et (II-20)
2. chaleur spécifique (II-21) (II-22) et (II-23)
3. conductivité thermique (II-24) (II-25) et (II-26)
4. facteur acentrique (II-27) (II-28) et (II-29)

fig(II-18) enthalpie de vaporisation simulee

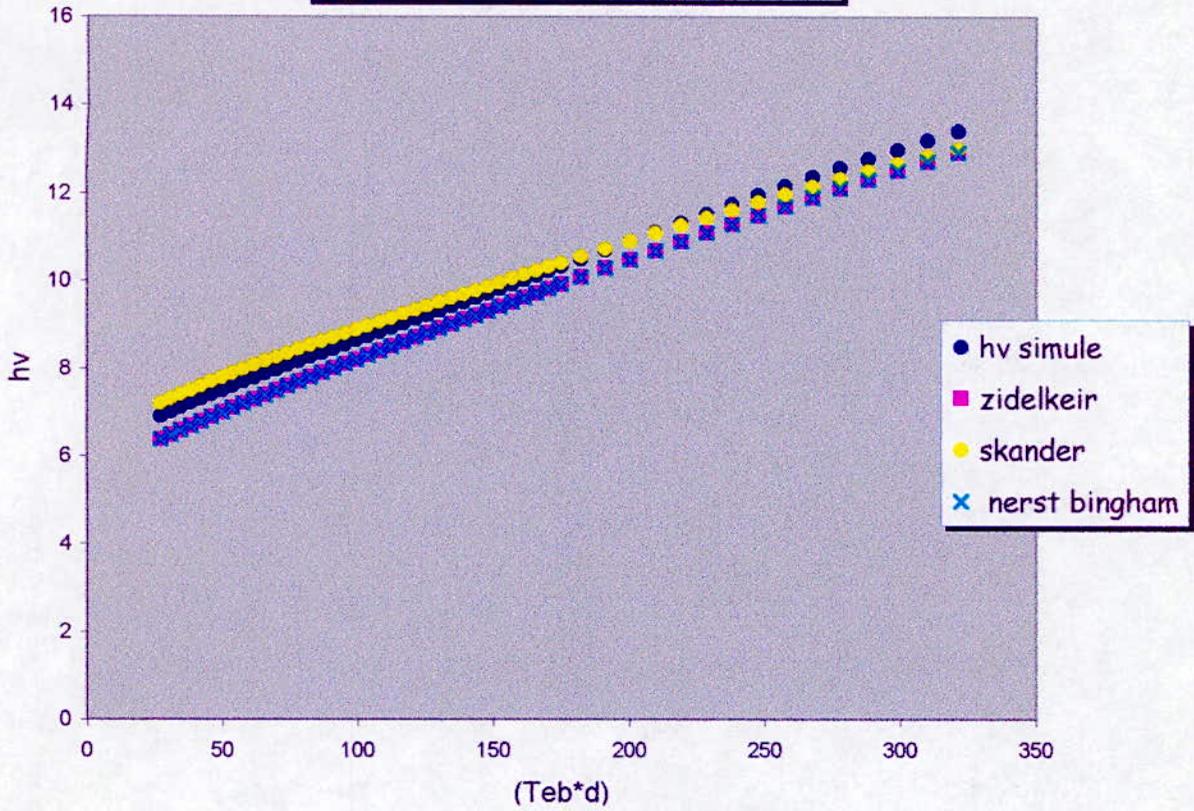
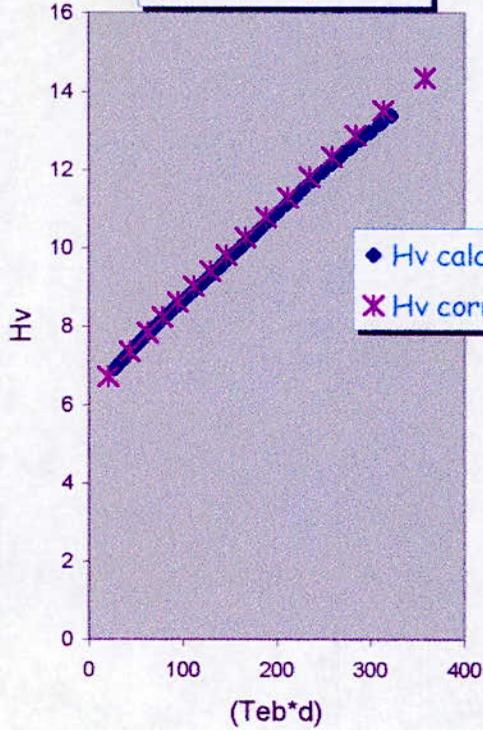
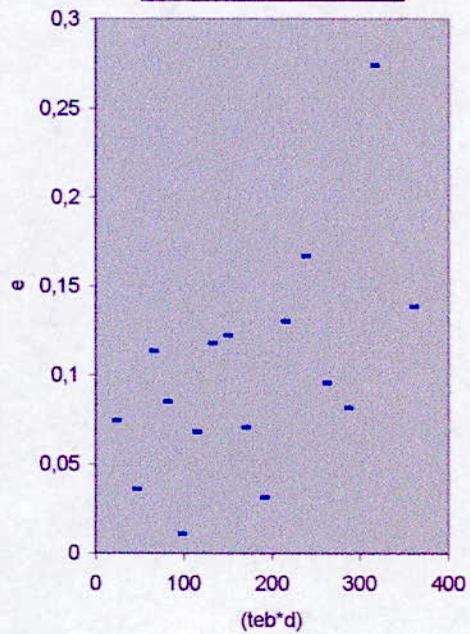


fig (II-19) Hv petrole 40



fig(II-20) :erreur (%)



fig(II-21):chaleur specifique simule

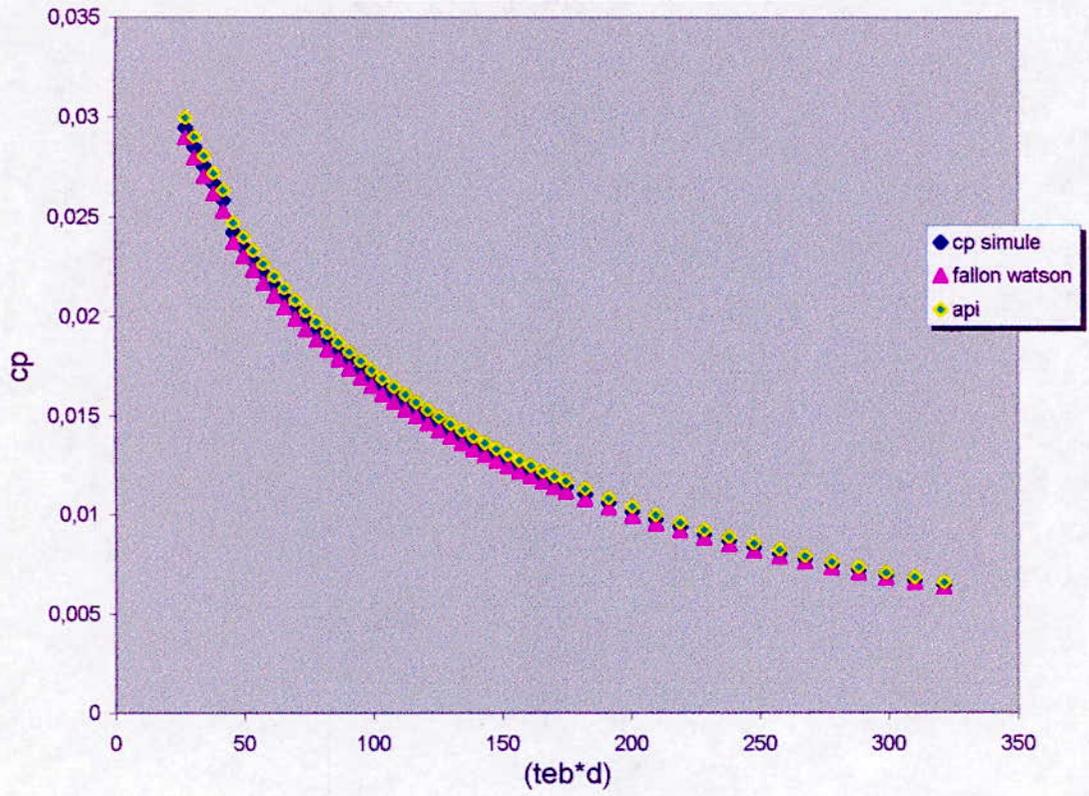


fig (II-22):Cp petrole 40

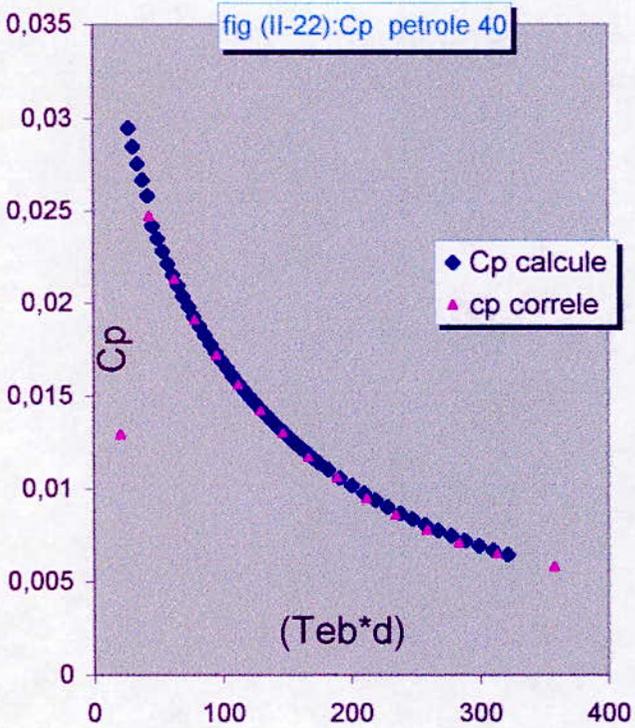
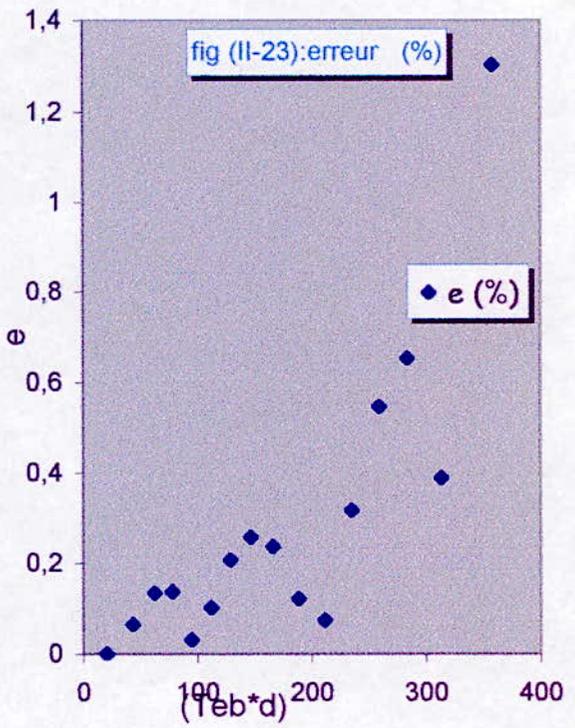
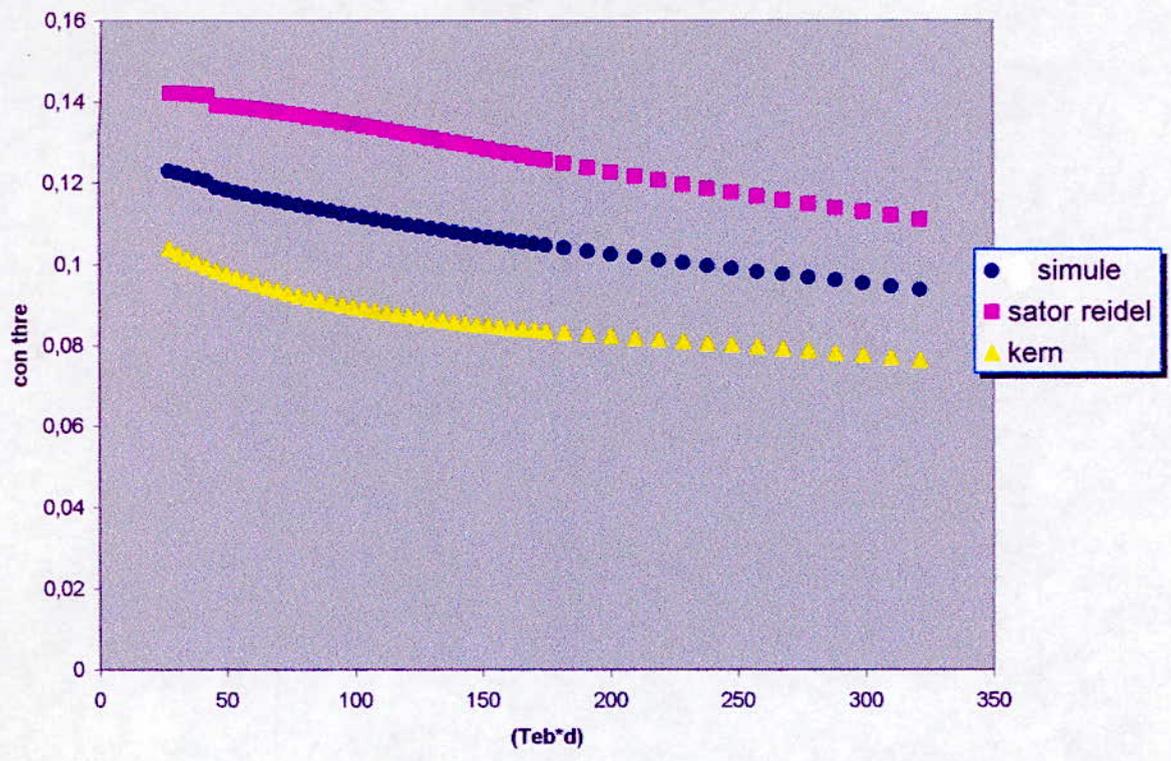


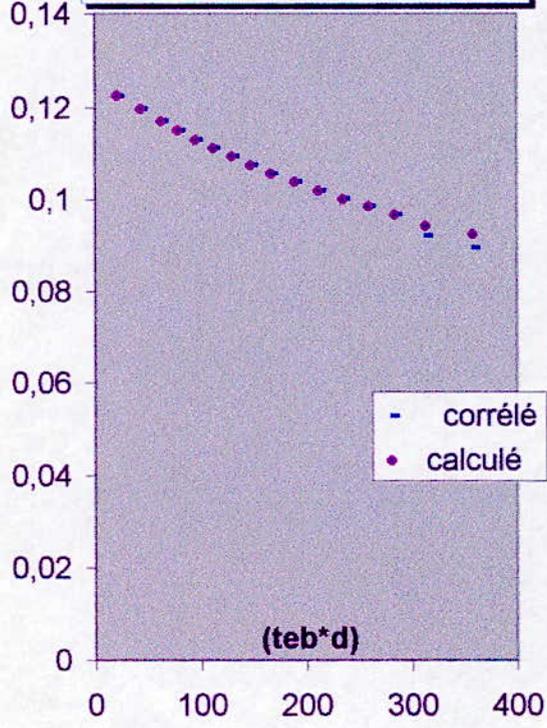
fig (II-23):erreur (%)



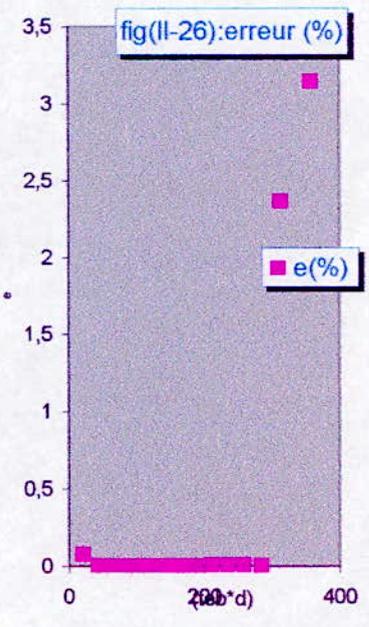
fig(II-24):conductivite thermique simulee



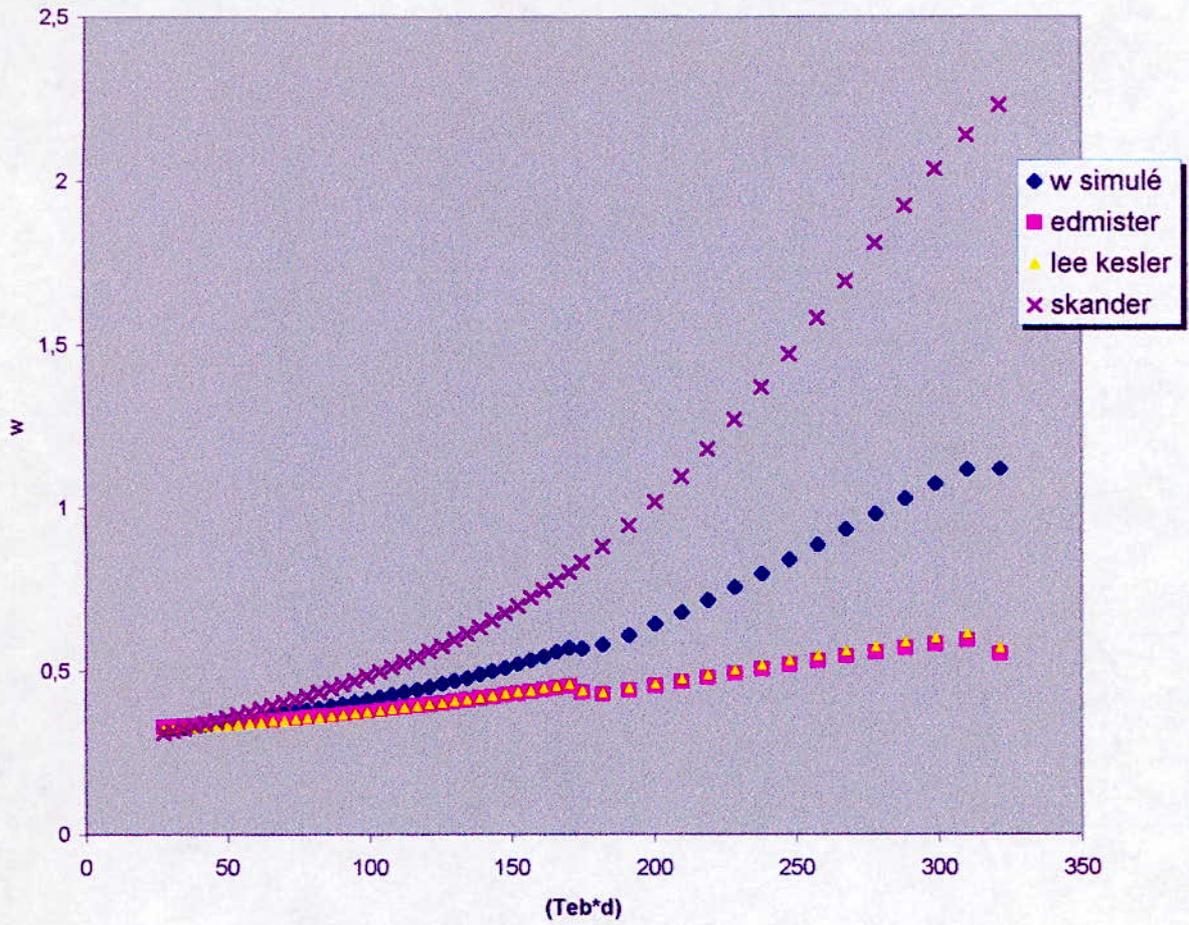
fig(III-25):conductivite du pétrole 40



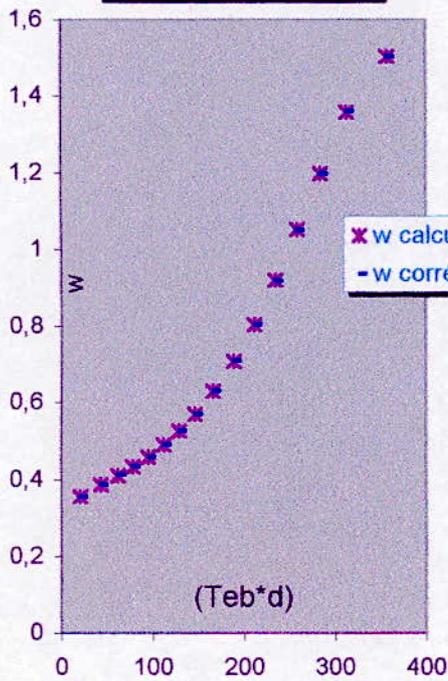
fig(II-26):erreur (%)



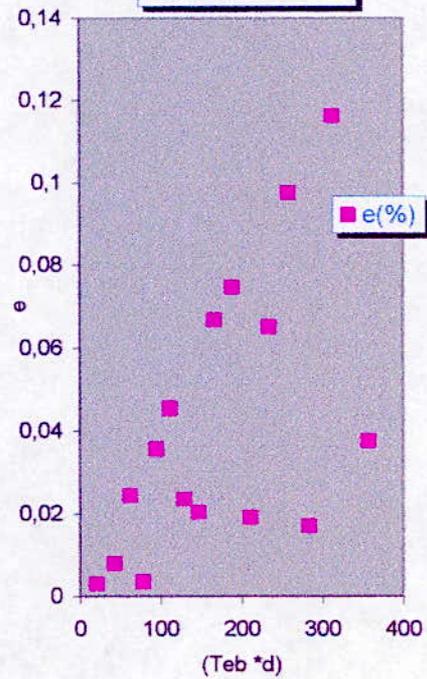
fig(II-24):facteur acentrique simulé



fi(II-28):w du pétrole 40



fig(II-29):erreur(%)



LES PROPRIETES CRITIQUES

Différentes équations de simulation :

$Tc = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1,5} + e(Teb \times d)^{2,5} + f(Teb \times d)^3$	(II-24)
$Vc = a + b(d Teb) + c(d Teb)^2 + e(d \times Teb)^2 \ln(d \times Teb) + f(d \times Teb)^3$	(II-25)
$Pc = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e(Teb \times d)^{2,5} + f(Teb \times d)^3$	(II-26)
$Zc = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + e(Teb \times d)^{2,5} + f(d \times Teb)^3$	(II-27)

Tableau(II-31) : différentes équations de simulations

avec :

PARAMETRES	Tc	Vc	Pc	Zc
a	723,4153	207,1921	34,55113	0,261868
b	5,064701	4,94173	-0,0367	-0,00012
c	-0,20909	-0,15078	-0,00088	1,15E-06
e	0,000362	0,028469	7,03E-05	-6,2E-07
f	-9E-06	-6,8E-05	-1,3E-06	1,36E-08
R ²	1	0,999958	0,999999	0,999896

Tableau(II-32) : constantes de l'équation(II-21)

❖ CALCUL DE LA TEMPERATURE CRITIQUE DU PETROLE40

Tc calculée : c'est la moyenne calculée par les équations avec lesquelles nous avons calculé la température critique simulée

Tc corrélée : c'est la somme de Tc simulé (calculée par l'équation(II-24) et un facteur correctif dont la corrélation est donnée par (II-28)

$$TC \text{ corrélée} = Tc \text{ simulée} + \Delta (Tc)$$

FR	TC CALCULE	TC CORRELE	ERREUR (%)	FR	TC CALCULE	TC CORRELE	ERREUR (%)
1	809,110673	809,1107	0	9	1203,09692	1203,1066	0,0008
2	883,668048	883,6621	0,0007	10	1251,90034	1251,9231	0,0018
3	941,435761	941,4504	0,0016	11	1299,91907	1299,9409	0,0017
4	986,969331	986,9764	0,0007	12	1347,69321	1347,6981	0,0004
5	1031,51049	1031,5037	0,0007	13	1395,81816	1395,8001	0,0013
6	1074,89154	1074,876	0,0014	14	1444,91161	1444,8854	0,0018
7	1117,07517	1117,0602	0,0013	15	1500,7302	1500,7302	0
8	1158,11977	1158,1141	0,0005	16	1575,40723	1575,4196	0,0008

Tableau(II-33) : calcul de la température critique du pétrole 40

l'équation du facteur correctif sera donc selon ces résultats :

$$\Delta (Tc) = a + b (Teb \times d) + c \sqrt{(Teb \times d)} \ln (Teb \times d) + \frac{e}{\sqrt{(Teb \times d)}} + f \frac{\ln (Teb \times d)}{(Teb \times d)} \quad (II-28)$$

PARAMETRES	VALEURS
a	55,52556
b	0,062947
c	-0,39675
e	-1006,28
f	1161,596
R ²	0,999886

Tableau(II-34) : constantes de l'équation(II-28)

2-VOLUME CRITIQUE

Vc calculé : c'est la moyenne calculée par les corrélations avec lesquelles nous avons calculé le volume critique simulé

Vc corrélé : c'est la somme de Vc simulé (calculée par l'équation (II-25) et un facteur correctif dont la corrélation est donnée par (II-29)

$$VC \text{ corrélé} = Vc \text{ simulé} + \Delta (Vc)$$

FR	VC CALCULE	VC CORRELE	ERREUR (%)	FR	VC CALCULE	VC CORRELE	ERREUR (%)
1	297,1775	297,0989	0,0265	9	604,4005	604,9825	0,0963
2	347,1623	347,5513	0,112	10	660,8745	661,2849	0,0621
3	384,8058	384,7493	0,0147	11	720,8647	720,7327	0,0183
4	415,488	415,1755	0,0752	12	783,2893	782,546	0,0949
5	447,5216	447,164	0,0799	13	846,5664	845,678	0,1049
6	481,5365	481,3426	0,0403	14	908,6425	908,5478	0,0104
7	517,975	518,0777	0,0198	15	972,7073	974,2289	0,1564
8	557,0935	557,4997	0,0729	16	1043,2714	1042,7168	0,0532

Tableau(II-35) : calcul du volume critique du pétrole 40

l'équation du facteur correctif(ΔVc) sera donc d'après ces résultats :

$$\Delta (Vc) = a + b (d \times Teb) + c (Teb \times d) \ln (d \times Teb) + e (d \times Teb)^{2,5} + f (d \times teb)^3 \quad (II-29)$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	32,99818
b	-2,46265
c	0,551149
e	-0,00031
f	1,14E-05
R ²	0,999063

Tableau(II-36) constantes de l'équation(II-29)

❖ **CALCUL DE LA PRESSION CRITIQUE DU PETROLE 40**

Pc calculé c'est la moyenne calculée par les 3 corrélations avec lesquelles nous avons calculé la pression critique simulée

Pc corrélé c'est la somme de Pc simulé (calculée par l'équation(II-26) et un facteur correctif dont la corrélation est donnée par (II-30)

$$PC \text{ corrélé} = Pc \text{ simulé} + \Delta (Pc)$$

FR	PC CALCULE	PC CORRELE	ERREUR (%)	FR	PC CALCULE	PC CORRELE	ERREUR (%)
1	33,6322	33,6331	0,0027	9	21,6451	21,6393	0,0266
2	30,5887	30,5716	0,0556	10	20,4556	20,47	0,0703
3	28,8633	28,8894	0,0903	11	19,4379	19,4662	0,1453
4	27,5964	27,6159	0,0705	12	18,6181	18,6455	0,1473
5	26,3629	26,3623	0,0023	13	18,0182	18,0272	0,0501
6	25,1508	25,133	0,0708	14	17,657	17,6364	0,1166
7	23,9693	23,9445	0,1033	15	17,5545	17,5121	0,2416
8	22,8364	22,816	0,0894	16	17,8916	17,9154	0,1331

Tableau(II-37) :calcul de la pression critique du pétrole 40

L'équation du facteur correctif sera :

$$\Delta(Pc) = a + b(d \times Teb) + c(d \times Teb)^{2.5} + e \frac{\ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)^2} + f / (d \times Teb)^2 \quad (\text{II-30})$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	-3,01827
b	0,009889
c	-6,9E-07
e	1129,75
f	-2184,64
R ²	0,997802

Tableau(II-38) constantes de l'équation(II-30)

❖ **CALCUL DU FACTEUR DE COMPRESSIBILITE DU PETROLE40**

Zc calculé c'est la moyenne calculée par les 3 corrélations avec lesquelles nous avons calculé le facteur de compressibilité critique simulé

Zc corrélé : c'est la somme de Zc simulé (calculée par l'équation(II-27) et un facteur correctif dont la corrélation est donnée par (II-31)

$$ZC \text{ corrélé} = Zc \text{ simulé} + \Delta (Zc)$$

FR	ZC CALCULE	ZC CORRELE	ERREUR (%)	FR	ZC CALCULE	ZC CORRELE	ERREUR (%)
1	0,2593	0,2593	0,0003	9	0,2421	0,2421	0,0093
2	0,2572	0,2572	0,0076	10	0,2374	0,2373	0,0536
3	0,2556	0,2556	0,0171	11	0,2318	0,2316	0,0708
4	0,2542	0,2542	0,0172	12	0,2253	0,2252	0,0299
5	0,2526	0,2526	0,0025	13	0,218	0,2181	0,0671
6	0,2506	0,2507	0,0254	14	0,21	0,2103	0,1376
7	0,2484	0,2484	0,0354	15	0,2013	0,2011	0,1018
8	0,2457	0,2457	0,0246	16	0,1929	0,1893	1,8938

Tableau(II-39) :calcul du facteur de compressibilité critique du pétrole 40

On aura donc comme équation pour le facteur correctif :

$$\Delta(Zc) = a + b(d \times Teb) + c(d \times Teb)^{1.5} + e/(d \times Teb)^{0.5} + f \frac{\ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)} \tag{ II-31}$$

avec :

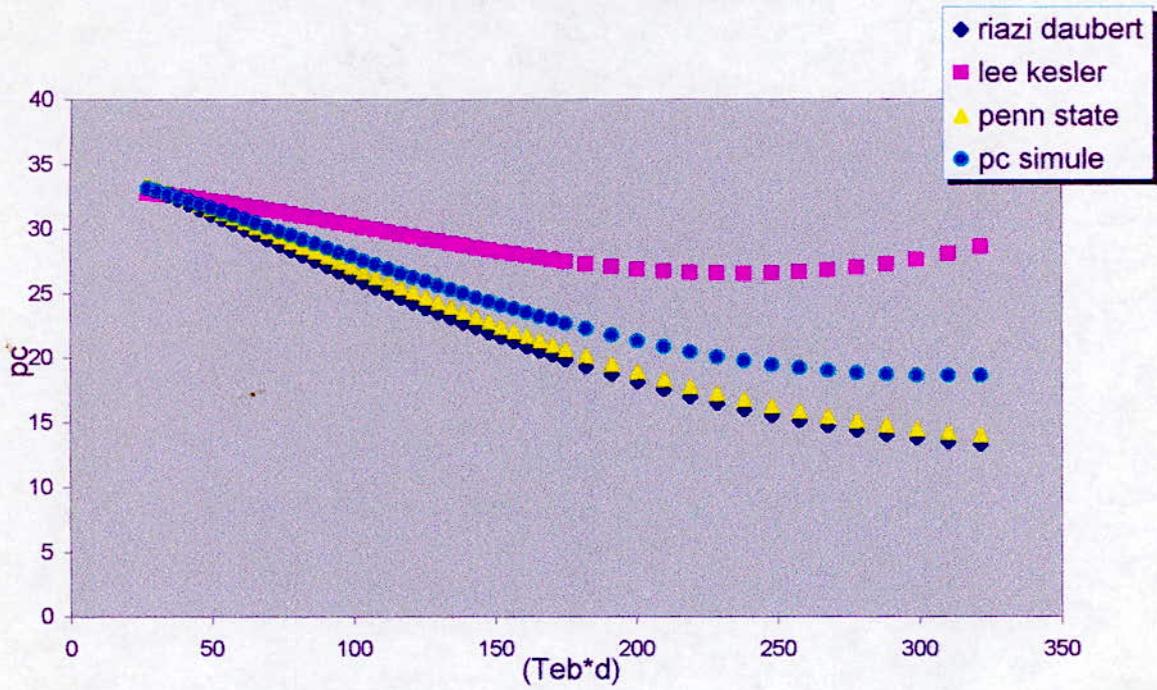
PARAMETRES	VALEURS
a	-0,09499
b	0,000364
c	-1,4E-05
e	1,405257
f	-1,50625
R ²	0,997604

Tableau(II-40) constantes de l'équation(II-31)

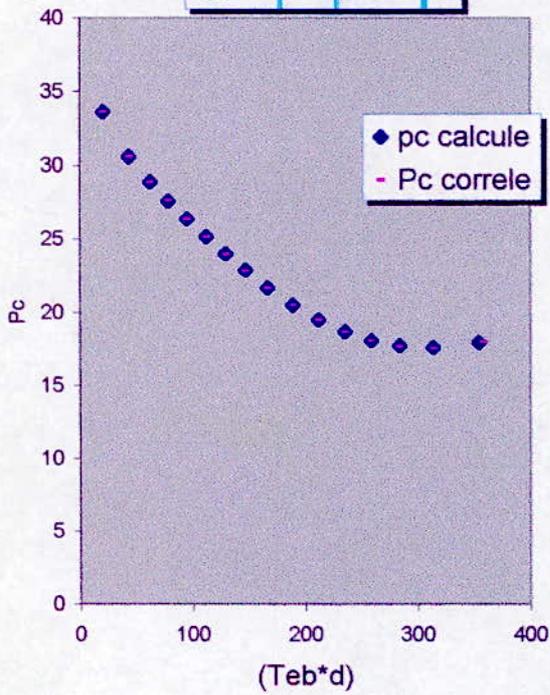
Commentaire :

Les corrélations proposées des facteurs correctifs pour les propriétés critiques sont toutes en fonction du produit de la température et la densité , l'erreur moyenne, pour la température critique est de 0.001% ,la pression 0.09% , volume 0.06%et enfin le facteur de compressibilité critique 0.15% ;ces résultats sont très encourageants, car cette méthode nous permet d'aboutir à des données difficilement accessibles par expérience. les résultats sont représentés en figures de(II-30) à (II-42).

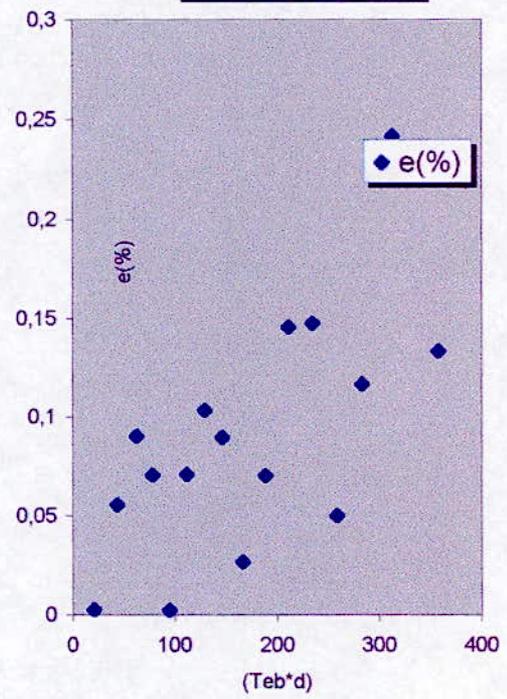
fig(II-30):pression critique simule



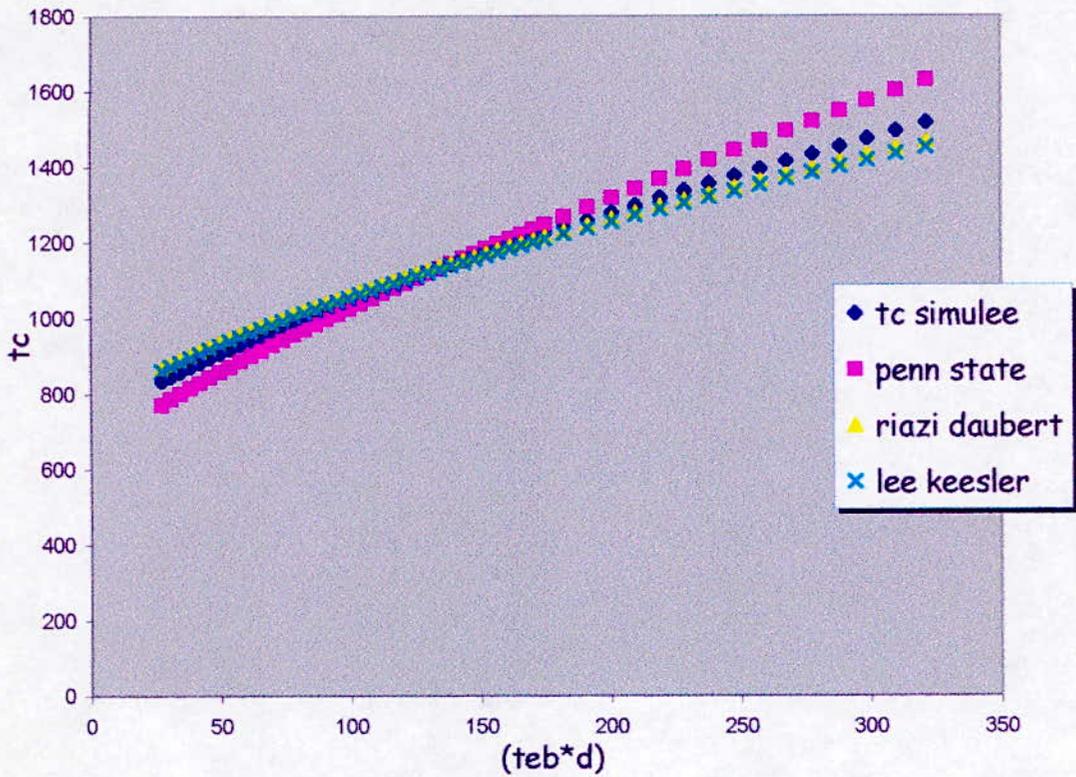
fig(II-31):Pc petrole 40



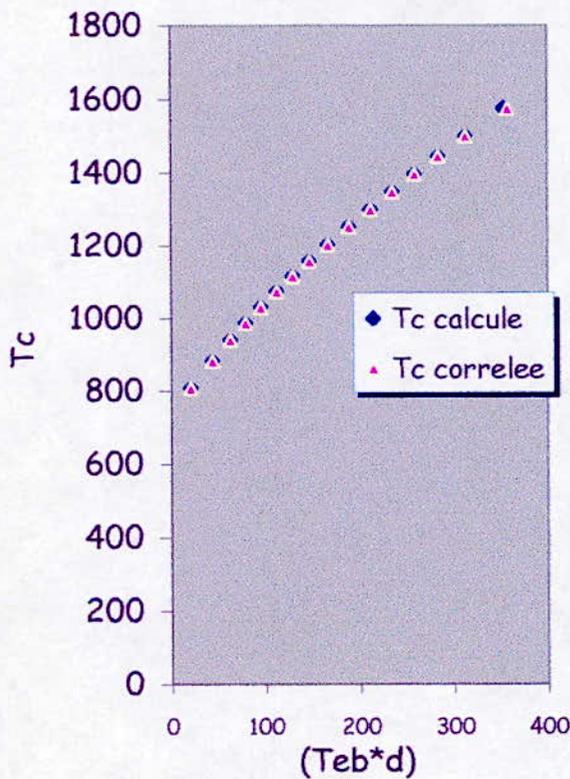
fig(II-32):erreur (%)



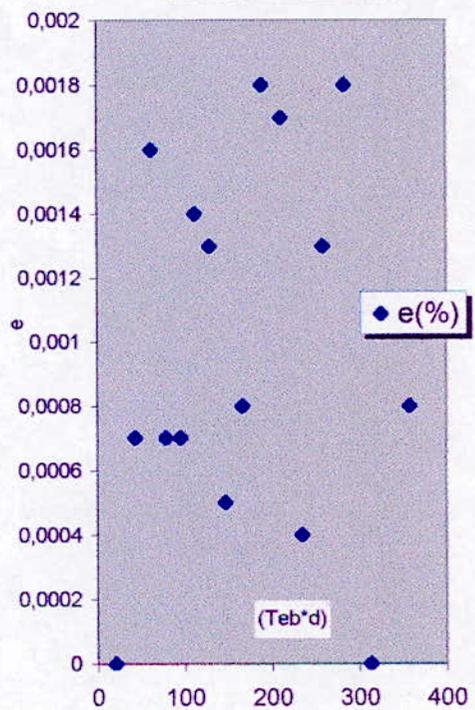
fig(II-33):temperature critique simulee



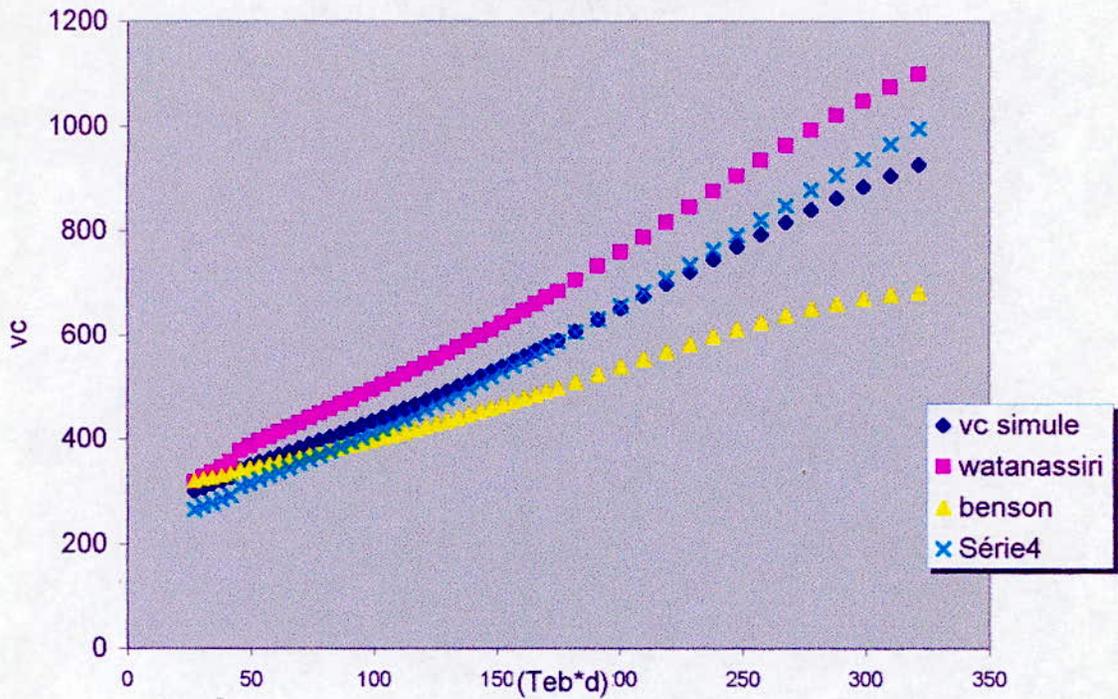
fig(II-34):Tc petrole 40



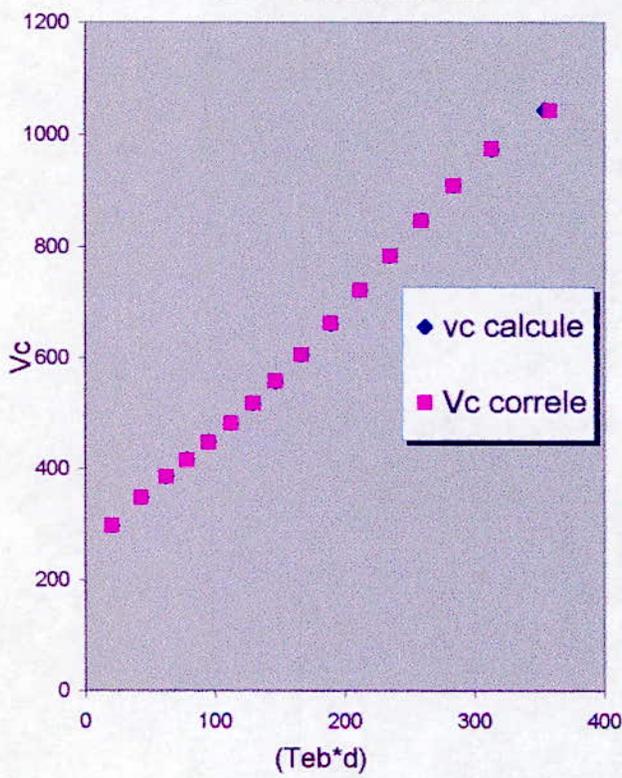
fig(II-35):erreur (%)



fig(II-36):volume critique simulé



fig(II-37):vc petrole 40



fig(II-38):erreur (%)

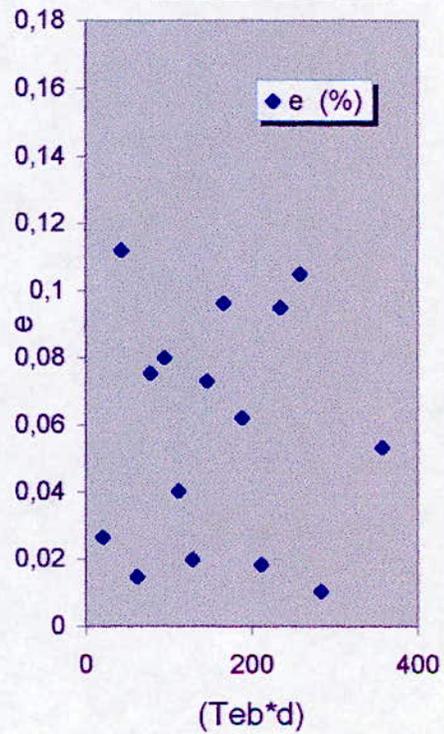
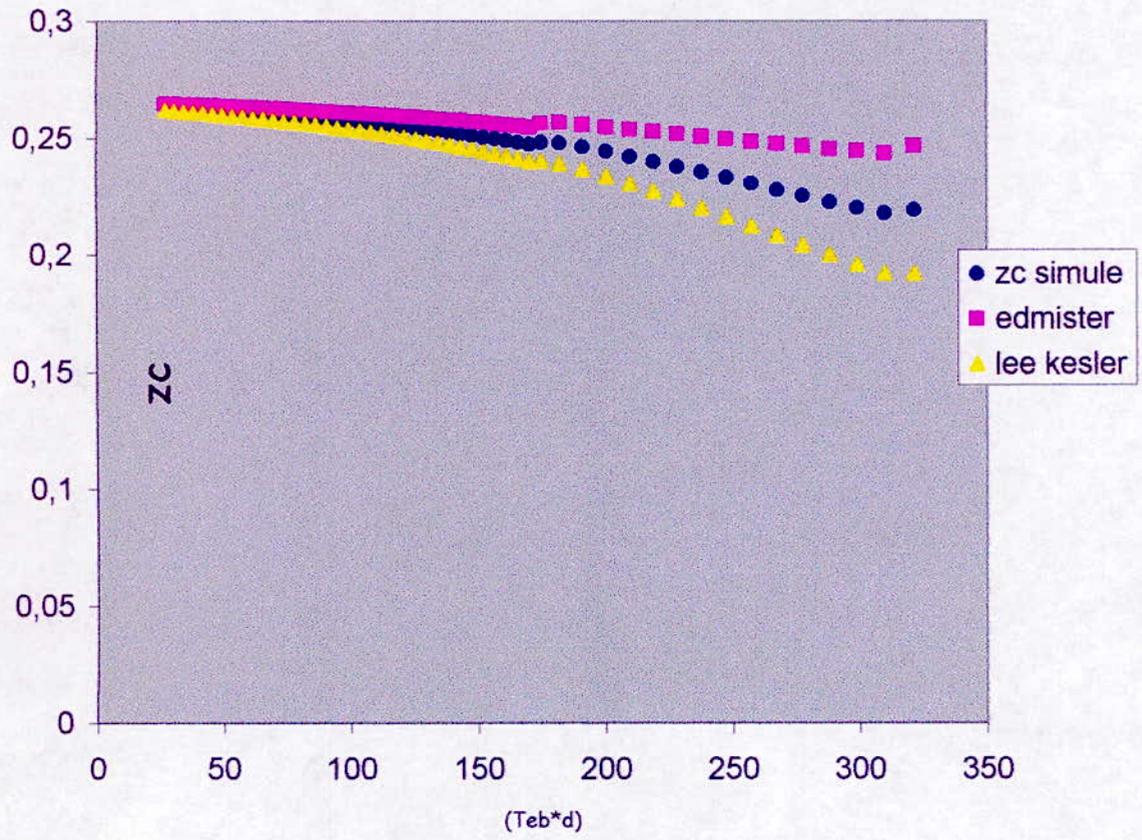
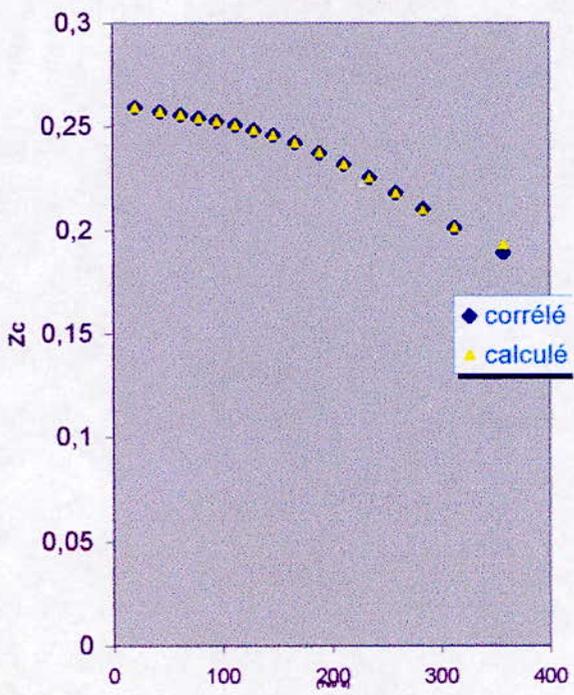


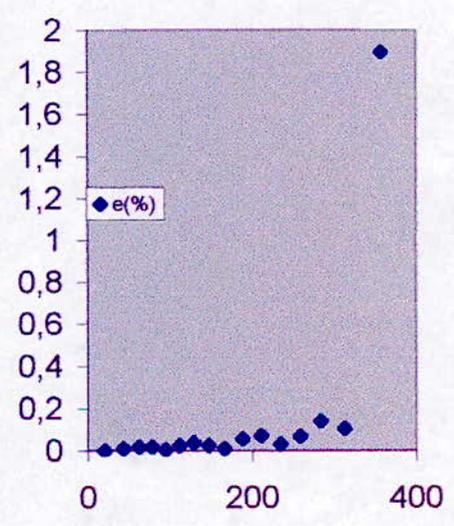
Fig III-39) facteur de compressibilité simule



fig(III-40):Zc pétrole 40



fig(II_41) erreur (%)



PROPRIETES OPTIQUES

1. INDICE DE CORRELATION :

L'équation du facteur de corrélation simulé est :

$$I = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + c(Teb \times d) + e \sqrt{(Teb \times d)} + f \frac{(Teb \times d)}{\ln(Teb \times d)}$$

(II-32)

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	2,012371
b	0,098253
c	-3E-07
e	0,240466
f	-1,04163
R ²	0,999929

Tableau(II-41) : constantes de l'équation(II-32)

• **INDICE DE CORRELATION DU PETROLE 40 :**

I calculé : c'est la moyenne calculée par les corrélations avec lesquelles nous avons calculé l'indice de corrélation simulé

I corrélé : c'est la somme de I simulé (calculée par l'équation(II-32) et un facteur correctif dont la corrélation est donnée par (II-33)

$$I \text{ corrélé} = I \text{ simulé} + \Delta (I)$$

FR	I CALCULE	I CORRELE	ERREUR (%)	FR	I CALCULE	I CORRELE	ERREUR (%)
1	0,2445	0,2445	0,0008	9	0,2911	0,2912	0,0086
2	0,2548	0,2548	0,0037	10	0,2946	0,2946	0,009
3	0,263	0,263	0,0061	11	0,2976	0,2976	0,0007
4	0,2691	0,2691	0,0019	12	0,3	0,3	0,0117
5	0,2746	0,2746	0,0036	13	0,302	0,302	0,0062
6	0,2795	0,2795	0,0062	14	0,3033	0,3033	0,0154
7	0,2838	0,2837	0,004	15	0,3035	0,3035	0,0065
8	0,2875	0,2875	0,0019	16	0,3013	0,3013	0,0001

Tableau (II-42) : Calcul de l'indice de corrélation du pétrole 40

L'équation du facteur correctif sera :

$$\Delta I = a + b \times (d) + c / (d) + e \times (d)^2 + f / (d)^2 + g \times (d)^3 + h / (d)^3 \quad (\text{II-33})$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	-76,5791
b	-87,0714
c	133,548
e	134,6186
f	-66,5695
h	-49,5603
R ²	0,997018

Tableau(II-43) : constantes de l'équation(II-33)

2-CALCUL DE L'INDICE DE REFRACTION :

comme nous l'avons déjà cité l'indice de réfraction sera calculé différemment car nous avons des données expérimentales, dans ce cas nous proposons une corrélation qui nous permettra de le calculé directement en fonction de la densité, cette corrélation a été obtenue en traçant toutes les valeurs que nous avons sur notre banque de donnée de distillation TBP

et l'équation de l'indice de réfraction sera donc :

$$n = a + b \times (d) + c \times (d) \ln(d) + e / (d)^{1,5} + f \text{EXP}(-d) \quad (\text{II-34})$$

PARAMETRES	VALEURS
a	-30591,9
b	20562,86
c	-10479,1
e	121,9051
f	26933,64
R ²	0,946142

Tableau(II-44) : constantes de l'équation(II-34)

L'application de notre corrélation et d'autres équations sur le pétrole 40 est donnée dans le tableau suivant :

❖ CALCUL DE L'INDICE DE REFRACTION DU PETROLE 40 :

n1 : calcule par notre corrélation

n2 : calcule per la corrélation de CHITOUR ET Coll [3]

n3 : calcul par la corrélation de MARTIN LIPKIN

n exp : indice de réfraction expérimental

n exp	n 1	Erreur (%)	n 2	Erreur (%)	n3	erreur (%)
1,3624	1,3612	0,0881	1,3842	1,5981	1,3621	0,0209
1,3861	1,3793	0,4906	1,3995	0,9652	1,3788	0,5262
1,4012	1,394	0,5138	1,4101	0,6341	1,3917	0,6805
1,4099	1,4039	0,4256	1,4175	0,5404	1,4012	0,6153
1,4196	1,4123	0,5142	1,4240	0,3122	1,4099	0,6835
1,4275	1,4198	0,5394	1,4297	0,1551	1,4176	0,6924
1,4364	1,4266	0,6823	1,4347	0,1199	1,4244	0,8344
1,4425	1,4328	0,6724	1,4390	0,2399	1,4304	0,8397
1,451	1,4393	0,8063	1,4434	0,5267	1,4363	1,0139
1,4604	1,4459	0,9929	1,4476	0,8780	1,4421	1,2535
1,4709	1,4523	1,2645	1,4513	1,3296	1,4474	1,5951
1,4767	1,4588	1,2122	1,4548	1,4837	1,4527	1,6268
1,4832	1,4655	1,1934	1,4580	1,6967	1,4582	1,6875
1,494	1,4727	1,4257	1,4612	2,1972	1,4643	1,9908
1,4975	1,4803	1,1486	1,4646	2,1970	1,4720	1,7033
1,5036	1,4845	1,2703	1,4690	2,2995	1,4838	1,3170

Tableau (II-45) : Calcul de l'indice de réfraction du pétrole 40

Commentaire :

La corrélation de l'indice de réfraction donne des valeurs directe en fonction de la densité, la comparaison à d'autre équation à donné les écarts moyens (par rapport a l'expérience) sont les suivants :0.83 pour notre corrélation et 1.1et 1%respectivement pour les corrélation de CHITOUR ET COLL[3] et MARTIN LIPKIN les résultats sont donnes par (II-43)et (II-44).

Et pour ce qui est de l'indice de corrélation l'erreur moyenne par rapport au pétrole 40 est très satisfaisante car elle est de l'ordre 0.01% ceci est illustré par les figures (II-45) (II-46) et (II-47).

fig(II-43):indice de refraction

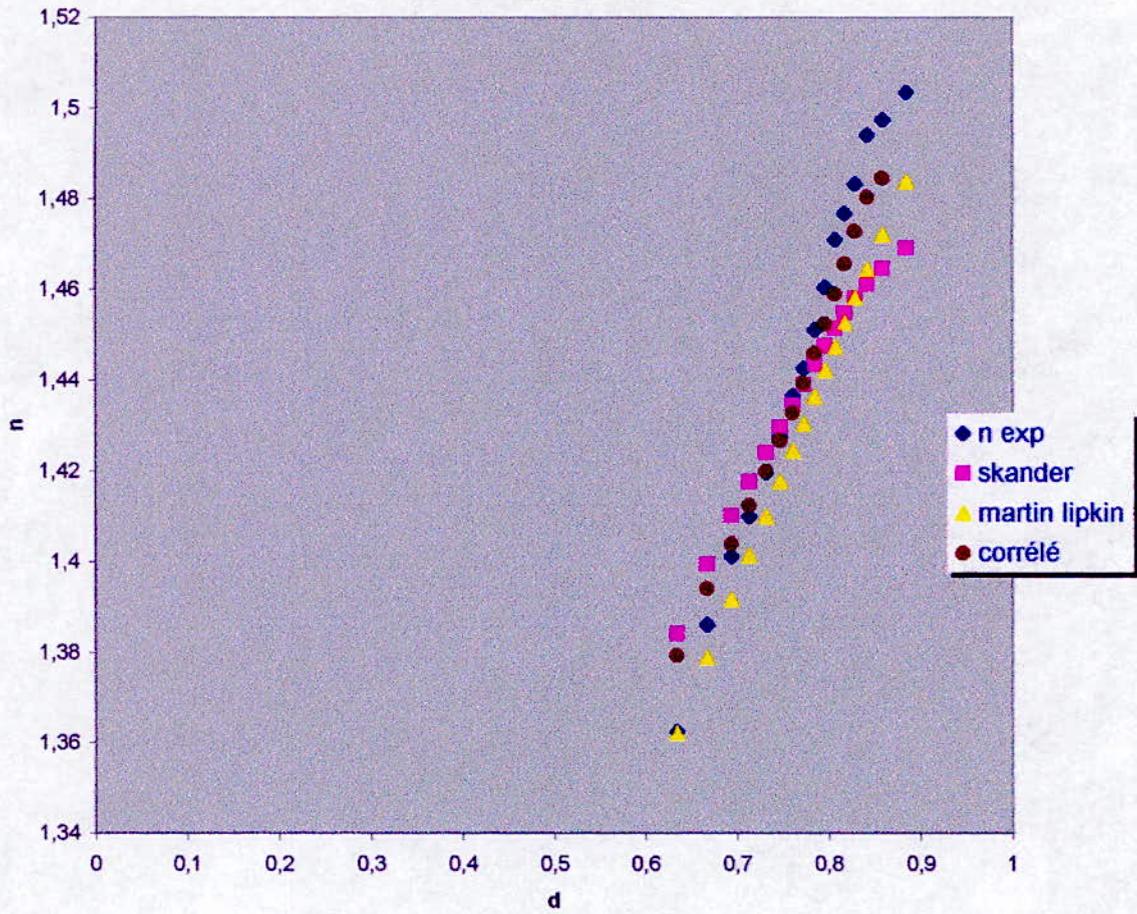
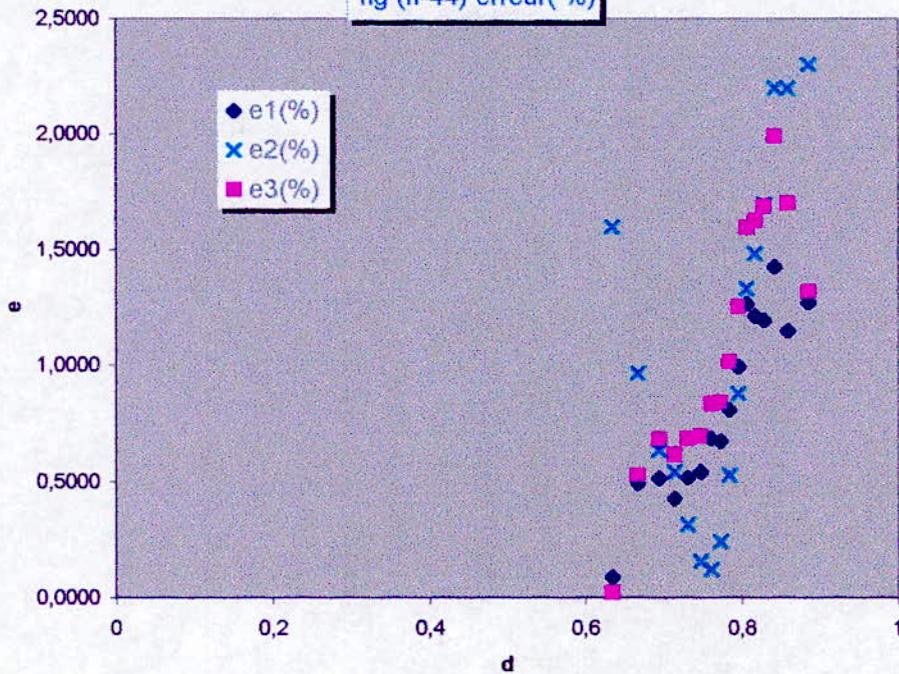
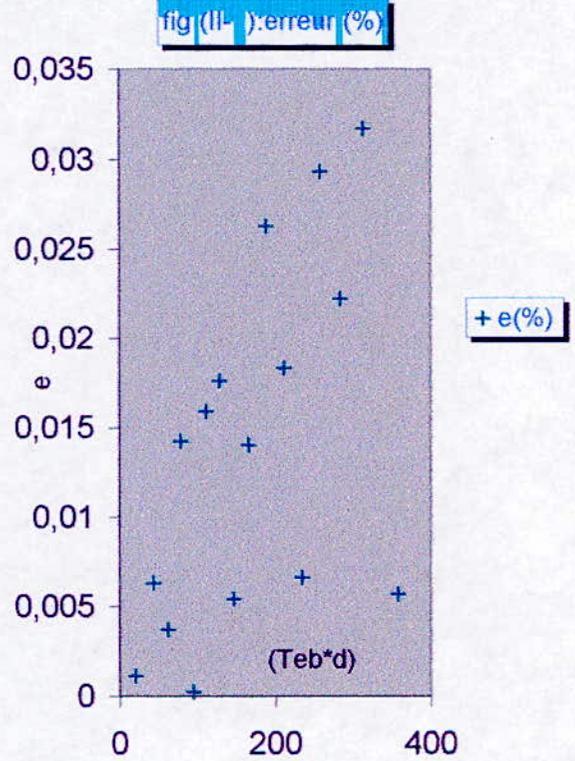
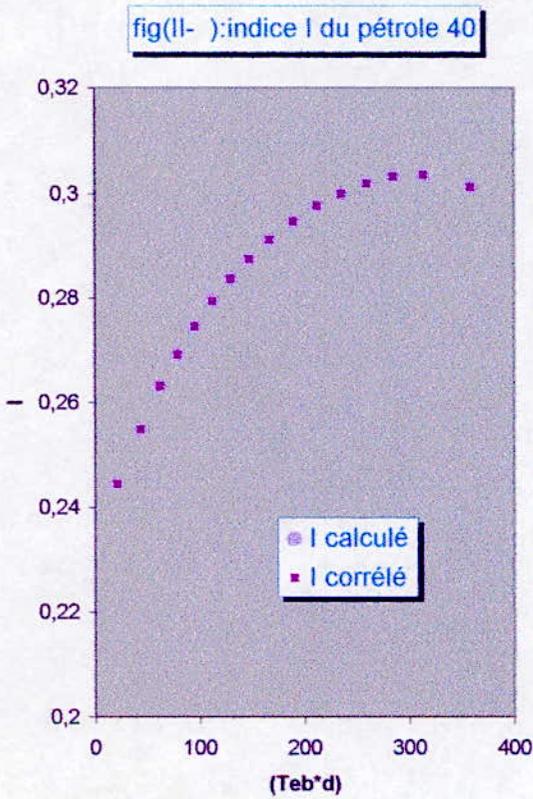
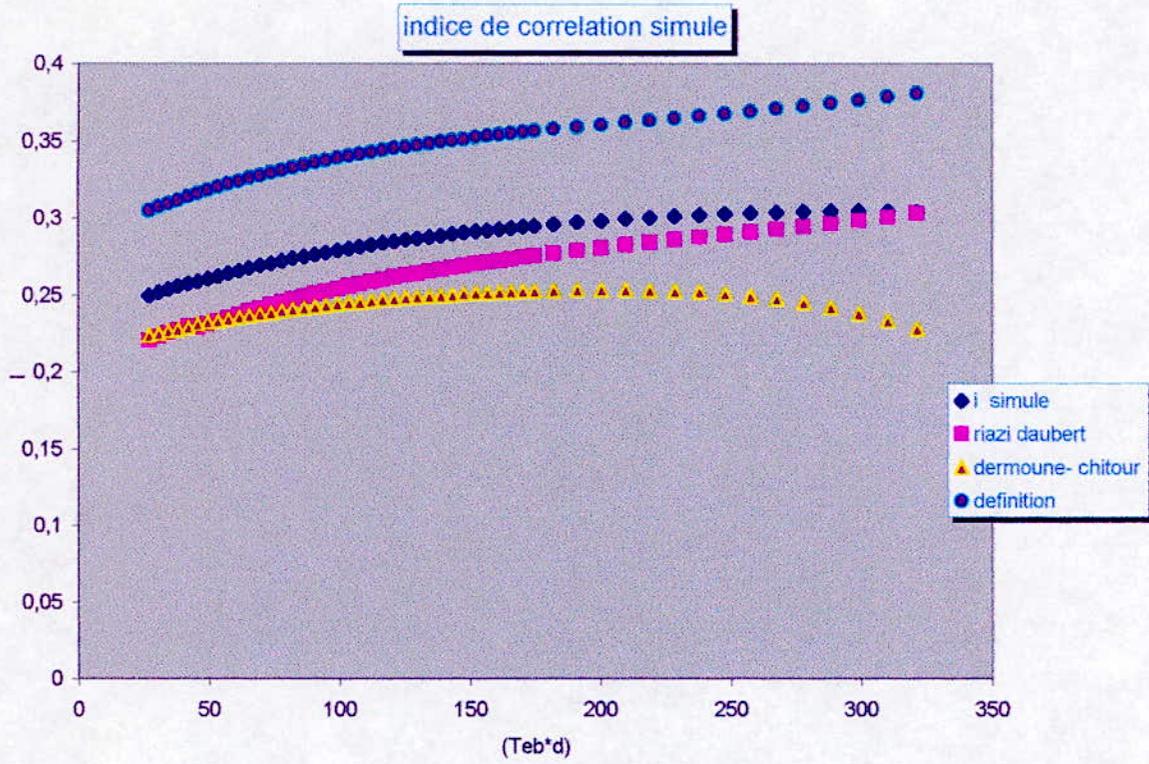


fig (II-44) erreur(%)





PROPRIETES SPECIFIQUES

- DIFFERENTES EQUATIONS DE SIMULATIONS :

$kuop = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + f \frac{\ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)^2}$	(II-35)
$(C/H) = a + b(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{2.5} + f \sqrt{(Teb \times d)} \ln(Teb \times d)$	(II-36)
$PA = a + b(Teb \times d) \ln(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1.5} + e(Teb \times d)^{2.5}$	(II-37)

Tableau(II-46) Différentes équations de simulation

PARAMETRES	KOUP	C/H	PT D'ANILINE
a	13,10786	4,705141	97,7468
b	-0,02633	-2,5E-05	-0,26703
c	0,000467	6,76E-06	0,099376
e	-6,8E-05	0,048775	-5,5E-05
f	11,52949		
R ²	0,99998	0,999578	0,995767

Tableau(II-47) valeurs des constantes

• **Calcul du koup du pétrole 40**

KUOP calculé: c'est la moyenne calculée par les 3 corrélations avec lesquelles nous avons calculé le facteur de caractérisation simulé

KUOP corrélé : c'est la somme de I simulé (calculée par l'équation(II-35) et un facteur correctif dont la corrélation est donnée par (II-38)

$KUOP \text{ corrélé} = KUOP \text{ simulé} + \Delta (KUOP)$

FR	KUOP CALCULE	KUOP CORRELE	ERREUR (%)	FR	KUOP CALCULE	KUOP CORRELE	ERREUR (%)
1	0,2445	0,2445	0,0011	9	0,2911	0,2912	0,014
2	0,2548	0,2548	0,0063	10	0,2946	0,2947	0,0263
3	0,263	0,263	0,0037	11	0,2976	0,2976	0,0183
4	0,2691	0,2691	0,0142	12	0,3	0,3	0,0066
5	0,2746	0,2746	0,0002	13	0,302	0,3019	0,0293
6	0,2795	0,2794	0,0159	14	0,3033	0,3032	0,0222
7	0,2838	0,2837	0,0176	15	0,3035	0,3036	0,0317
8	0,2875	0,2875	0,0054	16	0,3013	0,3013	0,0057

Tableau(II-48) :calcul du facteur de caractérisation du pétrole 40

Le facteur correctif sera représenté par l'équation:

$$\Delta (Kuop) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{2.5} + e(Teb \times d)^3 + f / (Teb \times d)^2 \quad (II-38)$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	0,196351
b	0,00021
c	-2,8E-07
e	1,4E-08
f	-95,4892
R ²	0,99369

Tableau(II-49) constantes de l'équation(II-48)

❖ Calcul du rapport c/h du pétrole 40

C/H calculé : c'est la moyenne calculée par les corrélations avec lesquelles nous avons calculé le rapport C/H simulé

C/H corrélé : c'est la somme de C/H simulé (calculée par l'équation(II-36) et un facteur correctif dont la corrélation est donnée par (II-39)

$$C/H \text{ corrélé} = C/H \text{ simulé} + \Delta (C/H)$$

FR	C/H CALCULE	C/H CORRELE	ERREUR (%)	FR	C/H CALCULE	C/H CORRELE	ERREUR (%)
1	5,402	5,403	0,0045	9	6,666	6,671	0,0813
2	5,709	5,708	0,028	10	6,72	6,724	0,0681
3	5,946	5,95	0,0572	11	6,762	6,761	0,0034
4	6,126	6,127	0,011	12	6,797	6,791	0,0887
5	6,286	6,283	0,0485	13	6,832	6,824	0,1175
6	6,417	6,414	0,059	14	6,874	6,873	0,024
7	6,521	6,52	0,019	15	6,95	6,964	0,1955
8	6,599	6,602	0,0388	16	7,191	7,186	0,0675

Tableau(II-50) :calcul du rapport c/h du pétrole 40

L'équation du facteur correctif est :

$$\Delta (c/h) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1.5} + e(Teb \times d)^3 + f \frac{(Teb \times d)}{\ln(Teb \times d)} \quad (II-39)$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	1,500377
b	0,128959
c	-0,00206
e	2,57E-08
f	-0,57523
R ²	0,989431

Tableau(II-51) : constantes de l'équation(II-39)

♦ **CALCUL DU POINT D'ANILINE DU PETROLE 40 :**

PA calculé : c'est la moyenne calculée par les corrélations avec lesquelles nous avons calculé le point d'aniline simulé

PA corrélé : c'est la somme de point d'aniline simulé (calculée par l'équation(II-37) et un facteur correctif dont la corrélation est donnée par (II-40)

$$PA \text{ corrélé} = PA \text{ simulé} + \Delta (PA)$$

FR	PA CORRELE	PA CALCULE	ERREUR (%)	FR	PA CORRELE	PA CALCULE	ERREUR (%)
1	84,1844	84,2074	0,0272	9	72,3411	72,2675	0,1019
2	80,2654	80,1434	0,1523	10	74,1881	74,1858	0,0031
3	76,4135	76,4829	0,0908	11	76,4584	76,5421	0,1094
4	73,8994	73,9961	0,1307	12	78,905	79,0354	0,165
5	72,1192	72,1719	0,073	13	81,2811	81,3686	0,1075
6	71,1142	71,0995	0,0207	14	83,3434	83,2881	0,0664
7	70,8476	70,777	0,0998	15	84,9649	84,7414	0,2637
8	71,2401	71,1458	0,1326	16	85,5755	85,6885	0,1319

Tableau(II-52) :calcul du point d'aniline du pétrole 40

Facteur correctif sera représenté par L'équation :

$$\Delta(PA) = a + b \times (d) + c \times (d) \times \ln(d) + e \times (d)^2 + f \times (d)^2 \times \ln(d) \tag{II-40}$$

avec :

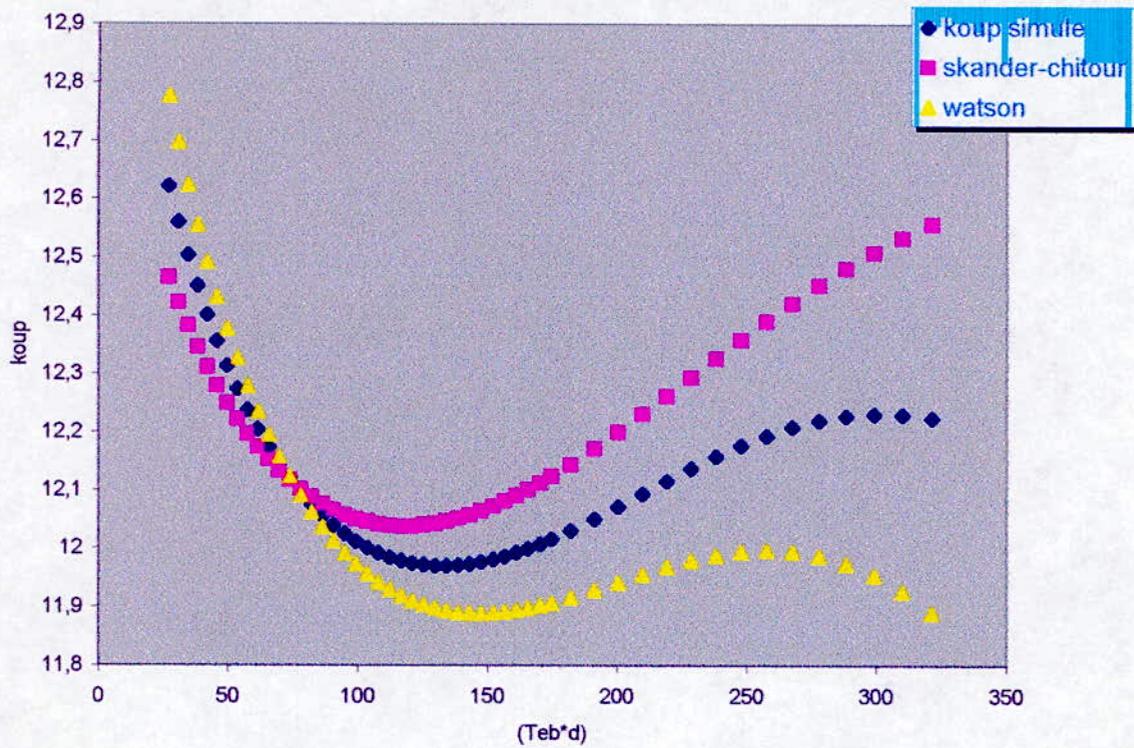
PARAMETRES	VALEURS
a	-33,2988
b	3,744958
c	-0,88702
e	0,017957
f	-0,0023
R ²	0,998184

Tableau(II-53) :constantes de l'équation(II-40)

Commentaire :

Le facteur correctif du kuop est donné en fonction du produit température et densité, et l'écart moyen est de l'ordre 0.03% par contre les facteurs correctifs du point d'aniline et du rapport c/h ont été données en fonction de la densité, et l'erreur est de l'ordre de 0.1 et 1% respectivement. Les figures (II-49) à (II-57) illustrent ces résultats.

fig(II-48) facteur de caracterisation simulee



fig(II- 49):koup du pétrole 40

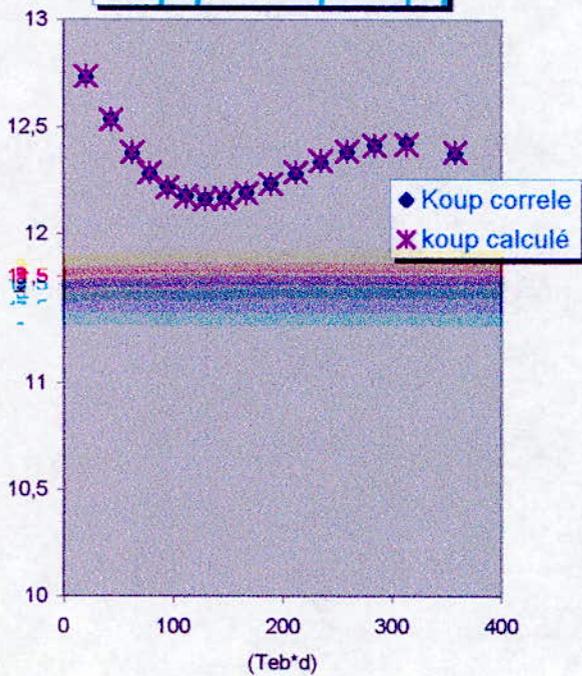
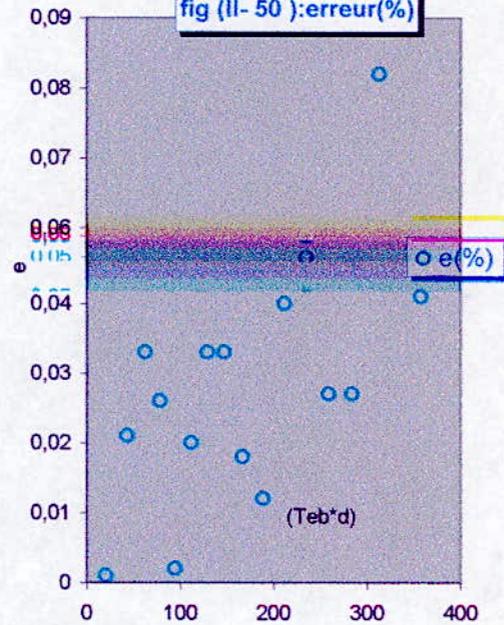
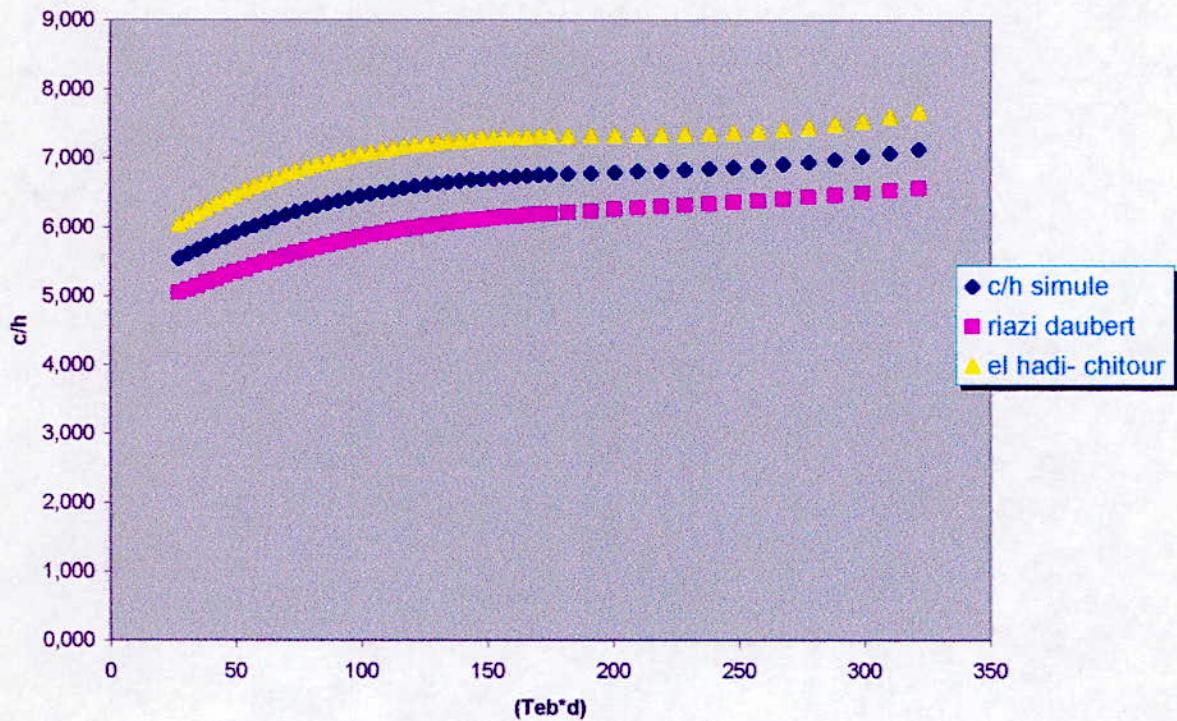


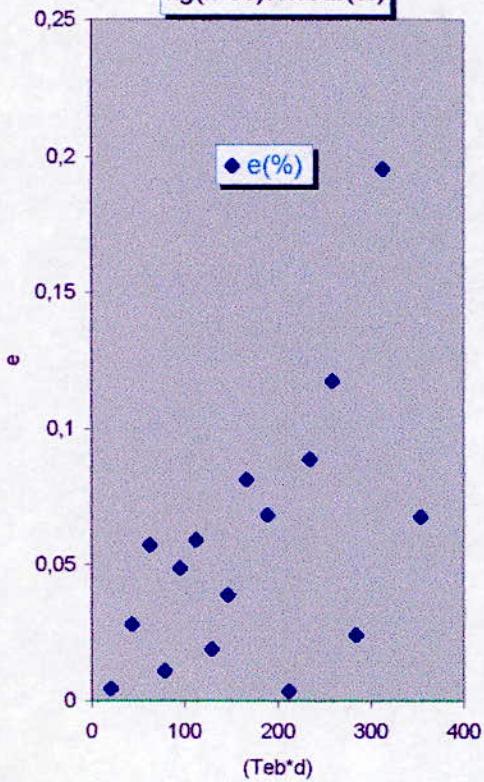
fig (II- 50):erreur(%)



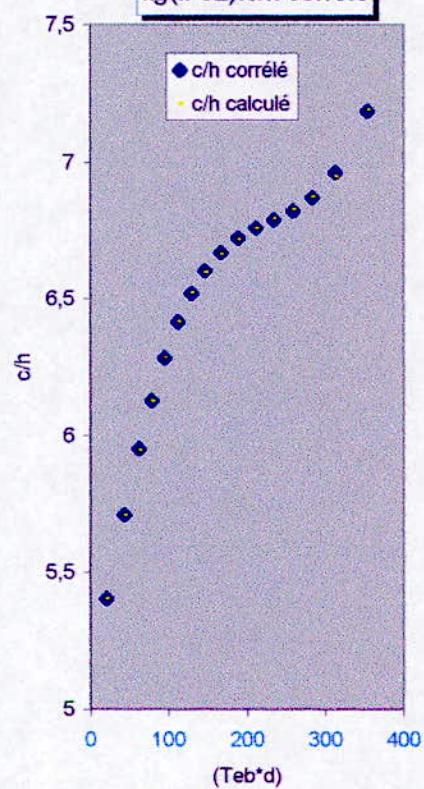
fig(II-51)rapport c/h simule



fig(II-53):erreur(%)



fig(II-52):c/h corrélé



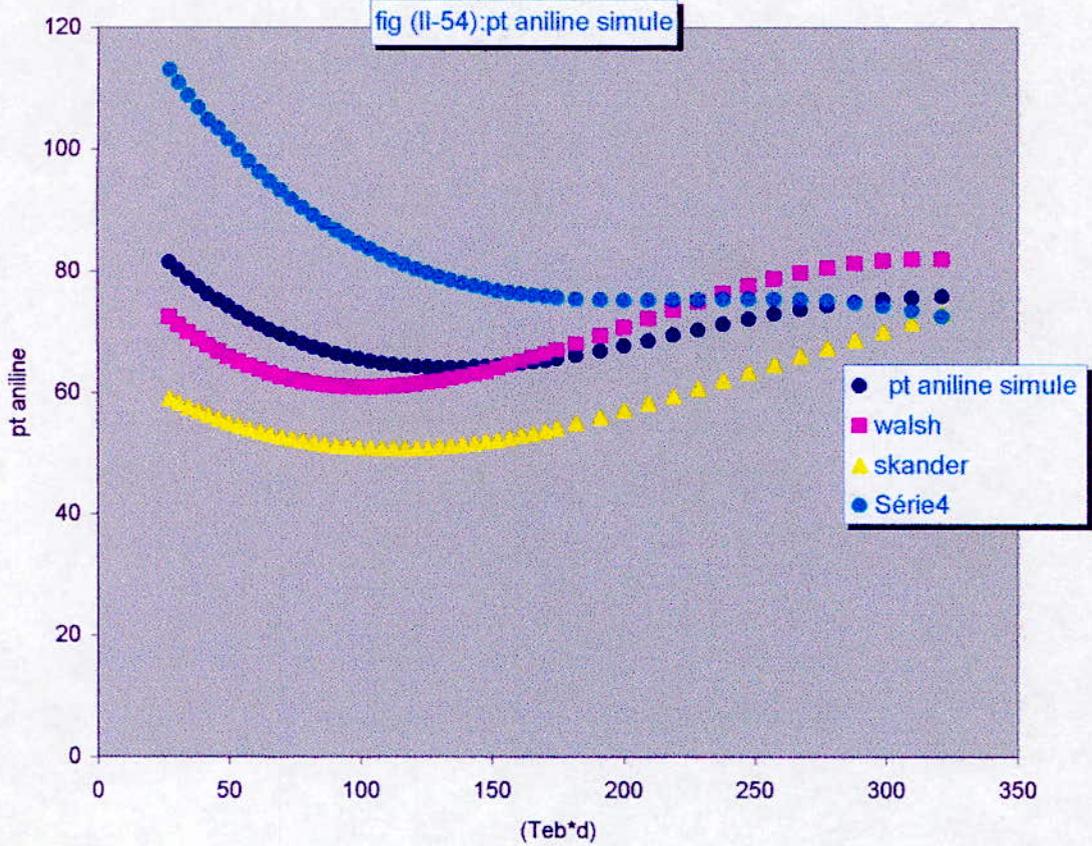


fig (II-55):Pa du pétrole 40

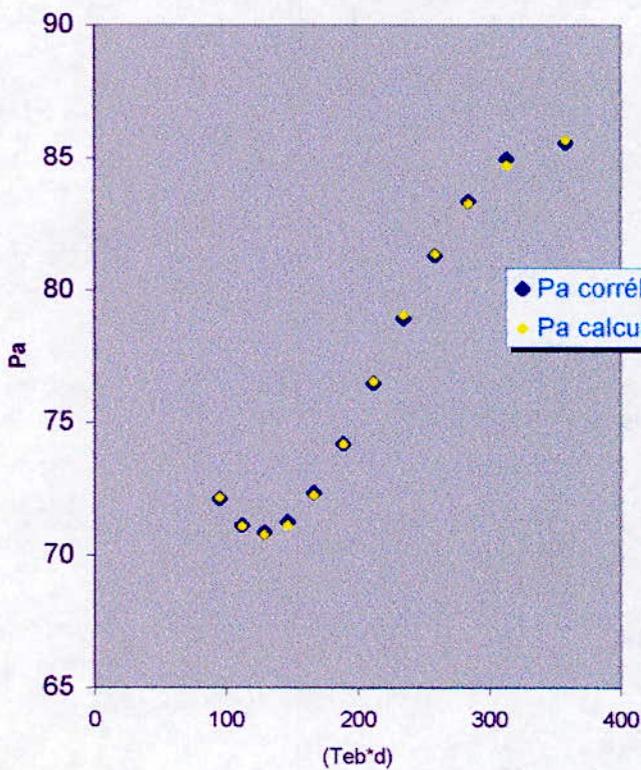
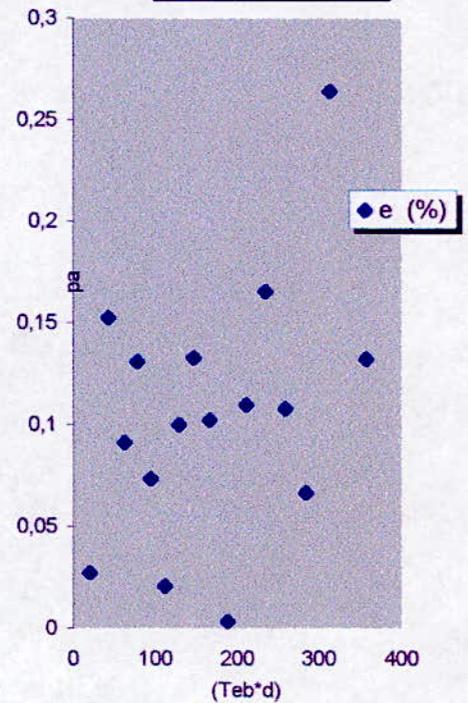


fig (II-56):erreur (%)



DECOUPAGE DES
PETROLES ET
SIMULATION DE
CHAQUE CATEGORIES

- PRINCIPE DE LA METHODE DE TRAVAIL :

Comme nous l'avons déjà cité, dans le but d'améliorer les résultats trouvés, nous effectuons un découpage de la banque de données en trois grandes familles selon la variation de la densité.

La première regroupe les pétroles de densité variant entre 0.78 à 0.8 ce sont les pétroles légers, la deuxième de 0.8 à 0.82 se sont les pétroles moyens et enfin la troisième où on trouve ceux ayant une densité supérieure à 0.82 et nommés pétroles moyennement lourds, et dans chaque famille nous sélectionnons le pétrole le plus lourd qui sont : pour la première c'est celui de Hassi Mesoud (HMS), pour la deuxième c'est le pétrole 13 et enfin pour la troisième le pétrole 40.

Ensuite nous avons appliqué la même méthode que dans la partie A, soit pour chaque famille, elle se résume-en :

- ❖ En premier lieu, simulation de la TBP représentative du groupe
- ❖ Ensuite à partir de cette courbe, nous estimons les propriétés physiques et chimiques, et cela de la manière suivante d'abord évaluer ces propriétés pour le pétrole simulé en utilisant 3 corrélations, celles données dans la partie théorique, la valeur moyenne sera corrélée en fonction du produit de la température d'ébullition et de la densité. Après cela nous évaluons les propriétés du pétrole le plus lourd de la famille, en introduisant un facteur correctif par rapport au pétrole simulé, il est corrélé en fonction toujours du produit car c'est l'équation qui nous donne le meilleur facteur R^2

La propriété sera donc calculée en ajoutant le facteur correctif si le pétrole a une densité supérieure à celle du pétrole simulé et dans le cas contraire soustraire le facteur correctif.

Dans le cas où nous avons des valeurs expérimentales comme pour l'indice de réfraction et la densité, nous proposons des corrélations qui permettent de les calculer directement.

Dans le but d'avoir un document facile à lire nous avons préféré représenter pour chaque groupe de caractéristiques un tableau regroupant les différentes équations des propriétés simulées ensuite un autre donnant les équations des facteurs correctifs pour chacune d'elles et des graphes illustrent les valeurs obtenues.

SIMULATION DE LA TBP DU PREMIER GROUPE DE PETROLE

❖ LE POURCENTAGE VOLUMIQUE EN FONCTION DE LA TEMPERATURE D'EBULLITION :

« (%v)=f(Teb) »

Le tracé des courbes TBP, ensembles sur un même graphe, nous a permis d'obtenir une courbe TBP simulée, ces résultats sont illustrés par le tableau(III-1)

fraction	Teb	%v	fraction	Teb	%v
1	32,5	7,811	9	212,5	53,290
2	65	11,946	10	237,5	58,123
3	90	18,504	11	262,5	62,334
4	110	24,671	12	287,5	66,338
5	130	31,046	13	312,5	70,685
6	150	37,242	14	337,5	76,047
7	170	43,004	15	365	84,055
8	190	48,192	16	400	99,265

Tableau(III-1) :distillation TBP simulée

Nous aboutissons à l'équation :

$$(%v) = a + b(Teb) + c(Teb)^2 \ln(Teb) + e(Teb)^{2,5} + f(Teb)^3 \tag{III-1}$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	13,32425
b	-0,35181
c	0,004858
e	-0,00222
f	4,19E-05
R ²	0,922108

Tableau(III-2) :constantes de (III-1)

2-CALCUL DE LA DENSITE EN FONCTION DE LA TEMPERATURE D'EBULLITION :

« (ds)=f(Teb) »

fraction	Teb	d	fraction	Teb	d
1	32,5	0,624222	9	212,5	0,796397
2	65	0,678283	10	237,5	0,808182
3	90	0,708151	11	262,5	0,819388
4	110	0,728025	12	287,5	0,830689
5	130	0,745179	13	312,5	0,842778
6	150	0,760101	14	337,5	0,856369
7	170	0,773175	15	365	0,873924
8	190	0,784751	16	400	0,901746

Tableau(III-3) :densité du pétrole simulé

Nous obtenons l'équation suivante

$$(ds) = a + b (Teb) + c (Teb)^{2,5} + e (Teb)^3 + f \frac{\ln(Teb)}{(Teb)} \tag{III-2}$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	0,629195
b	0,001301
c	-3,5E-07
e	1,37E-08
f	-0,42602
R ²	0,970011

Tableau(III-4) : constantes de (III-2)

3- CALCUL DE LA DENSITE DE EN FONCTION DU POURCENTAGE VOLUMIQUE :

« (ds)=f(%v) »

FR	%v	d	FR	%v	d
1	5	0,615159	11	55	0,799192
2	10	0,658513	12	60	0,8092
3	15	0,689984	13	65	0,819557
4	20	0,713584	14	70	0,830294
5	25	0,731838	15	75	0,84137
6	30	0,746486	16	80	0,852686
7	35	0,758775	17	85	0,86409
8	40	0,769614	18	90	0,875384
9	45	0,77967	19	95	0,886326
10	50	0,789419	20	100	0,896643

Tableau(III-5) : densité fonction de Teb

Ces résultats nous ont permis d'aboutir à :

$$(ds) = a + b (%v) + c (%v)^2 + e (%v)^2 \ln(%v) + f (%v)^3 \tag{III-3}$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	0,551587
b	0,016309
c	-0,00109
e	0,000236
f	-1,2E-06
R ²	0,897331

Tableau(III-6) constantes de l'équation(III-3)

4-CALCUL DE LA TEMPERATURE D'EBULLITION DE EN FONCTION DU POURCENTAGE VOLUMIQUE :

« (Teb)=f(%v) »

fraction	%v	Teb	fraction	%v	Teb
1	5	28,23	11	55	223,25
2	10	56,11	12	60	245,04
3	15	78,61	13	65	267,49
4	20	97,61	14	70	290,11
5	25	114,66	15	75	312,29
6	30	130,97	16	80	333,30
7	35	147,43	17	85	352,33
8	40	164,62	18	90	368,45
9	45	182,92	19	95	380,64
10	50	202,48	20	100	387,82

Tableau(III-7) :distillation TBP simulé

L'exploitation de ces résultats nous a permis d'avoir l'équation qui est :

$$Teb = a + b (\%v) + c (\%v)^2 Ln(\%v) + c (\%v)^{2,5} + e (\%v)^3 \tag{III-4}$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	-6,3408
b	7,141016
c	-0,25459
e	0,176936
f	-0,00629
R ²	0,913009

Tableau(III-8) :constantes de (III-4)

D'après ces résultats le pétrole simulé de cette famille (0.78 à 0.80) est de densité globale égale à 0.79432, après cela nous passons à l'estimation des propriétés physiques et chimiques et cela en introduisant un facteur correctif au pétrole simulé par rapport au pétrole HMS, selon Le principe développé auparavant.

PROPRIETES DE TRANSPORTS

1-CALCUL DE LA DENSITE :

Le calcul de la densité se fera comme suit : d'abord le calcul de la densité simulée par l'équation (III-2) , ensuite nous corrélons la densité de la coupe avec le rapport (ds/dg). nous procéderons de la même manière avec la densité simulée calculée par l'équation (III-3)

En utilisant la température d'ébullition nous avons aboutit aux équations de densité qui sont : (III-5a) et (III-5b)

$$d = a + b (ds / dg) + c (ds / dg)^{1,5} + \frac{e}{\sqrt{(ds / dg)}} + f \frac{\ln (ds / dg)}{(ds / dg)^2}$$

$$d = a + b (ds / dg) + c \sqrt{(ds / dg)} + \frac{e}{\sqrt{(ds / dg)}} + f \text{EXP}(-(ds / dg))$$

paramètres	Equation (III-5a)	Equation (III-5b)
a	-53,6921	105819,3
b	43,29708	29404,35
c	-19,2701	-105809
e	30,45279	-11826,1
f	1,621695	-47808,3
R ²	0,921341	0,829761

Tableau (III-9) : valeurs des constantes

L'application de nos corrélations ainsi que la comparaison à d'autres corrélations est représenté par le tableau (III-10)

d1 :densité calculée par (III-5a)

d2 :densité calculée par la corrélation de CHITOUR ET Coll [3]

d3:densité calculée par la corrélation de CHITOUR ET Coll [4]

d4 :densité calcule par(III-5b)

FR	dexp	d 1	erreur (%)	d2	erreur (%)	d3	erreur (%)	d4	Erreur (%)
1	0,5786	0,5676	1,9000	0,6719	16,1255	0,6739	16,473	0,6620	14,411
2	0,6556	0,6265	4,4455	0,6930	5,7089	0,6936	5,7995	0,7036	7,318
3	0,6975	0,6762	3,0541	0,7219	3,4946	0,7235	3,7243	0,7227	3,6191
4	0,7173	0,7033	1,9568	0,7383	2,9283	0,7412	3,3357	0,7484	4,3349
5	0,7331	0,7216	1,5645	0,7508	2,4201	0,7554	3,0392	0,7650	4,3567
6	0,7518	0,7378	1,8645	0,7618	1,3258	0,7679	2,1448	0,7797	3,7058
7	0,7670	0,7521	1,9479	0,7714	0,5735	0,7791	1,5815	0,7895	2,9304
8	0,7800	0,7647	1,9578	0,7799	0,0071	0,7892	1,1776	0,7978	2,2853
9	0,8066	0,7761	3,7870	0,7882	2,2859	0,7991	0,9259	0,8048	0,2175
10	0,8195	0,7875	3,9013	0,7963	2,8347	0,8091	1,2685	0,8105	1,0986
11	0,8344	0,7992	4,2185	0,8037	3,6838	0,8183	1,9336	0,8186	1,8948
12	0,8493	0,8159	3,9331	0,8114	4,4633	0,8272	2,6021	0,8285	2,4445
13	0,8541	0,8361	2,1063	0,8191	4,0941	0,8357	2,1552	0,8421	1,4031
14	0,8688	0,8499	2,1772	0,8247	5,0723	0,8428	2,9893	0,8565	1,4122
15	0,8798	0,8641	1,7830	0,8299	5,6747	0,8497	3,4240	0,8737	0,6893
16	0,9046	0,8824	2,4507	0,8353	7,6637	0,8564	5,3243	0,8955	1,0070

Tableau (III-10) : calcul de la densité du pétrole HMS

-DIFFERENTES EQUATIONS DE SIMULATION

$Mm = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 Ln(Teb \times d) + e(Teb \times d)^{2.5} + f(Teb \times d)^3$	(III-6)
$Vm = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{2.5} + e(Teb \times d)^3 + f \frac{Ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)^2}$	(III-7)
$Ts = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^3 + e \sqrt{(Teb \times d)} Ln(Teb \times d) + f \frac{(Teb \times d)}{Ln(Teb \times d)}$	(III-8)
$\mu_{100} = \frac{1}{(a + b(Teb \times d)^{2.5} + c \sqrt{(Teb \times d)})}$	(III-9)
$\mu_{210} = \frac{1}{(a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1.5})}$	(III-10)
Tableau (III-11) : Différentes équations de simulation	

Avec :

Paramètres	Mm	Vm	Ts	μ_{100}	μ_{210}
a	67,24082	118,3984	361,6245	3,334058	2,665084
b	0,532662	0,230102	18,98677	1,5E-07	-0,01061
c	-0,00097	0,000262	-3,7E-07	-0,18946	0,000223
e	0,000614	-1,2E-05	47,09771		
f	-1,5E-05	56,05272	-202,919		
R ²	0,999998	0,999965	0,999951	0,999977	0,999973

Tableau (III-12) : valeurs des constantes des équations

-EQUATIONS DES FACTEURS CORRECTIFS

ces équations ont été développés par rapport au pétrole HMS

$\Delta(Mm) = a + b(Teb \times d) + \frac{c}{Ln(Teb \times d)} + \frac{e}{\sqrt{(Teb \times d)}} + EXP(-(Teb \times d))$	(III-11)
$\Delta(Vm) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^3 + \frac{e}{Ln(Teb \times d)} + f \frac{Ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)}$	(III-12)
$\Delta(Ts) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^3 + e \frac{Ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)^2} + f EXP(-(Teb \times d))$	(III-13)
$\Delta(\mu_{100}) = \frac{(a + c(Teb \times d))}{(1 + b(Teb \times d))}$	(III-14)
$\Delta(\mu_{210}) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1.5} + e(Teb \times d)^2 + f(Teb \times d)^3$	(III-15)

Tableau (III-12) : équations des facteurs correctifs

Avec :

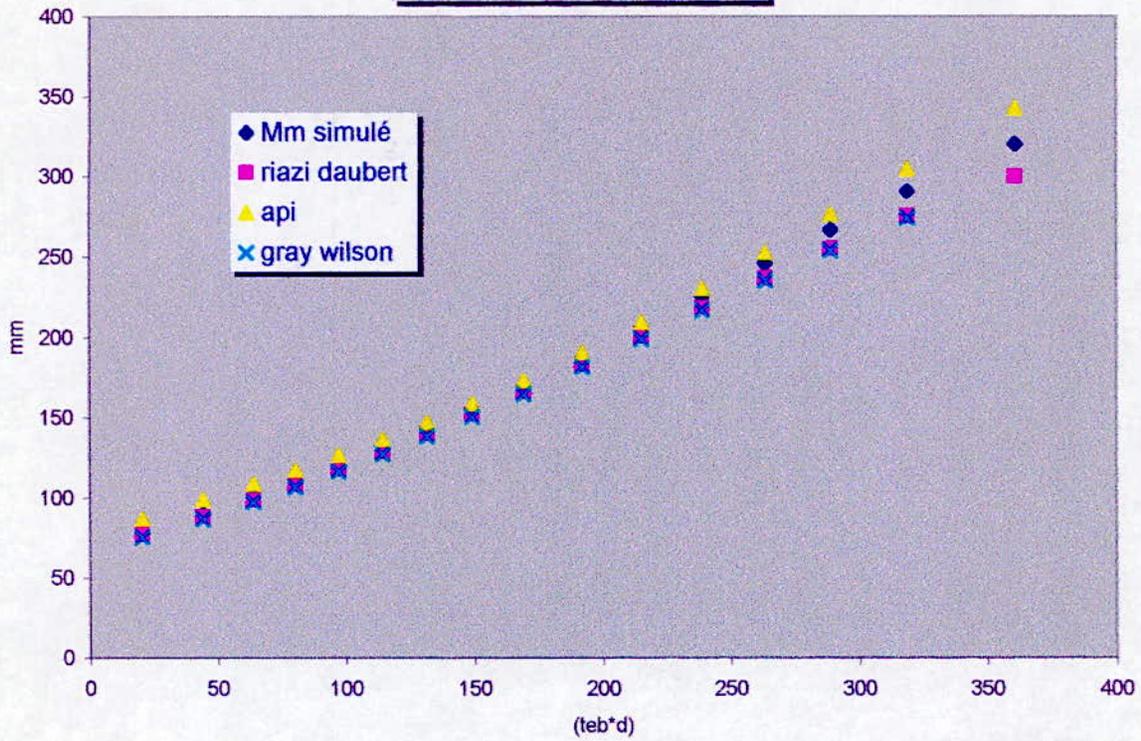
VALEURS DES PARAMETRES	Equation (III-11)	Equation (III-12)	Equation (III-13)	Equation (III-14)	Equation (III-15)
a	-61,9049	-61,7015	-0,09958	0,010962	-0,04661
b	0,024157	0,078959	-0,00029	-0,00275	0,005298
c	497,4241	-2E-07	1,16E-08	-0,00013	-0,00096
e	-468,037	344,5642	23,53912		5,24E-05
f	-38768	-371,78	19302,37		-4,9E-08
R ²	0,998839	0,988462	0,999747	0,991685	0,992957

Tableau (III-13) : valeurs des constantes des équations

Commentaire :

Les figures (III-1) à (III-12) illustrent les résultats trouvés pour cette catégorie de propriété, les écarts moyens enregistrés sont de l'ordre de 0.032% pour la masse molaire, 0.155% pour le volume molaire, pour la tension superficielle il est de l'ordre de 0.057%, et enfin pour la viscosité aux deux températures 100 et 210 °F il est respectivement de l'ordre de 1.4 et 0.38%, ces derniers représentent les plus grande valeurs mais restent toujours acceptables. d'après cela nous pourrions dire que nos corrélations son en bon accord avec les valeurs calculés.

fig(III-1): masse molaire simulé



fig(III-2):MM du pétrole Hms

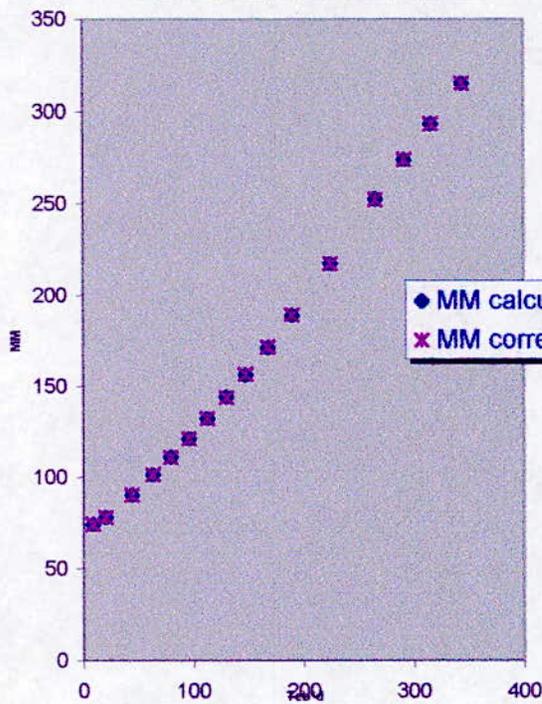
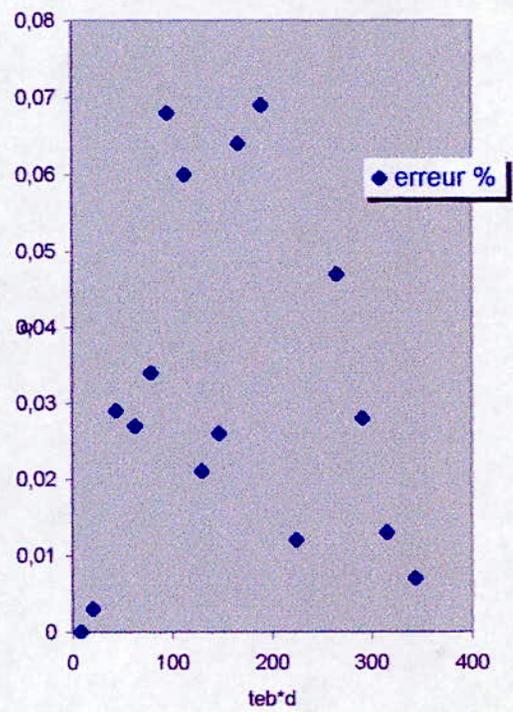
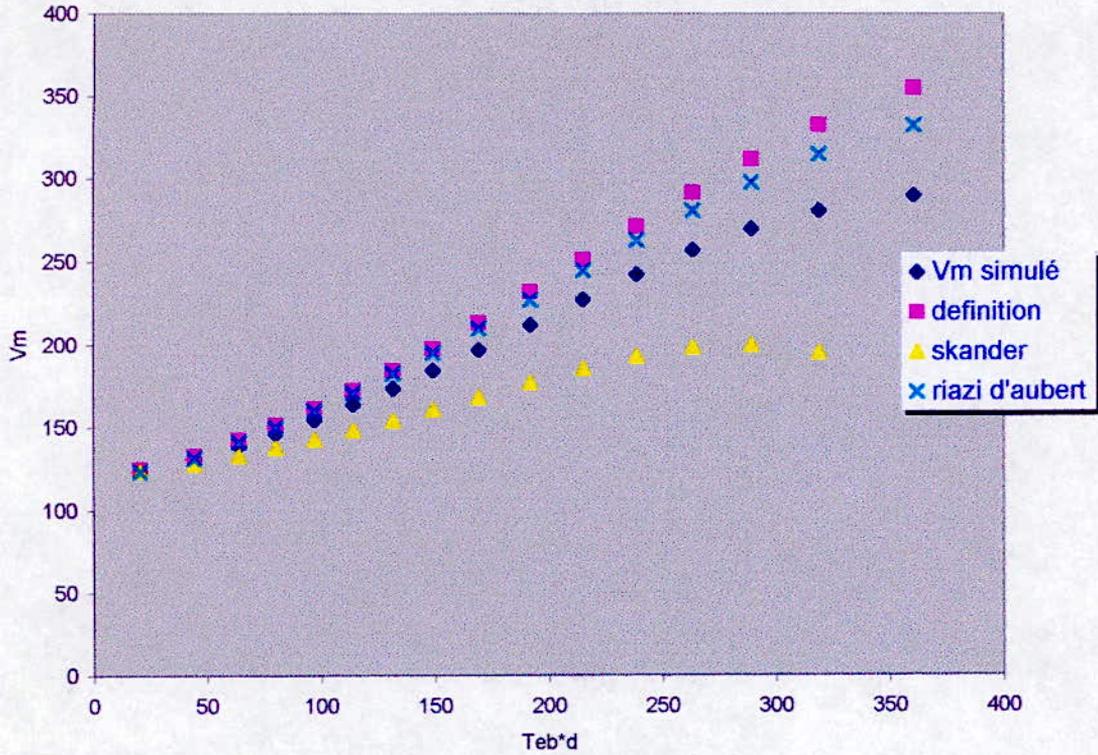


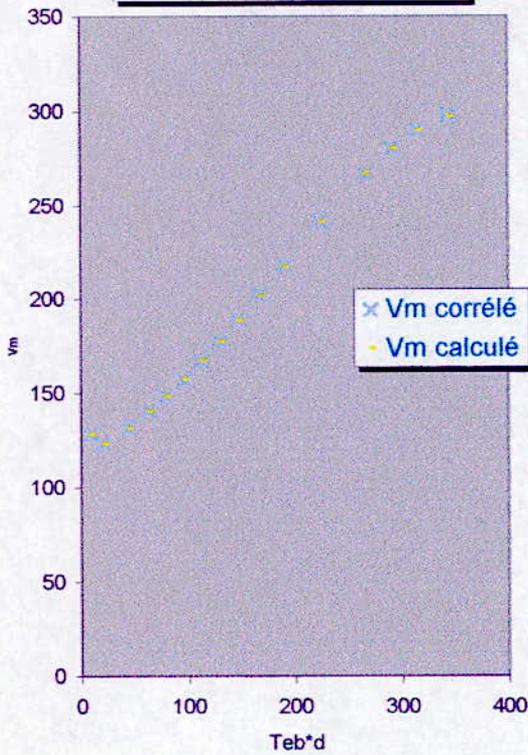
fig (III-3) erreur %



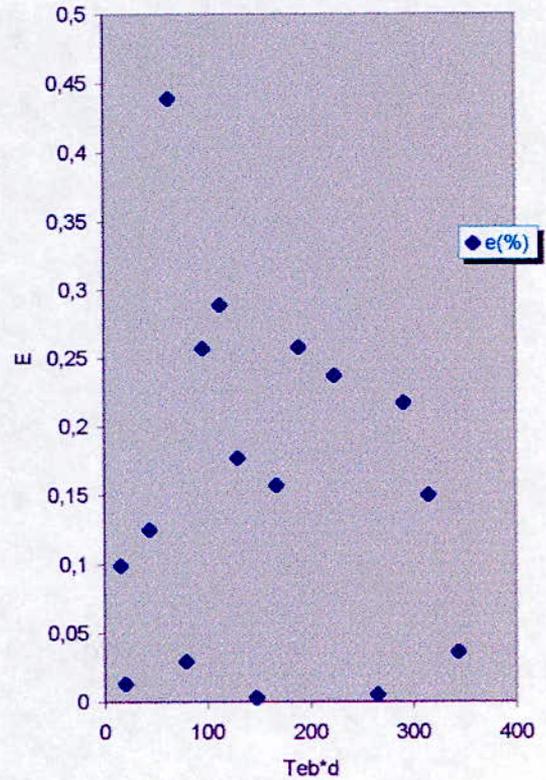
fig(III-4): volume molaire simulé

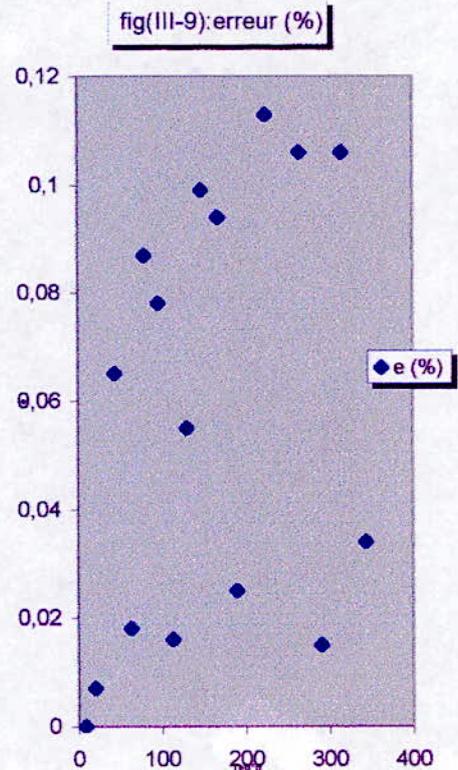
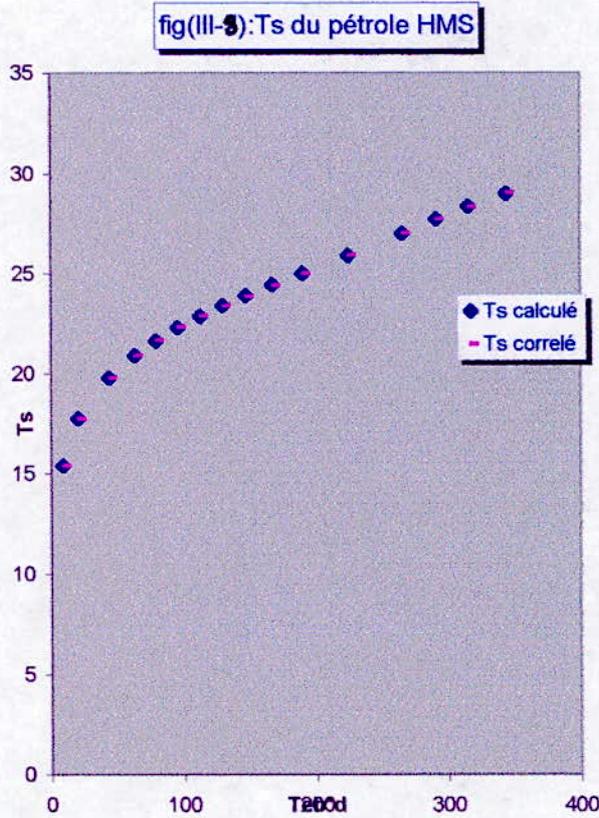
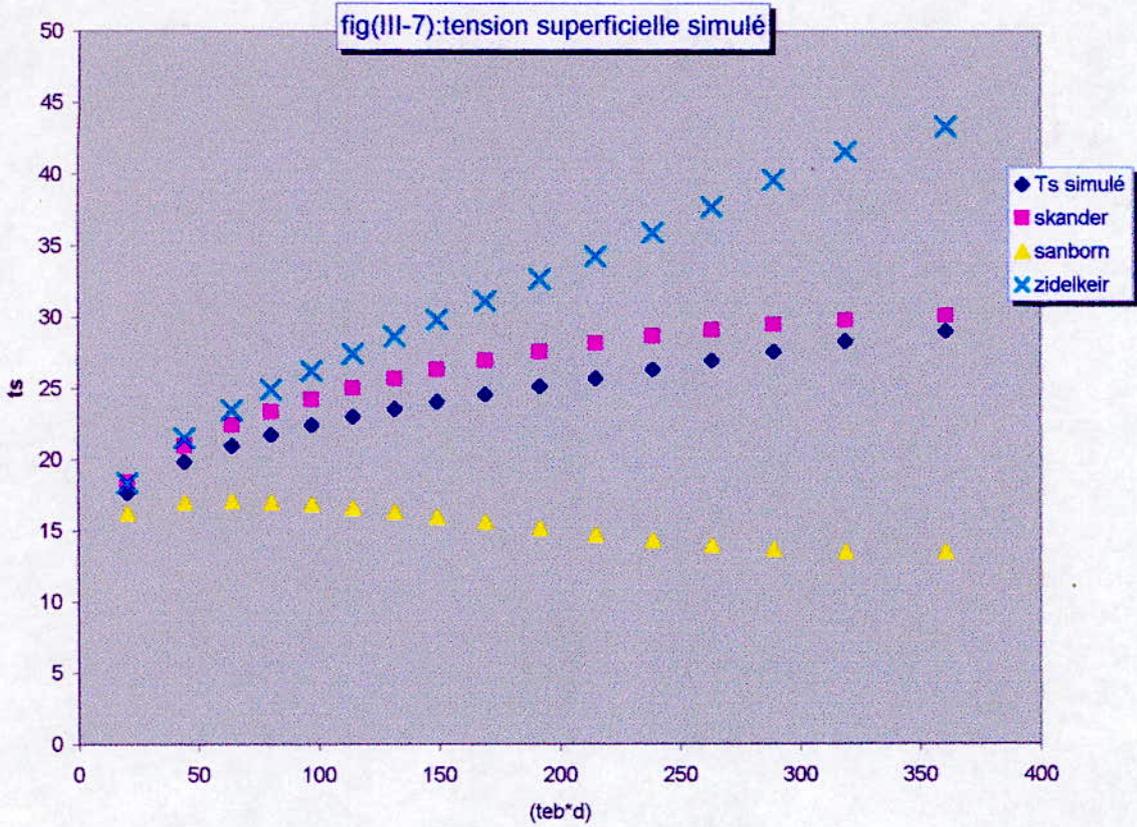


fig(III-5): Vm du petrole HMS



fig(III-6) : erreur (%)





2-PROPRIETES THERMIQUES

-DIFFERENTES EQUATIONS DE SIMULATION

$Hv = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e \sqrt{(Teb \times d)} \ln(Teb \times d) + f \frac{(Teb \times d)}{\ln(Teb \times d)}$	(III-16)
$Cp = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^3 + e(\ln(Teb \times d))^2 + f \ln(Teb \times d)$	(III-17)
$\lambda = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + f \frac{\ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)^2}$	(III-18)
$\omega = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e(Teb \times d)^{2.5} + f(Teb \times d)^3$	(III-19)
Tableau (III-14) : différentes équations de simulation	

Avec :

PARAMETRES	Hv	Cp	λ	ω
a	-127,273	0,031833	0,126037	0,334154
b	-7,35163	4,09E-05	-0,00019	0,001664
c	0,000138	-7,1E-12	1,27E-06	-3,4E-05
e	-17,7851	-0,00213	-1,7E-07	3,82E-06
f	77,77017	0,00566	0,070138	-9,4E-08
R ²	0,999991	1	0,999999	0,999953

Tableau (III-15) constantes des équations simulation

-EQUATIONS DES FACTEURS CORRECTIFS :

ces équations ont été développés par rapport au pétrole HMS

$\Delta(Hv) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + e(Teb \times d)^{2.5} + f(Teb \times d)^3$	(III-20)
$\Delta(Cp) = a + b(Teb \times d) + c \frac{\ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)} + e \frac{\ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)^2} + f / (Teb \times d)^2$	(III-21)
$\Delta(\lambda) = a + b(Teb \times d) + c(\ln(Teb \times d))^2 + e \frac{(Teb \times d)}{\ln(Teb \times d)} + f \sqrt{(Teb \times d)}$	(III-22)
$\Delta(\omega) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{2.5} + e(Teb \times d)^3 + EXP(-(Teb \times d))$	(III-23)

Tableau (III-16) : équations des facteurs correctifs

avec :

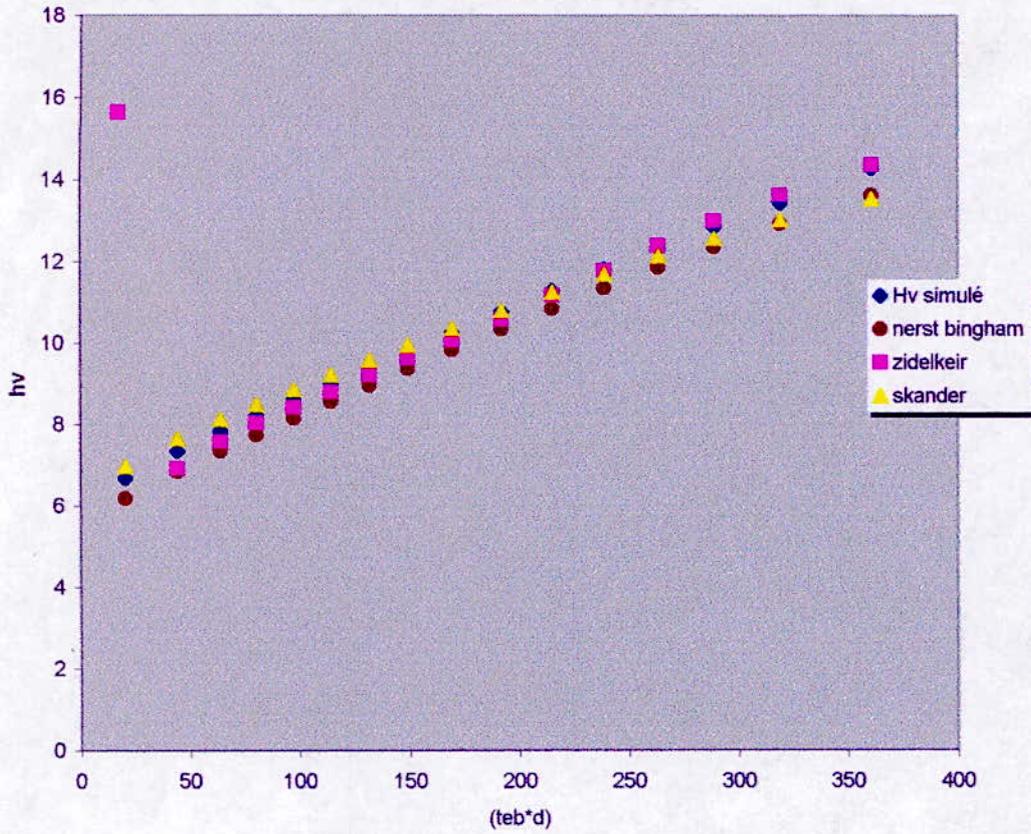
VALEURS DES PARAMETRES	Equation (III-20)	Equation (III-21)	Equation (III-22)	Equation (III-23)
a	0,007761	-0,00028	0,008925	0,001718
b	-0,00049	4,34E-07	-0,00051	-3,2E-05
c	9,61E-06	0,005586	0,002484	1,38E-07
e	-4,7E-06	-0,23314	0,005461	-5,5E-09
f	9,45E-08	0,464831	-0,01286	106,5341
R ²	0,976681	0,999806	0,994146	0,968848

Tableau (III-17) valeurs des constantes des équations

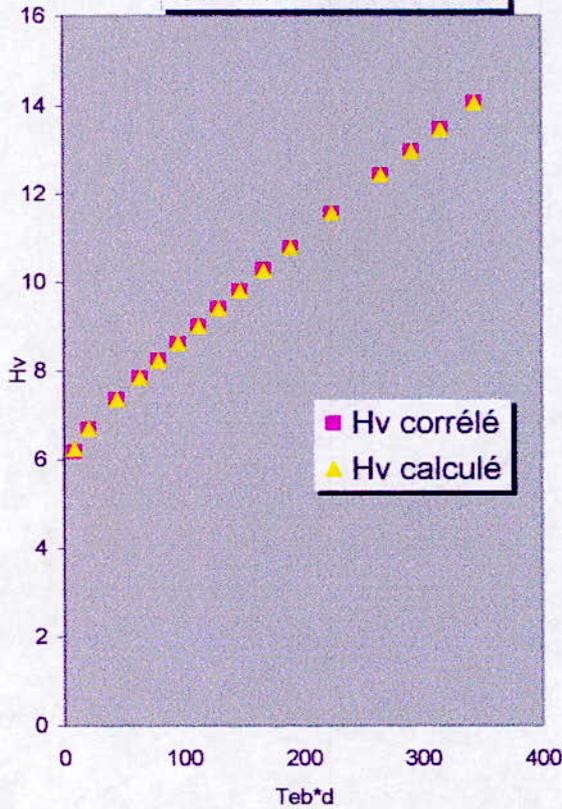
Commentaire :

Pour ce groupe de caractéristique la plus grande erreur moyenne trouvé est de l'ordre de 0.5% elle a été enregistré pour la chaleur spécifique tant dis que l'écart trouvé pour la chaleur latente de vaporisation est de 0.1% ,et pour le facteur acentrique 0.4% mais le meilleur est donné par la conductivité thermique il est de 0.005% mais malgré cela les corrélations trouvées sont très représentatives des valeurs calculés car ces écarts reste dans la marge acceptable.

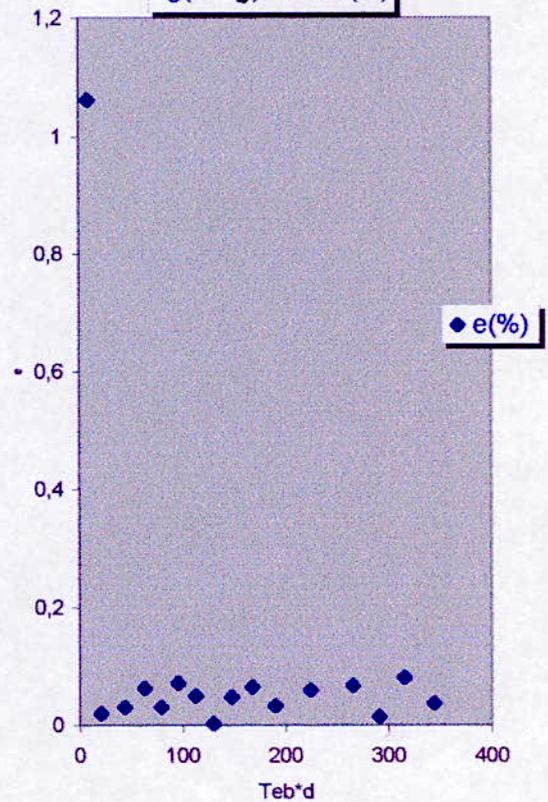
fig(III-19) : enthalpie de vaporisation

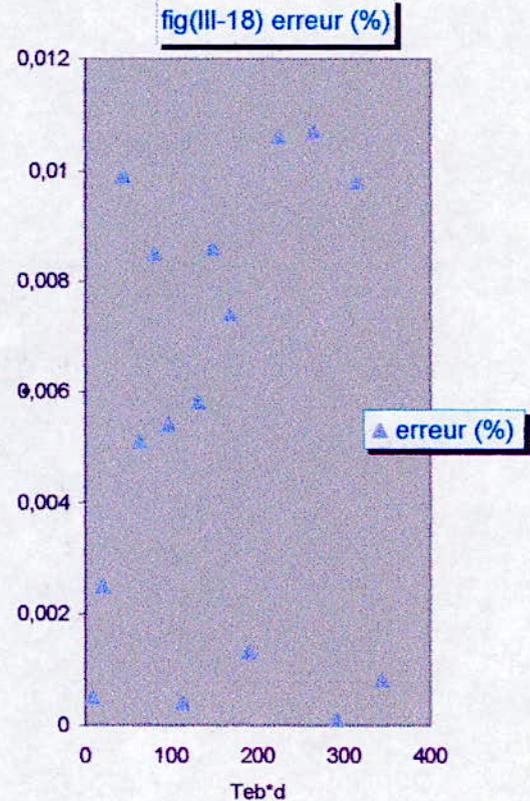
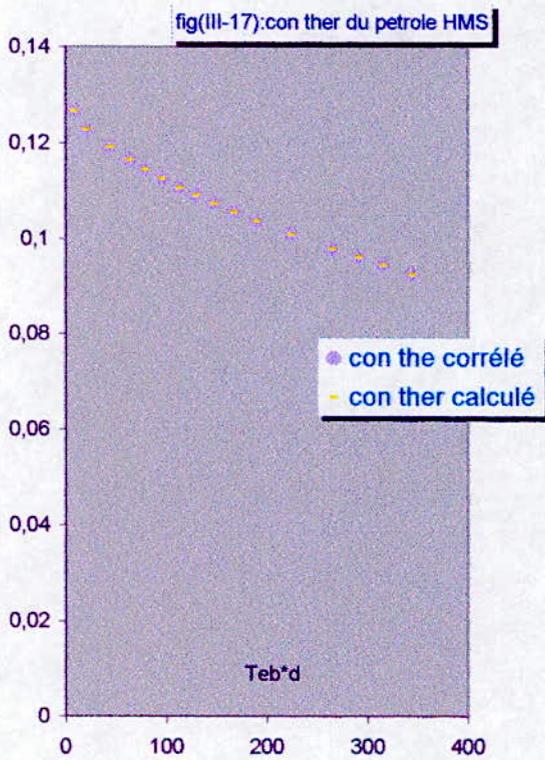
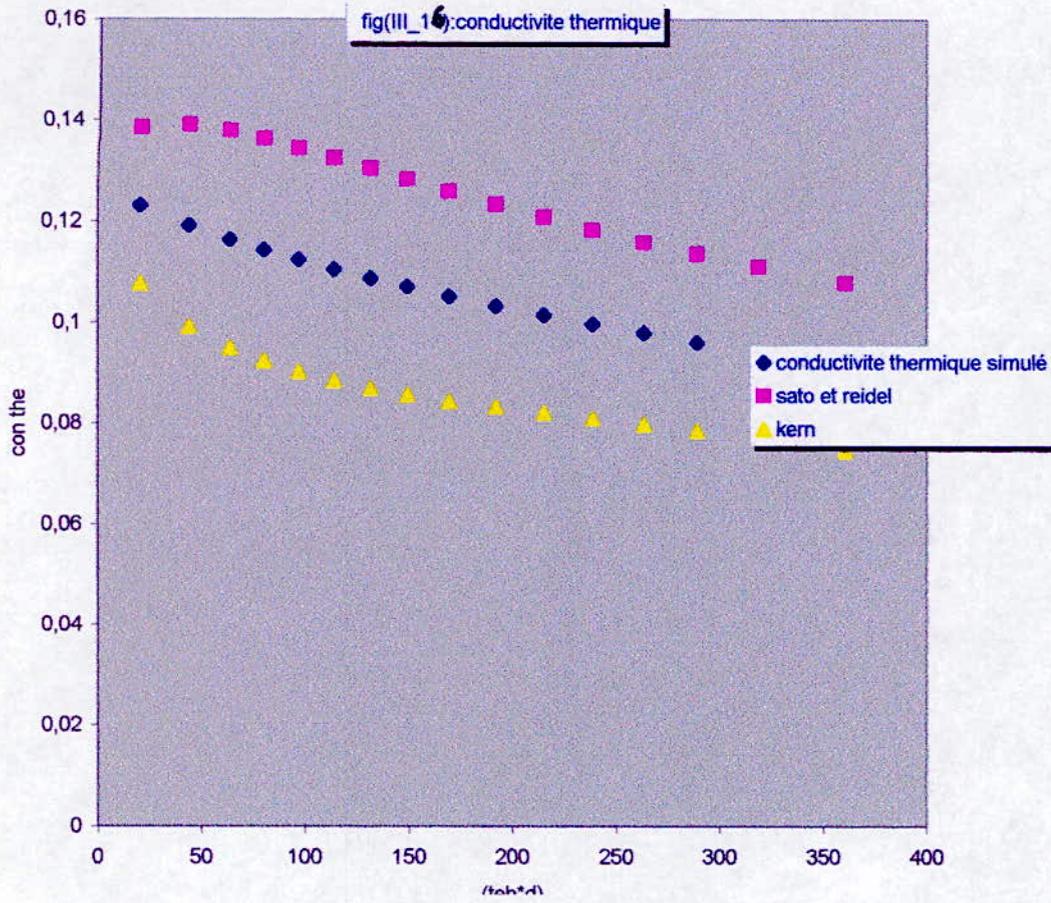


fig(III-14) : H_v dupétrole HMS

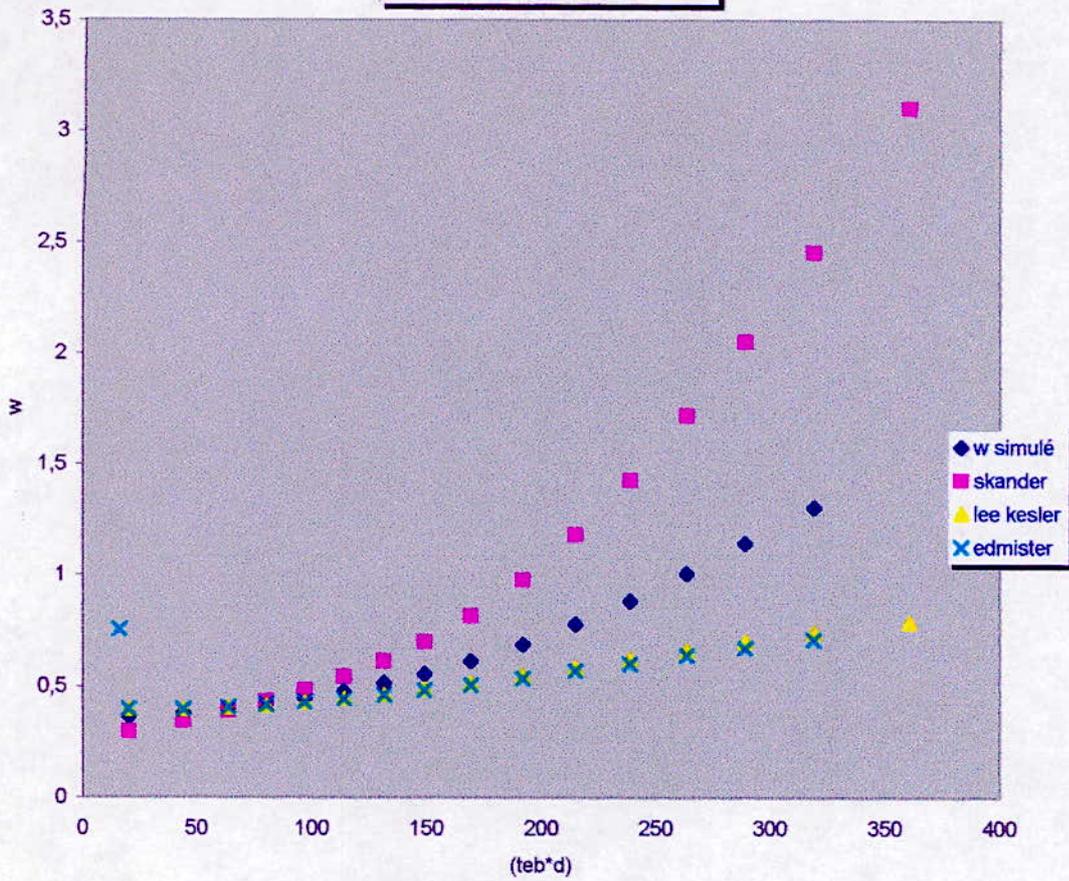


fig(III-15) : erreur(%)





fig(III-19): facteur acentrique simulé



fig(III-20):w du petrole HMs

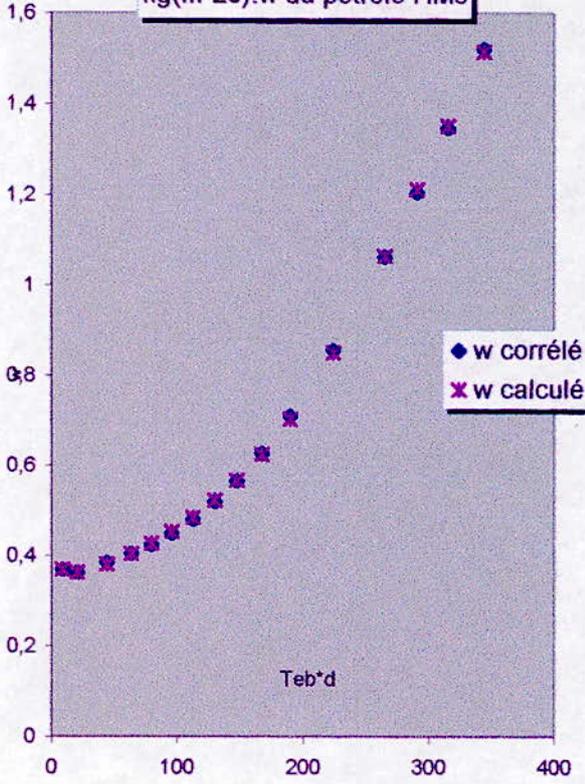
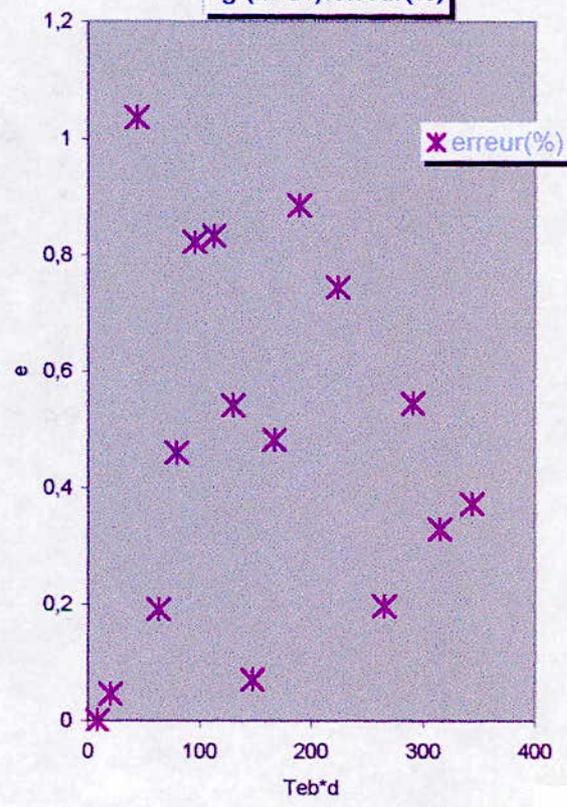


fig (III-21):erreur(%)



3-PROPRIETES CRITIQUES

-DIFFERENTES EQUATIONS DE SIMULATION :

$Tc = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d) \ln(Teb \times d) + e(Teb \times d)^2 + f(Teb \times d)^3$	(III-24)
$Pc = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1.5} + e(\ln(Teb \times d))^2 + f \frac{\ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)^2}$	(III-25)
$Vc = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1.5} + e(Teb \times d)^{2.5} + f(Teb \times d)^3$	(III-26)
$Zc = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + e(Teb \times d)^{2.5} + f(Teb \times d)^3$	(III-27)

Tableau (III-17) : différentes équations de simulation

Avec :

paramètres	Tc	Pc	Vc	Zc
a	704,351	31,05061	257,9395	0,259719
b	8,064577	-0,32467	2,821622	-4,8E-05
c	-1,04781	0,011064	-0,18208	3,77E-07
e	0,001998	0,834479	0,00131	-2,4E-07
f	-1,3E-06	-85,0151	-4,8E-05	5,6E-09
R ²	1	0,999994	0,999995	0,999957

Tableau (III-18) : valeurs des constantes des équations

-EQUATIONS DES FACTEURS CORRECTIFS

ces équations ont été développés par rapport au pétrole HMS

$\Delta(Tc) = a + b(Teb \times d) + c \frac{(Teb \times d)}{\ln(Teb \times d)} + e \frac{\ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)} + f \frac{\ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)^2}$	(III-28)
$\Delta(Pc) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1.5} + \frac{e}{(Teb \times d)^{1.5}} + f \frac{\ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)^2}$	(III-29)
$\Delta(Vc) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^3 + \frac{e}{\ln(Teb \times d)} + \frac{f}{(Teb \times d)}$	(III-30)
$\Delta(Zc) = a + b(Teb \times d) + \frac{c}{\sqrt{(Teb \times d)}} + \frac{e}{(Teb \times d)^{1.5}} + f \frac{\ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)^2}$	(III-31)

Tableau (III-19) : équations des facteurs correctifs

Avec :

VALEURS DES PARAMETRES	Equation (III-28)	Equation (III-29)	Equation (III-30)	Equation (III-31)
a	-13,0603	-2,21237	31,19222	0,013472
b	-0,11045	0,010825	0,088733	-2,7E-05
c	0,834387	-0,00033	-1,7E-07	-0,18379
e	106,1022	1930,631	-163,557	16,25769
f	-735,447	-2574,61	416,8773	-20,5281
R ²	0,99906	0,997584	0,997174	0,978394

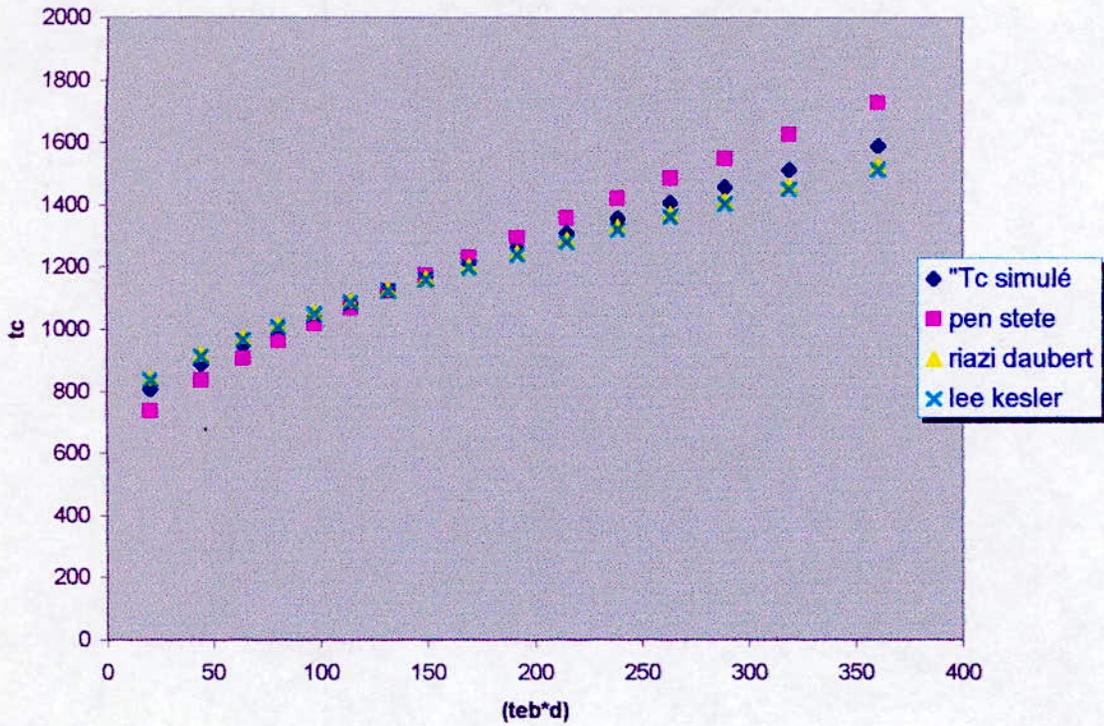
Tableau (III-20) : valeurs des constantes des équations

Commentaire :

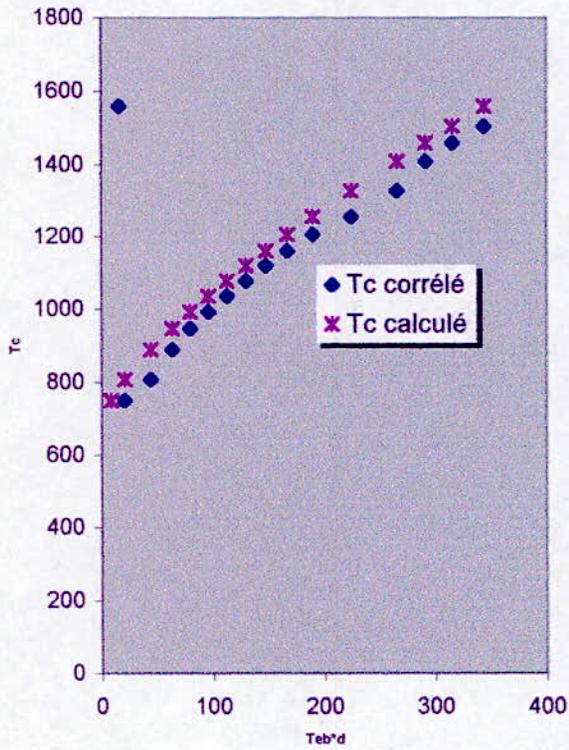
Les faibles erreurs trouvées pour ce groupe de caractéristique sont très satisfaisants, puisque l'erreur maximum enregistrée est de l'ordre de 0.007% et elle a été trouvée pour le volume critique.

Ce qui traduit la fiabilité des corrélations proposées, ces résultats sont illustrés en figure (III-22) à (III-34). nous pourrions dire que ces équations permettent le calcul de propriétés généralement difficile à atteindre par expérience.

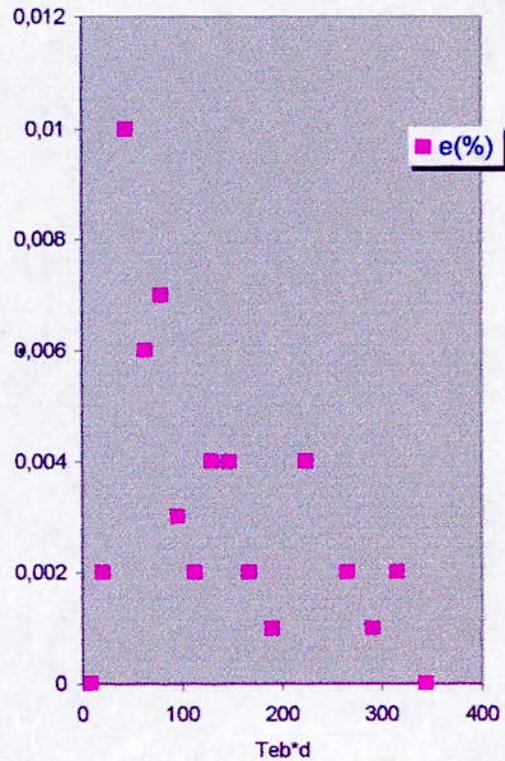
fig (III-24):temperature critique simulé



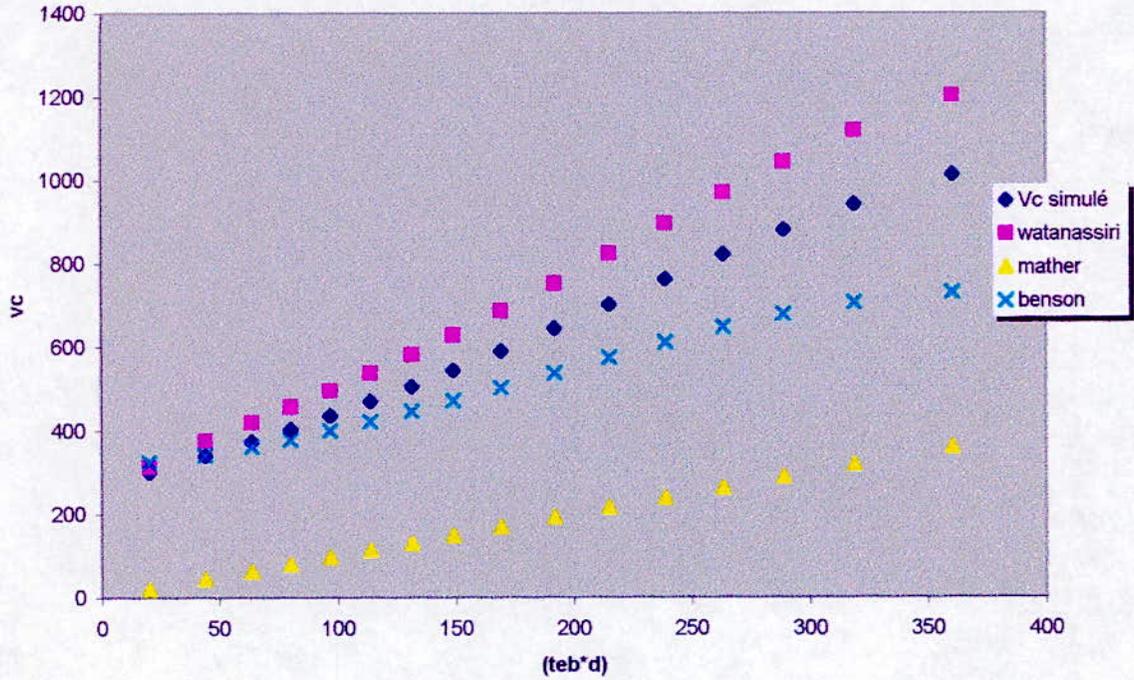
fig(III-25):Tc du pétrple HMS



fig(III-26):erreur(%)



fig(III-27):volume critique simulé



fig(III-28):vc du petrole Hms

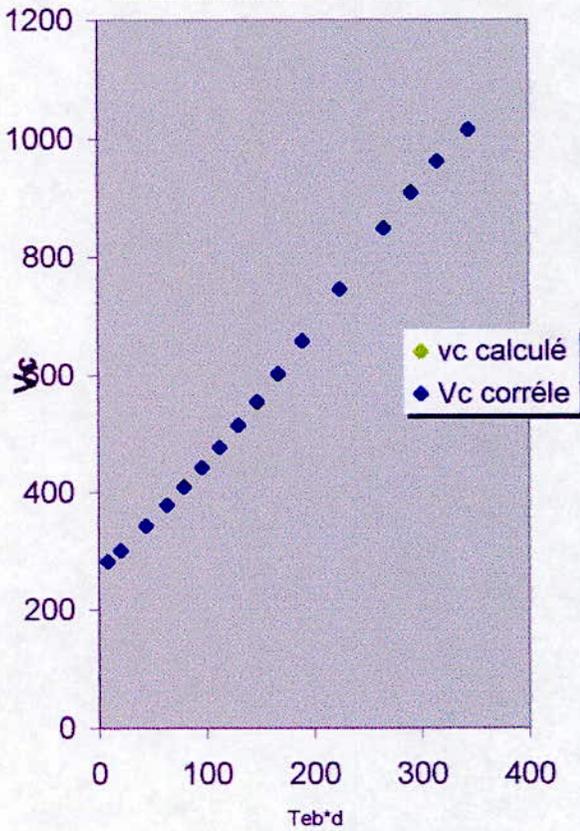
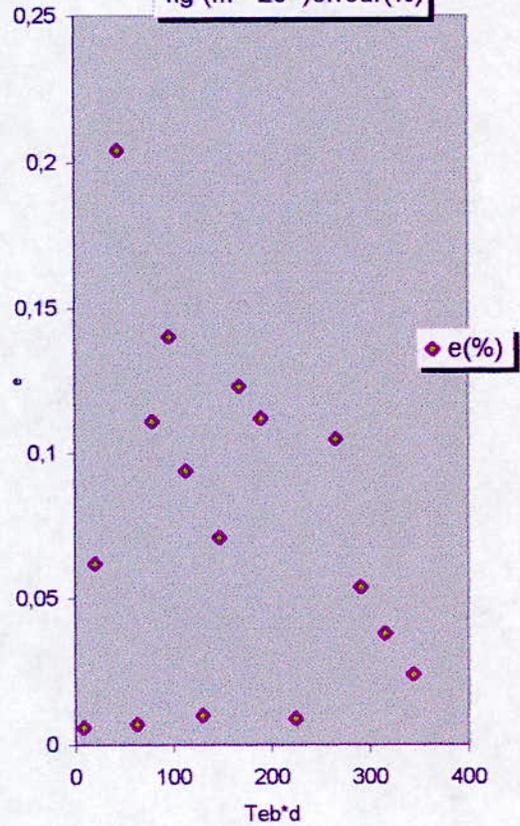


fig (III- 29)erreur(%)



4-PROPRIETES OPTIQUES

1-CALCUL DE L'INDICE DE REFRACTION DU PETROLE HMS :

$$n = a + b(d) + c (d)^{2.5} + e (EXP(d)) + \frac{f}{Ln(d)} \tag{III-32}$$

paramètres	valeurs
a	-9,59118
b	-11,4403
c	-6,62474
e	10,79172
f	0,007436
R ²	0,991072

Tableau (III-21) constantes de l'équation (III-32)

Le calcul de l'indice de réfraction du pétrole HMS ainsi que l'application d'autres corrélations est donné par le tableau (III- 22)

n1 : indice de réfraction calculé par notre corrélation

n2 : indice de réfraction calculé par l'équation de CHITOUR ET Coll [3]

n3 : indice de réfraction calculé par l'équation de MARTIN LIPKIN

n exp	n 1	erreur (%)	n 2	erreur (%)	n 3	erreur(%)
	1,3311		1,3343		1,3530	
1,3725	1,3593	0,9644	1,3591	0,9769	1,3769	0,3227
1,3948	1,3837	0,7951	1,3822	0,9024	1,3973	0,1762
1,405	1,3974	0,5435	1,3954	0,6849	1,4082	0,2277
1,4123	1,4068	0,3898	1,4044	0,5573	1,4155	0,2262
1,4232	1,4152	0,5619	1,4125	0,7551	1,4218	0,0956
1,4322	1,4227	0,6617	1,4196	0,8803	1,4274	0,3338
1,4396	1,4295	0,7044	1,4260	0,9474	1,4324	0,5026
1,4454	1,4355	0,6832	1,4317	0,9494	1,4368	0,5964
1,4523	1,4417	0,7297	1,4375	1,0205	1,4412	0,7628
1,4589	1,4480	0,7470	1,4434	1,0652	1,4456	0,9096
1,4691	1,4570	0,8242	1,4516	1,1879	1,4515	1,2000
1,4762	1,4677	0,5759	1,4614	1,0057	1,4574	1,2758
1,4778	1,4747	0,2076	1,4678	0,6790	1,4606	1,1621
1,4873	1,4816	0,3847	1,4743	0,8769	1,4635	1,6020
1,4939	1,4893	0,3080	1,4825	0,7645	1,4665	1,8337
		0,6054		0,8836		0,7485

Tableau (III-22) : indice de réfraction du pétrole HMS

2-CALCUL DE L'INDICE DE CORRELATION :

a- pétrole simule

l'équation de l'indice de corrélation simule est :

$$I = a + b (Teb \times d) + c (Teb \times d)^{1.5} + e (Teb \times d)^3 + f \frac{(Teb \times d)}{\ln(Teb \times d)} \tag{III-33}$$

avec :

paramètres	valeurs
a	0,199012
b	-0,00201
c	1,49E-05
e	-4,8E-10
f	0,012226
R ²	0,999994

Tableau (III-23) : constantes de l'équation (III-33)

b- pétrole HMS

L'expression du facteur correctif est :

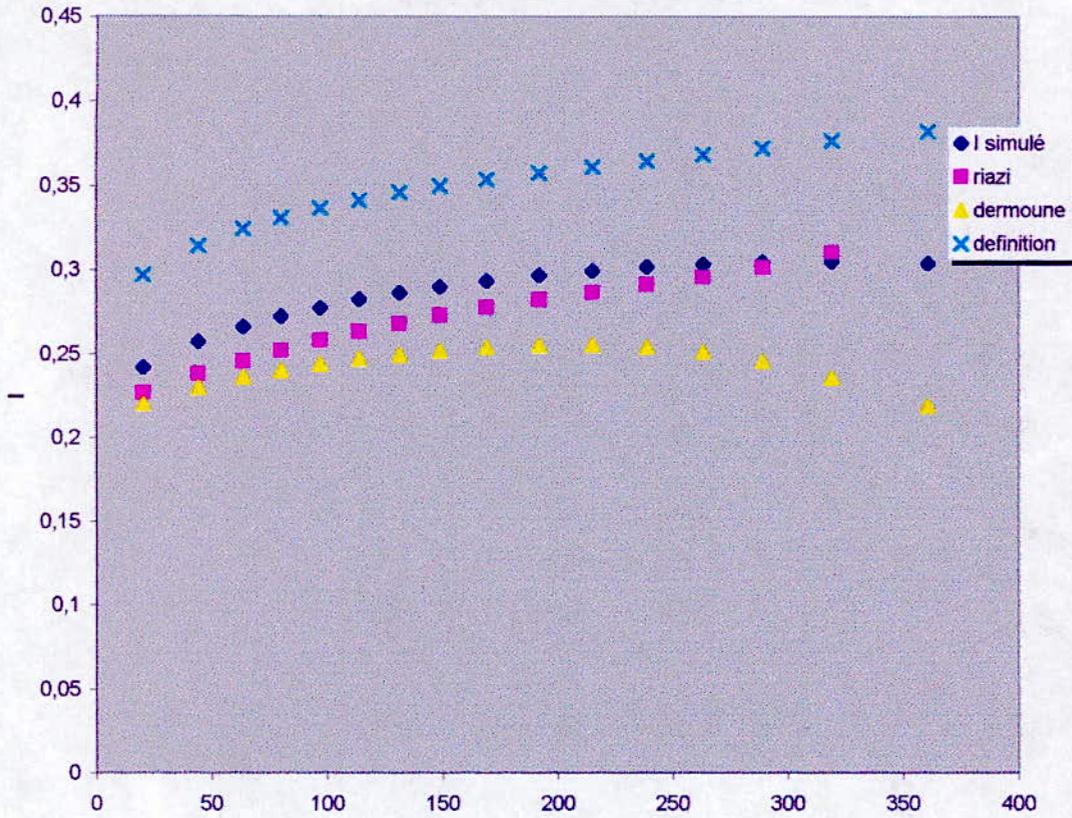
$$\Delta(I) = a + b (Teb \times d) + c (Teb \times d)^3 + e (\ln(Teb \times d))^2 + \frac{f}{(Teb \times d)^2} \tag{III-34}$$

avec :

paramètres	valeurs
a	0,005523
b	4,8E-05
c	-1E-10
e	-0,00054
f	-0,49418
R ²	0,995165

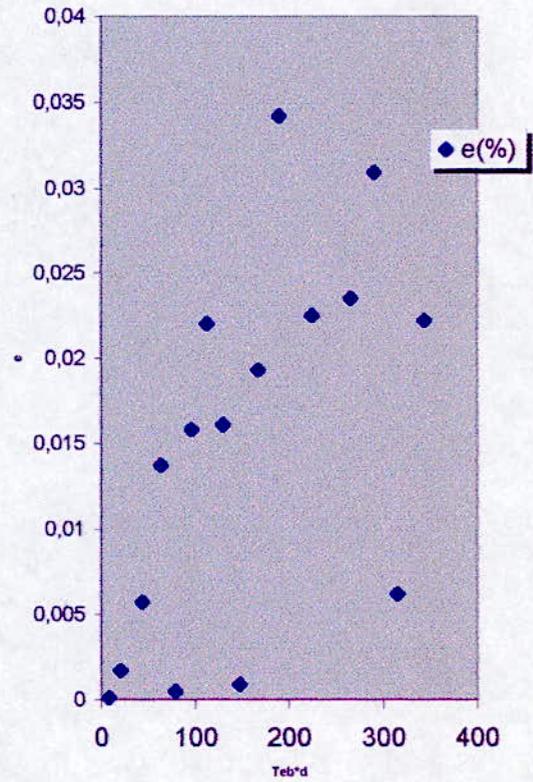
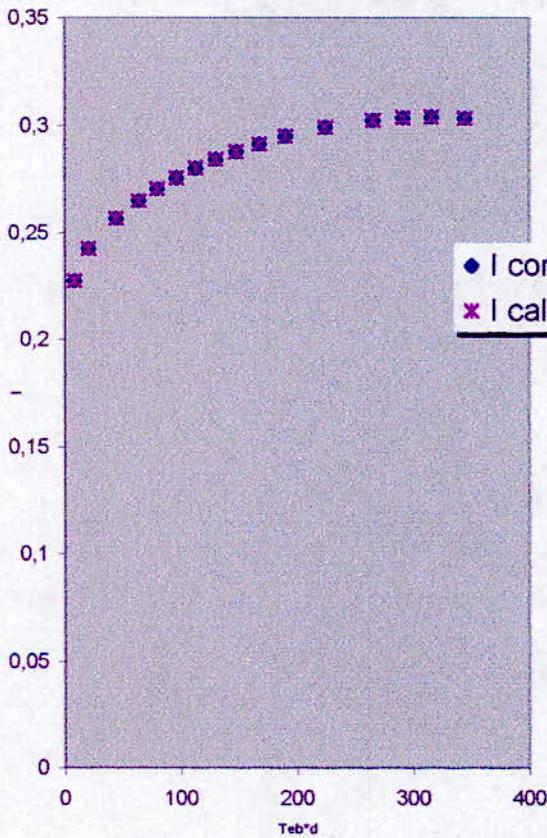
Tableau (III-24) constantes de l'équation (III-34)

fig (III-) :facteur de caracterisation simulé



fig(III) : I dupétrole HMs

fig (III- 33)erreur (%)



5-PROPRIETES SPECIFIQUES

- DIFFERENTES EQUATIONS DE SIMULATION

$kuop = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1.5} + e(Teb \times d)^2 \ln(Tebd) + \frac{f}{(Teb \times d)}$	(III-35)
$PA = a + b(Teb \times d)^2 + c(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + f \sqrt{(Teb \times d)}$	(III-36)
$C/H = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1.5} + e(Teb \times d)^2 + f(Teb \times d)^3$	(III-37)

Tableau (III-25) : différentes équations de simulation

Avec :

PARAMETRES	KUOP	PA	RAPPORT C/H
a	12,924	117,9571	4,549147
b	-0,03269	0,006251	0,058038
c	0,002831	-0,00094	-0,00561
e	-1,1E-05	-7,03324	0,000165
f	7,373009		-2,9E-08
R ²	0,999849	0,999508	0,999944

Tableau (III-26) : constantes des équations

- EQUATIONS DES FACTEURS CORRECTIFS

ces équations ont été développées par rapport au pétrole HMS

$\Delta(kuop) = a + b(Teb \times d) + \frac{c}{(Teb \times d)} + \frac{e}{(Teb \times d)^2} + f \text{ EXP}(-(Teb \times d))$	(III-38)
$\Delta(PA) = a + b(Teb \times d) + c(\ln(Teb \times d))^2 + e \frac{(Teb \times d)}{\ln(Teb \times d)} + f \sqrt{(Teb \times d)}$	(III-39)
$\Delta(C/H) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d) \ln(Teb \times d) + e(\ln(Teb \times d))^2 + \frac{f}{(Teb \times d)}$	(III-40)

Tableau (III-27) : équations des facteurs correctifs

avec :

Valeurs des Paramètres	Equation (III-38)	Equation (III-39)	Equation (III-40)
a	0,16076	138,9434	0,991301
b	-0,00018	-8,32361	0,029881
c	-7,30122	36,9394	-0,00384
e	71,82815	87,52438	-0,10673
f	-1436,15	-198,798	-7,42437
R ²	0,996708	0,994783	0,996231

Tableau (III-28) : constantes des équations

Commentaire :

D'après les résultats obtenus, pour ce type de caractéristique nous pouvons dire que nous avons choisi la bonne équation qui est vraiment représentative des valeurs calculées, puisque les écarts enregistrés sont très faibles ; ils sont de l'ordre de 0.003, 0.041 et 0.015 % respectivement pour le $kuop$ le rapport c/h et enfin le point d'aniline.

SIMULATION DE LA TBP DU DEUXIEME GROUPE

❖ LE POURCENTAGE VOLUMIQUE EN FONCTION DE LA TEMPERATURE D'EBULLITION :

« (%v)=f(Teb) »

Le tracé des courbes TBP, ensembles sur un même graphe, nous a permis d'obtenir une courbe TBP simulée, ces résultats figurent dans le tableau(III-29)

FR	Teb	%V	FR	Teb	%V	FR	Teb	%V
1	30	2,26	19	120	23,68	36	220	47,48
2	35	3,01	20	125	25,06	37	230	49,31
3	40	3,85	21	130	26,42	38	240	51,06
4	45	4,76	22	135	27,78	39	250	52,76
5	50	5,75	23	140	29,13	40	260	54,41
6	55	6,80	24	145	30,46	41	270	56,05
7	60	7,90	25	150	31,76	42	280	57,71
8	65	9,06	26	155	33,05	43	290	59,41
9	70	10,27	27	160	34,32	44	300	61,19
10	75	11,51	28	165	35,56	45	310	63,11
11	80	12,79	29	170	36,78	46	320	65,19
12	85	14,10	30	175	37,97	47	330	67,48
13	90	15,43	31	180	39,14	48	340	70,05
14	95	16,79	32	185	40,28	49	350	72,95
15	100	18,15	33	195	42,47	50	360	76,22
16	105	19,53	34	200	43,52	51	370	79,95
17	110	20,91	35	210	45,55	52	400	94,52
18	115	22,29						

Tableau (III-29) : la courbe TBP simulée

La corrélation proposé donnant la température d'ébullition en fonction du pourcentage volumique distille est :

$$\%V = a + b \cdot (Teb) + c \cdot (Teb)^2 + e \cdot (Teb)^3 + f \cdot (Teb)^4 \tag{III-41}$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	3,76E-07
b	3,79E-05
c	0,002861
e	-1,2E-05
f	1,59E-08

Tableau (III-30) constantes de l'équation(III-41)

2-CALCUL DE LA DENSITE SIMULEE EN FONCTION DE TEMPERATURE D'EBULLITION

« $ds=f(Teb)$ »

de la même manière on obtient la densité simulé, qui est représentée par le tableau (III-31)

FRACTION	Teb	d	FRACTION	Teb	d
1	30	0,6177	27	160	0,7726
2	35	0,6290	28	165	0,7759
3	40	0,6392	29	170	0,7791
4	45	0,6485	30	175	0,7822
5	50	0,6572	31	180	0,7851
6	55	0,6653	32	185	0,7880
7	60	0,6729	33	195	0,7935
8	65	0,6801	34	200	0,7961
9	70	0,6870	35	210	0,8011
10	75	0,6935	36	220	0,8058
11	80	0,6998	37	230	0,8104
12	85	0,7058	38	240	0,8148
13	90	0,7115	39	250	0,8191
14	95	0,7170	40	260	0,8233
15	100	0,7223	41	270	0,8275
16	105	0,7275	42	280	0,8317
17	110	0,7324	43	290	0,8359
18	115	0,7371	44	300	0,8403
19	120	0,7417	45	310	0,8449
20	125	0,7460	46	320	0,8496
21	130	0,7503	47	330	0,8547
22	135	0,7543	48	340	0,8600
23	140	0,7583	49	350	0,8657
24	145	0,7621	50	360	0,8718
25	150	0,7657	51	370	0,8784
26	155	0,7692	52	400	0,9015

TABLEAU(III-31) densité du pétrole simulé

La représentation graphique de ces résultats nous a permis d'aboutir à l'équation donnant la densité simulée en fonction de la température d'ébullition :

$$(ds) = a + b \cdot (Teb) + c \cdot (Teb)^{2.5} + e \cdot (Teb)^3 + f \cdot \ln(Teb)/(Teb) \tag{III-42}$$

avec :

PARAMETRES	VAEURS
a	0,625085
b	0,001403
c	-3,8E-07
e	1,48E-08
f	-0,42338
R ²	0,980834

Tableau (III-32) : constantes de l'équation (III-42)

❖ La température d'ébullition en fonction du pourcentage volumique

« $T_{eb}=f(\%v)$ »

En traçant les TBP on obtient une moyenne qu'on représente dans le tableau(II-3)

FRACTION	%V	TEB	FRACTION	%V	TEB
1	5	42,567	11	55	256,103
2	10	67,527	12	60	275,136
3	15	90,984	13	65	293,928
4	20	113,460	14	70	312,497
5	25	135,207	15	75	330,861
6	30	156,371	16	80	349,032
7	35	177,052	17	85	367,023
8	40	197,319	18	90	384,845
9	45	217,225	19	95	402,506
10	50	236,809	20	100	420,016

TABLEAU (III-33) : courbe TBP simulée

Ces résultats sont représentés par l'équation :

$$T_{eb} = a + b \cdot (\%v) + c \cdot (\%v) \cdot \ln(\%v) + e \cdot (\%v) / \ln(\%v) \tag{III-43}$$

PARAMETRES	VALEURS
a	13,33094
b	6,663158
c	-0,57168
e	0,167528
R ²	0,895017

Tableau (III-34) : constantes de l'équation(III-43)

❖ LA DENSITE SIMULEE EN FONCTION DU POURCENTAGE VOLUMIQUE :

« $ds=f(\%v)$ »

de la même manière on obtient la densité simulée qui est représentée par le tableau(III

FRACTION	%V	d	FRACTION	%V	d
1	5	0,6456	11	55	0,8235
2	10	0,6822	12	60	0,8327
3	15	0,7095	13	65	0,8416
4	20	0,7314	14	70	0,8501
5	25	0,7497	15	75	0,8583
6	30	0,7654	16	80	0,8663
7	35	0,7793	17	85	0,8741
8	40	0,7917	18	90	0,8818
9	45	0,8031	19	95	0,8894
10	50	0,8136	20	100	0,9109

TABLEAU(III-35) : densité du pétrole simule

La densité simulée sera donc représentée par l'équation :

$$(ds) = a + b \cdot (\%v) + c \cdot (\%v) \cdot \ln(\%v) + e \cdot \text{EXP}(\%v) + f \cdot \sqrt{(\%v) \cdot \ln(\%v)} \quad \text{(III-44)}$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	0,651996
b	-0,04647
c	0,005594
e	5,23E-46
f	0,050277
R ²	0,879738

Tableau (III-36) : constantes de (III-44)

D'après ces résultats nous avons obtenus un pétrole simulé de densité globale égale à 0.81018 pour cette famille , ensuite nous passons au calcul des propriétés en développant des corrélations relatif au pétrole 13

Après la simulation de la TBP nous passons aux calculs des propriétés

1-CALCUL DE LA DENSITE :

La calcul densité se fera comme suit : d'abord le calcul de la densité simulée par l'équation (III-42) ; pétroles, ensuite nous corrélons la densité de la coupe avec le rapport (ds/dg). nous procéderons de la même manière avec la densité simulée calculé par l'équation (III -44) En utilisant la température d'ébullition nous avons aboutit à l'équation de densité qui est :

$$dc = a + b \cdot (ds/dg) + c \cdot (ds/dg)^{1,5} + e \cdot \frac{\text{Ln}(ds/dg)}{(ds/dg)} + \frac{f}{(ds/dg)^{1,5}} \tag{III-45a}$$

$$dc = a + b \cdot (ds/dg) + c \cdot (ds/dg)^2 + e \cdot \sqrt{(ds/dg)} \cdot \text{Ln}(ds/dg) + \frac{f}{(ds/dg)} \tag{III-45b}$$

avec :

PARAMETRES	équation (III- 45a)	équation (III-45b)
a	-1447,47	-6431,76
b	714,9475	6432,553
c	-265,368	-236,391
e	1181,974	-5722,59
f	998,7048	236,4093
R ²	0,972231	0,856847

Tableau (III-36) : constantes des équations

L'applications de nos corrélations ainsi que la comparaisons à d'autres corrélations est représenté par le tableau (III-37))

d exp : densité expérimentale

d1 :densité calcule par (III-45a)

d2:densite calcule parla corrélation de CHITOUR ET COL[3]

d3:densite calcule par la corrélation de CHITOUR ET COL [4]

d4 :densité calcule par (III-45b)

fr	dexp	d1	erreur(%)	d2	erreur(%)	d3	erreu (%)	d4	erreur(%)
33	0,6314	0,6148	2,7068	0,6687	5,9053	0,6677	5,7435	0,6615	4,7624
65	0,6816	0,6739	1,1462	0,7095	4,0906	0,7087	3,9755	0,6946	1,9074
90	0,7149	0,7056	1,3128	0,7312	2,2735	0,7318	2,3654	0,7278	1,8030
110	0,7272	0,7262	0,1428	0,7454	2,4992	0,7475	2,7954	0,7471	2,7302
130	0,7444	0,7436	0,1082	0,7573	1,7369	0,7610	2,2315	0,7654	2,8252
150	0,7568	0,7586	0,2368	0,7678	1,4536	0,7730	2,1461	0,7779	2,7867
170	0,7797	0,7716	1,0470	0,7766	0,4003	0,7832	0,4442	0,7924	1,6281
190	0,7886	0,7830	0,7106	0,7848	0,4809	0,7929	0,5398	0,8008	1,5423
213	0,8004	0,7944	0,7596	0,7929	0,9321	0,8025	0,2656	0,8099	1,1889
238	0,8133	0,8056	0,9518	0,8009	1,5243	0,8121	0,1438	0,8191	0,7160
263	0,8328	0,8161	2,0405	0,8077	3,0105	0,8204	1,4848	0,8283	0,5446
288	0,8431	0,8266	1,9960	0,8141	3,4377	0,8285	1,7313	0,8365	0,7783
313	0,8474	0,8377	1,1570	0,8200	3,2283	0,8363	1,3092	0,8418	0,6622
338	0,8638	0,8502	1,6021	0,8252	4,4738	0,8429	2,4207	0,8483	1,7962
365	0,8738	0,8663	0,8691	0,8305	4,9554	0,8497	2,7626	0,8534	2,3314
400	0,9220	0,8913	3,4405	0,8361	9,3142	0,8541	7,3601	0,8583	6,9124

Tableau (III-37) : calcul de la densité du pétrole 13

1-PROPRIETES DE TRANSPORT

-DIFFERENTES EQUATIONS DE SIMULATION

$MM = a + b (Teb \times d) + c (Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + e (Teb \times d)^{2.5} + f (Teb \times d)^3$	(III-46)
$Vm = a + b (Teb \times d) + c (Teb \times d)^{1.5} + e (Teb \times d)^2 + f (Teb \times d)^{2.5}$	(III-47)
$Ts = a + b (Teb \times d) + c (Teb \times d)^{1.5} + e \times (Teb \times d)^3 + f \sqrt{(Teb \times d)} \ln(Teb \times d)$	(III-48)
$\mu_{100} = \frac{1}{(a + b (Teb \times d) + c (Teb \times d)^{1.5})}$	(III-49)
$\mu_{210} = \frac{1}{\left(a + b (Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + c \frac{(Teb \times d)}{\ln(Teb \times d)} \right)}$	(III-50)

Tableau (III-38) : différentes équations de simulation

Avec :

PARAMETRES	MM	VM	TS	μ_{100}	μ_{210}
a	64,64904	114,7418	13,94013	2,607212	2,812819
b	0,509035	0,632036	-0,24433	-0,0165	5,74E-07
c	-0,00081	-0,1207	0,005551	0,000506	-0,04697
e	0,000543	0,013321	-3E-08		
f	-1,4E-05	-0,00039	0,598124		
R ²	0,999994	0,999741	0,99998	0,999985	0,999981

Tableau (III-39) : constantes des équations

-EQUATIONS DES FACTEURS CORRECTIFS :

ces équations ont été développées par rapport au pétrole 13

$\Delta(Mm) = a + b (Teb \times d) + c (Teb \times d)^2 + e (Teb \times d)^3 + f \frac{\ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)}$	(III-51)
$\Delta(Vm) = a + b (Teb \times d) + c \sqrt{(Teb \times d)} + \frac{e}{\sqrt{(Teb \times d)}} + \frac{f}{(Teb \times d)}$	(III-52)
$\Delta(Ts) = a + b (Teb \times d) + c (Teb \times d)^3 + e \sqrt{(Teb \times d)} \ln(Teb \times d) + f \frac{(Teb \times d)}{\ln(Teb \times d)}$	(III-53)
$\Delta(\mu_{100}) = \frac{1}{(a + b (Teb \times d)^{1.5} + c (Teb \times d)^3)}$	(III-54)
$\Delta(\mu_{210}) = a + b (Teb \times d) + c (Teb \times d)^{1.5} + e (Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + f (Teb \times d)^3$	(III-55)

Tableau (III-40) : équations des facteurs correctifs

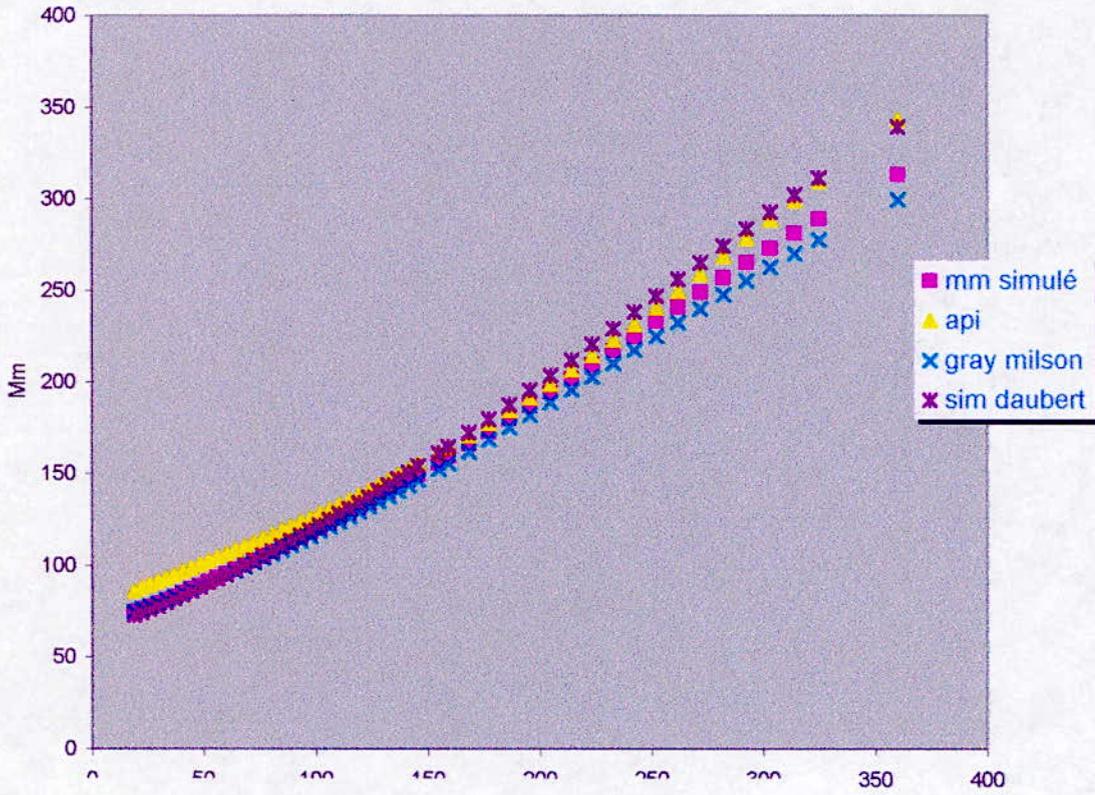
avec :

VALEURS DES PARAMETRES	Equation (III-51)	Equation (III-52)	Equation (III-53)	Equation (III-54)	Equation (III-55)
a	-8,66789	206,9406	30,86591	-154,569	-0,03048
b	0,108186	0,378368	1,707132	0,051704	0,002654
c	-0,00034	-14,4459	-1,7E-08	-4,5E-06	-0,00038
e	3,93E-07	-1207,58	4,236412		3,65E-06
f	30,93123	2477,839	-18,2706		-2,7E-08
R ²	0,962587	0,986663	0,982278	0,994046	0,998634

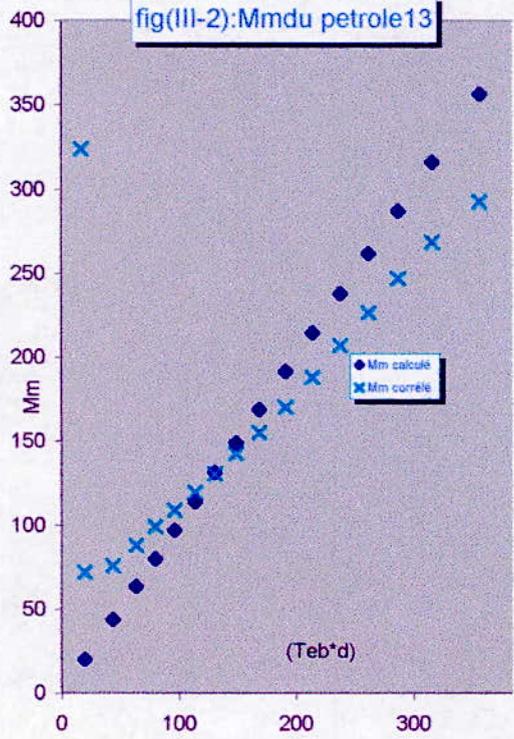
Tableau (III-41) : valeurs des constantes des équations

LES RESULTATS OBTENUES SONT REPRESENTES PAR LES FIGURES (III-47) à (III-53)

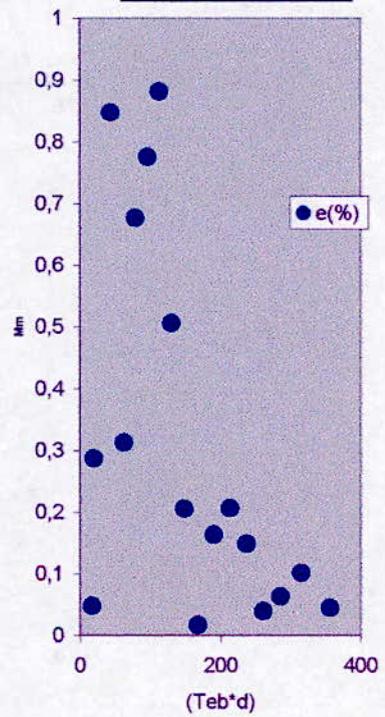
fig(III-1):Masse lomaire simulé



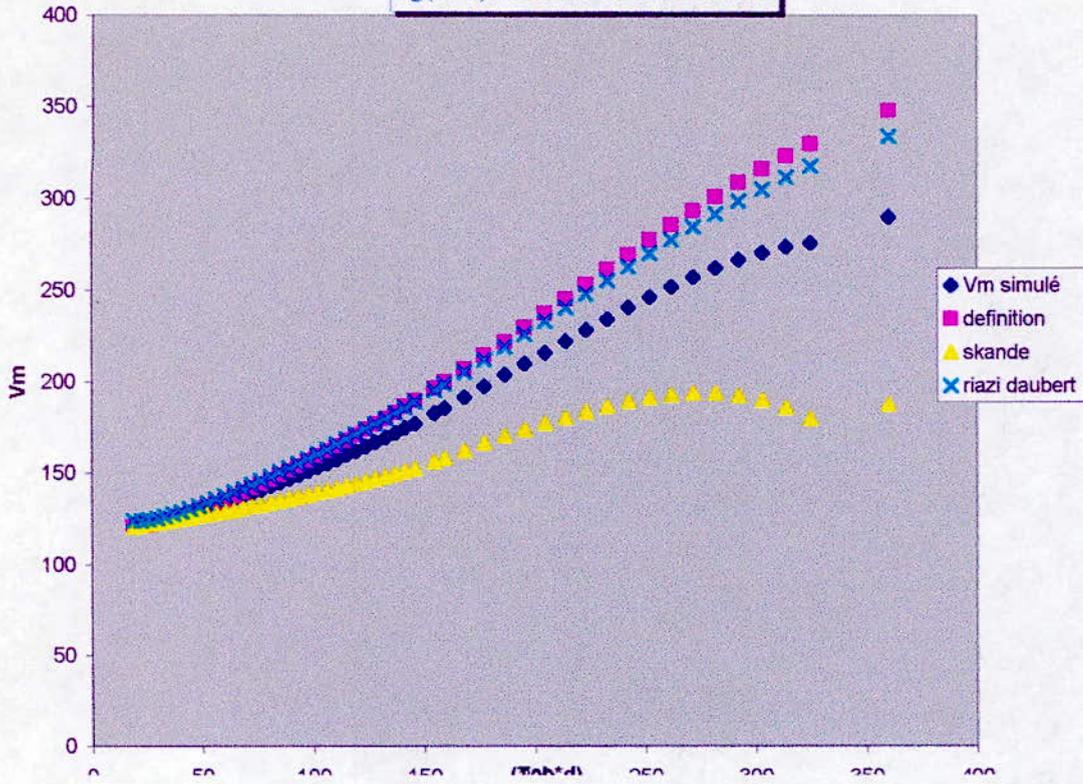
fig(III-2):Mmdu petrole13



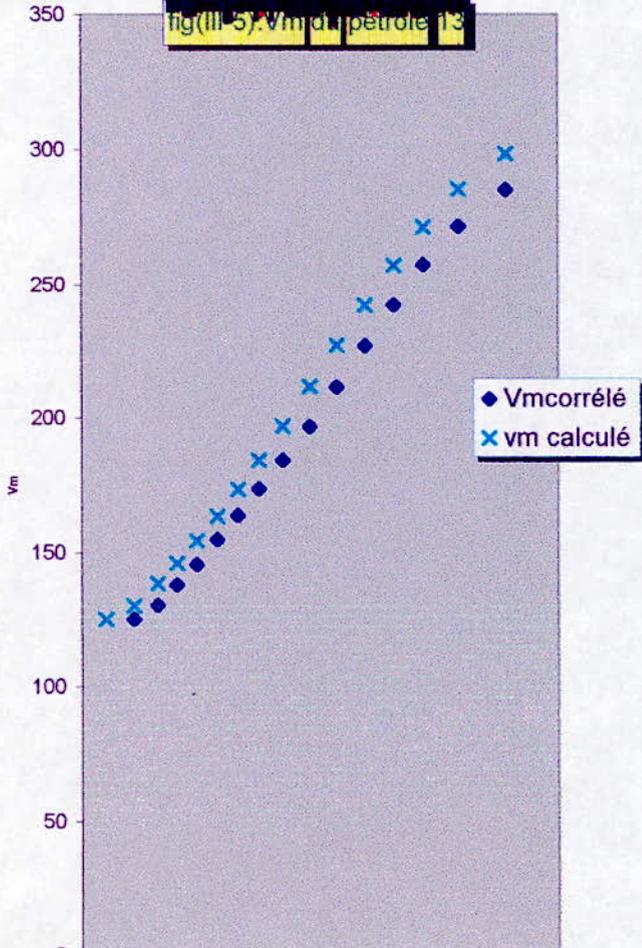
fig(III-1):erreur (%)



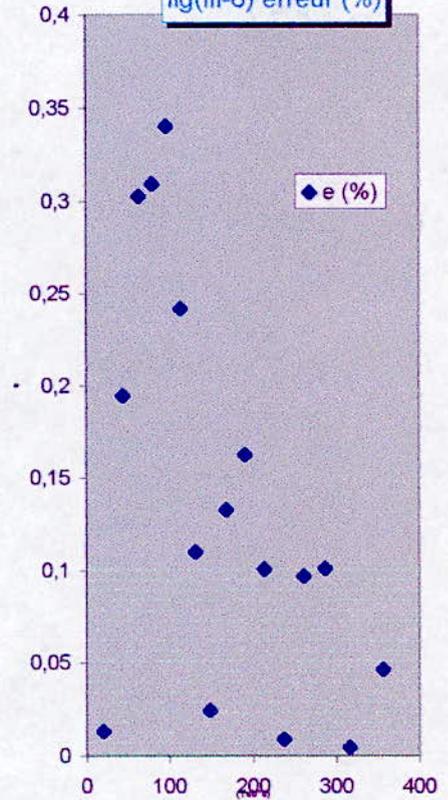
fig(III-4): volume molaire simulé



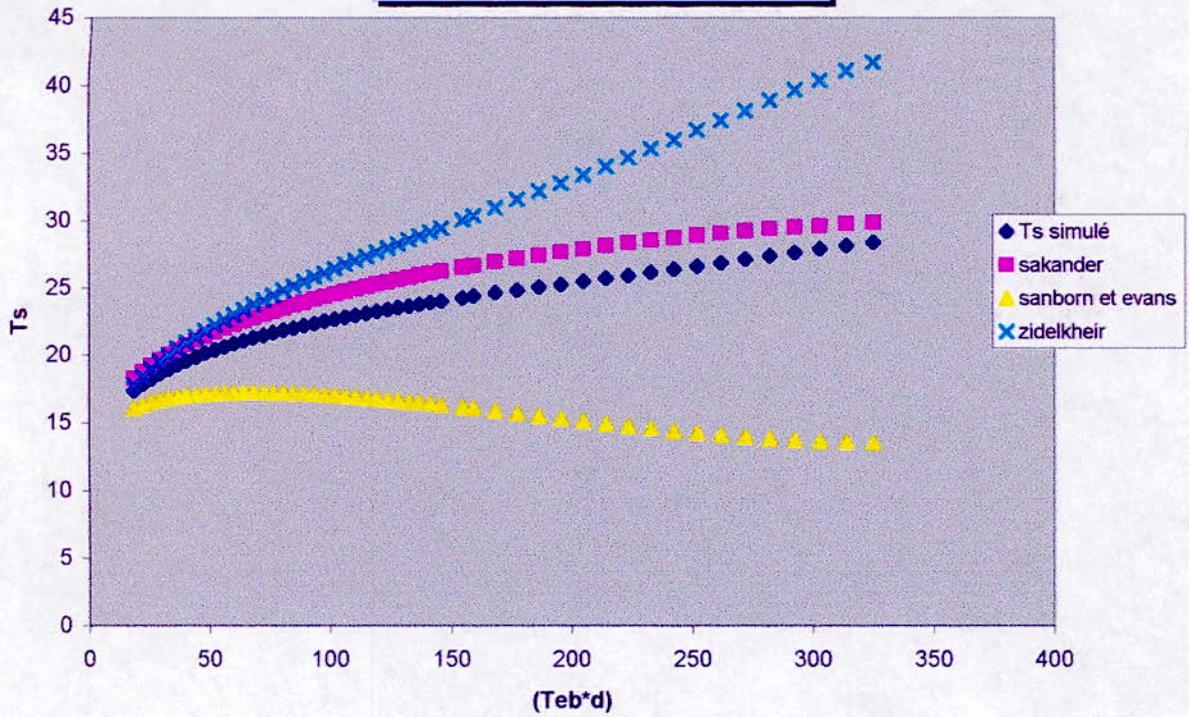
fig(III-5): Vm du pétrole 13



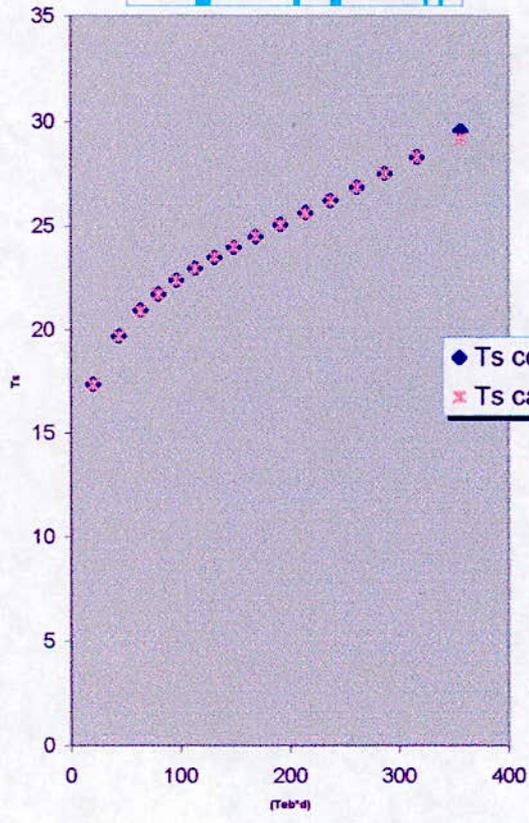
fig(III-6) erreur (%)



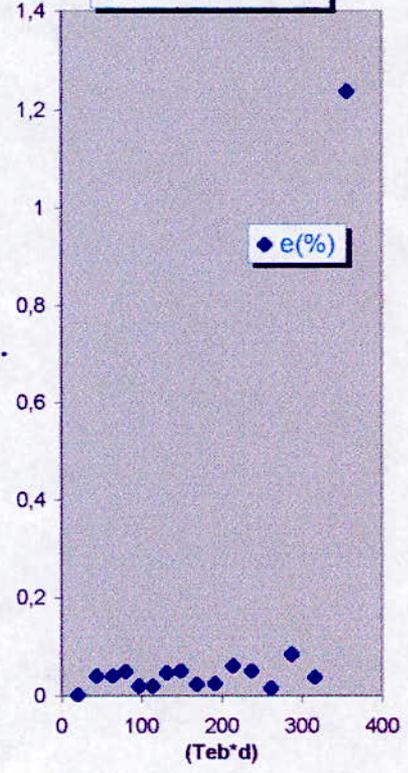
fig(III-53): tension superficielle simulé



fig(II- 54):Ts du pétrole 13



fig(III-55)erreur (%)



2-LES PROPRIETES THERMIQUES

-DIFFERENTES EQUATIONS DE SIMULATION

$Hv = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1.5} + e(Teb \times d)^2 + f(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d)$	(III-56)
$Cp = a + b(Teb \times d) + c \ln(Teb \times d) + e \frac{\ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)} + f / (Teb \times d)^2$	(III-57)
$\lambda = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e(Teb \times d)^{2.5} + f / (Teb \times d)^2$	(III-58)
$\omega = \frac{1}{(a + b(Teb \times d)^{1.5} + c(Teb \times d)^{2.5})}$	(III-59)

Tableau (III-42) : différentes équations de simulation

avec :

PARAMETRES	VALEURS	VALEURS	VALEURS	VALEURS
a	5,871225	0,097888	0,127833	2,890177
b	0,071677	2,9E-05	-0,0002	-0,00078
c	-0,01133	-0,01711	6,1E-07	1,29E-06
e	0,001527	-0,1059	-1,8E-08	
f	-0,00018	0,120947	0,132853	
R ²	0,999998	1	1	0,999795

Tableau (III-43) valeurs des constantes des équations de simulation

-EQUATIONS DES FACTEURS CORRECTIFS

ces équations ont été développées avec le pétrole 13

$\Delta(Hv) = \frac{1}{(a + b(Teb \times d)^3 + \frac{c}{(Teb \times d)^{1.5}})}$	(III-60)
$\Delta(Cp) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + e(Teb \times d)^{2.5} + f(Teb \times d)^3$	(III-61)
$\Delta(\lambda) = a + b(Teb \times d)^2 + c(Teb \times d)^{2.5} + e(Teb \times d)^3$	(III-62)
$\Delta(\omega) = \frac{1}{(a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d) \ln(Teb \times d))}$	(III-63)

Tableau (III-44) : équations des facteurs correctifs

avec :

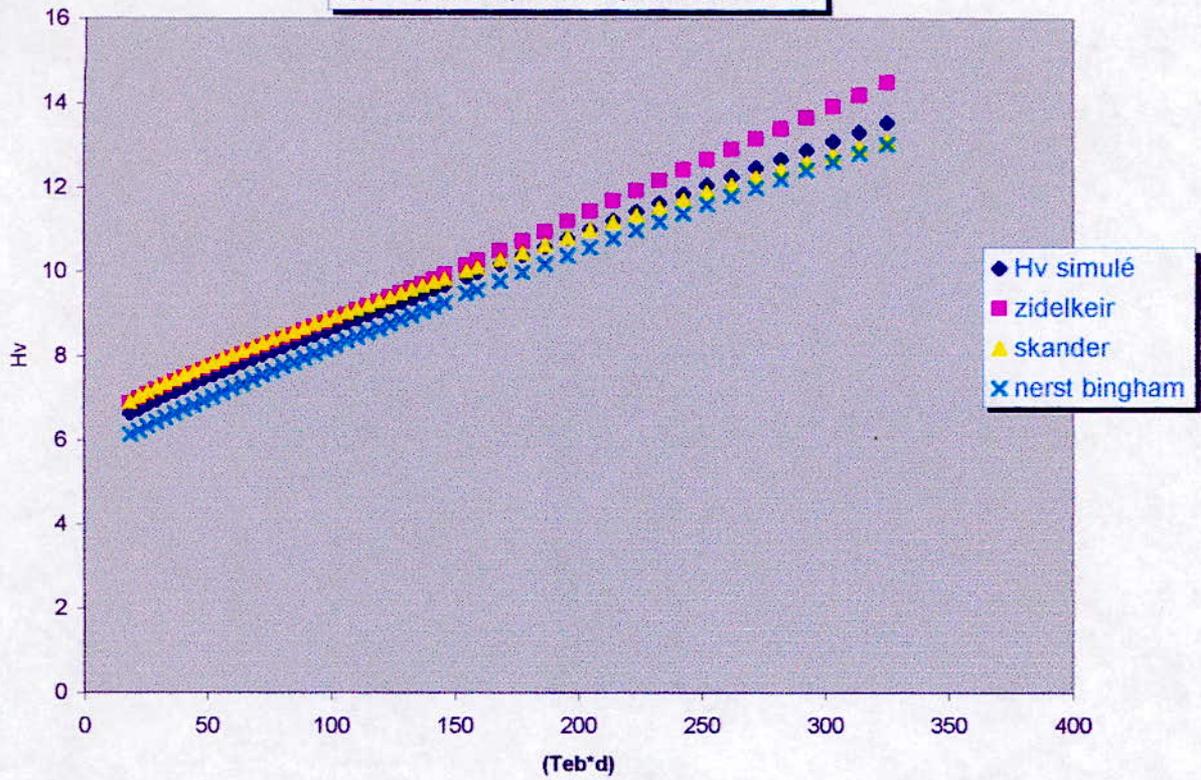
VALEURS DES PARAMETRES	Equation (III-60)	Equation (III-61)	Equation (III-62)	Equation (III-63)
a	14,93468	-0,00151	-0,00111	-0,37671
b	-2,7E-07	2,04E-05	2,68E-07	7,425644
c	9763,519	-6,5E-08	-2,6E-08	-1,28157
e		2,51E-08	6,35E-10	
f		-3,9E-10		
R ²	0,951365	0,999987	0,999298	0,994942

Tableau (III-45) valeurs des constantes

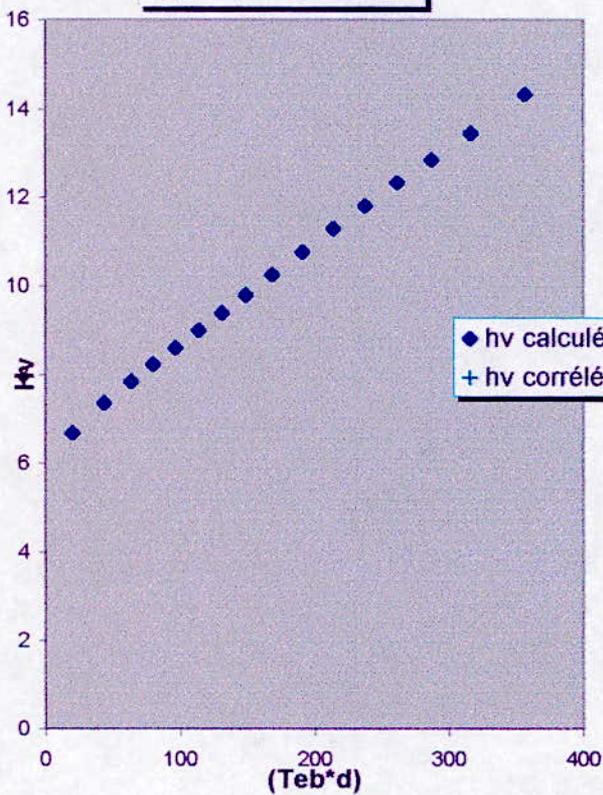
COMMENTAIRE :

les résultats obtenues , sont bons et donnent un écart moyen faible ce qui démontre la validité de la méthode proposé .d'après cela nous recommandons l'utilisation des corrélations trouvées ,pour le calcul des propriétés .

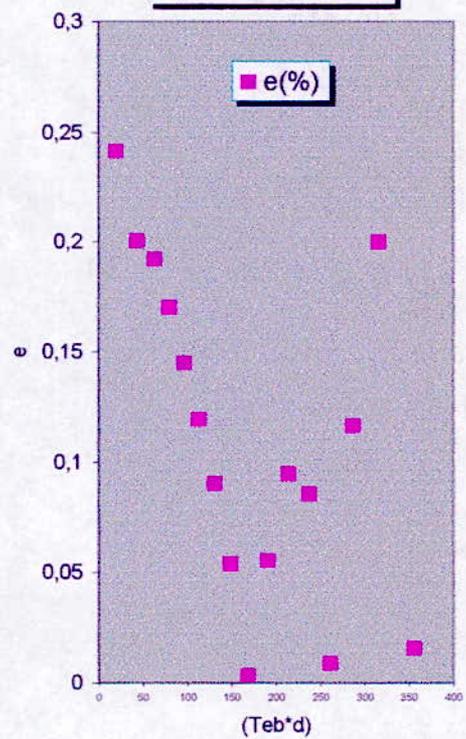
fig(III-5):enthalpie de vaporisation simulé



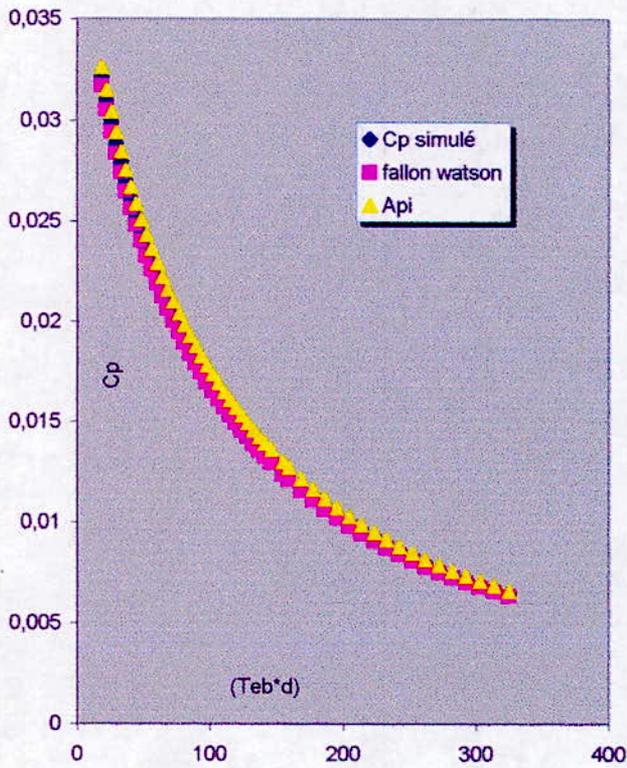
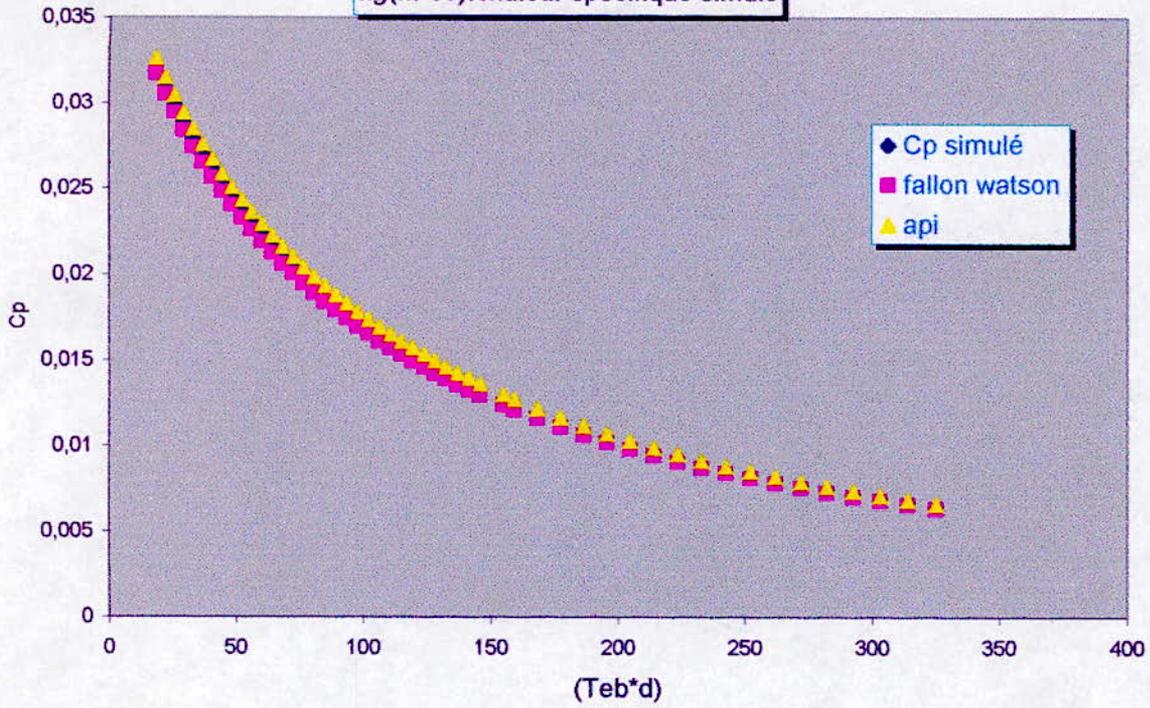
fig(III-57):Hv pétrole 13



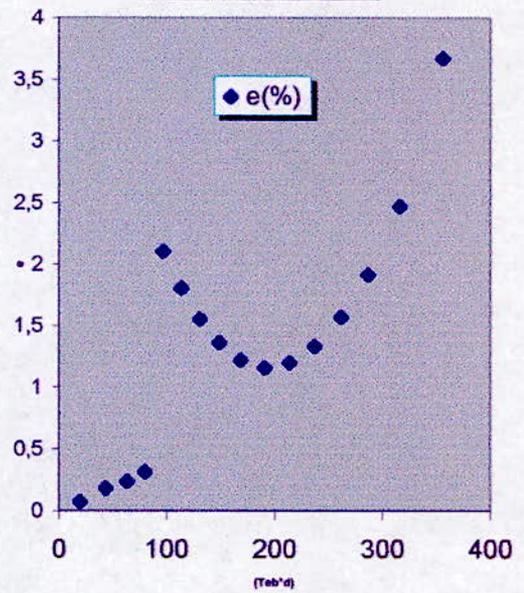
fig(III- 58):erreur(%)

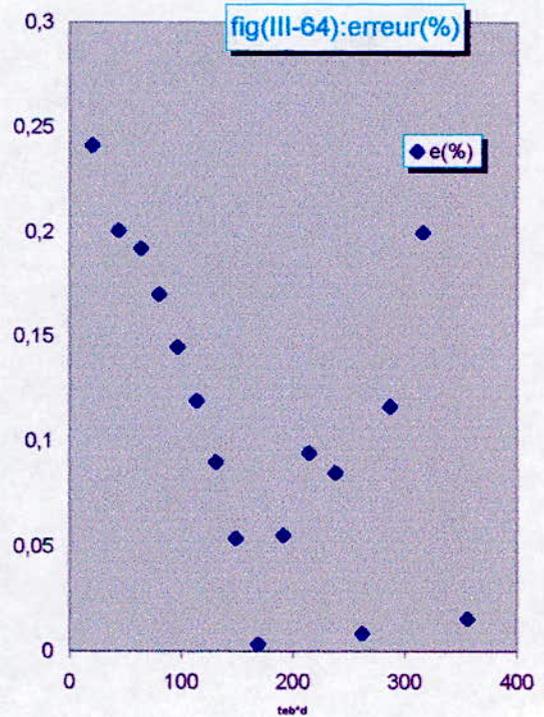
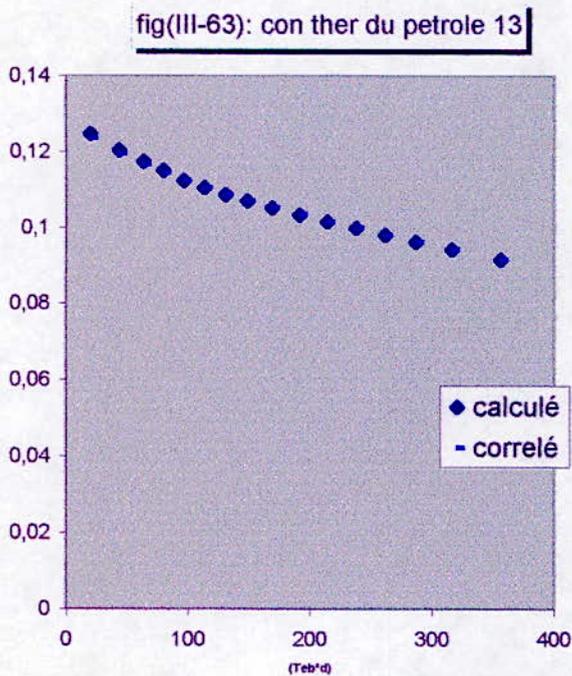
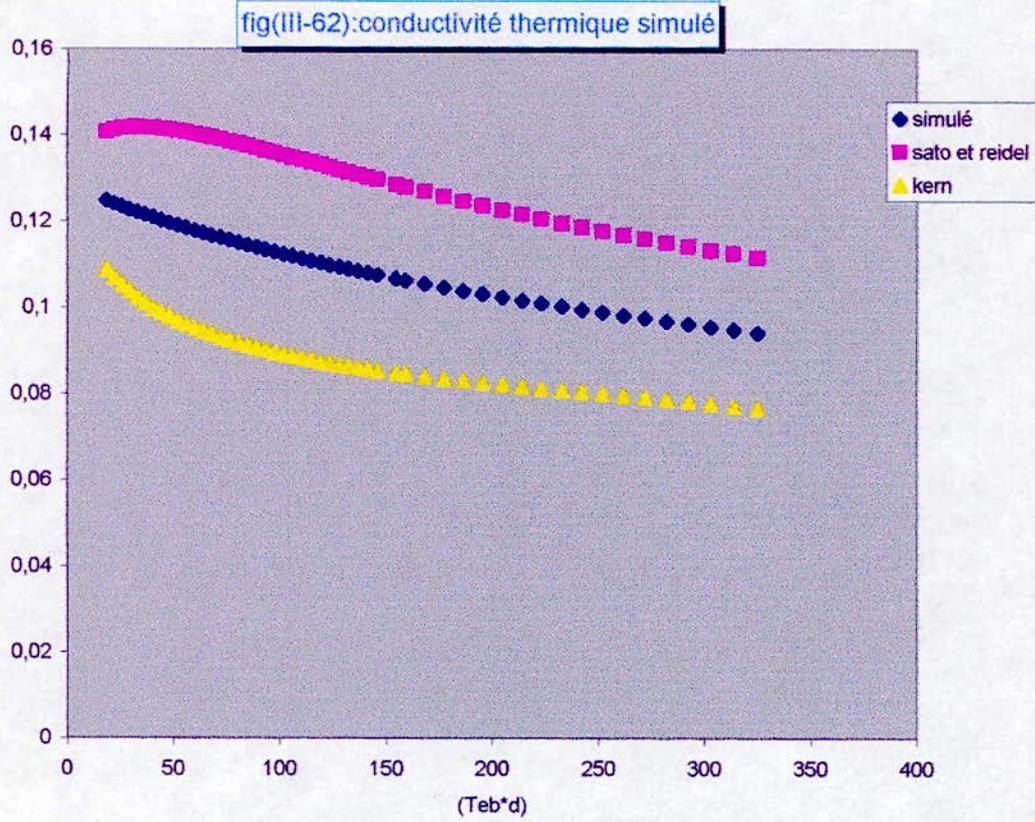


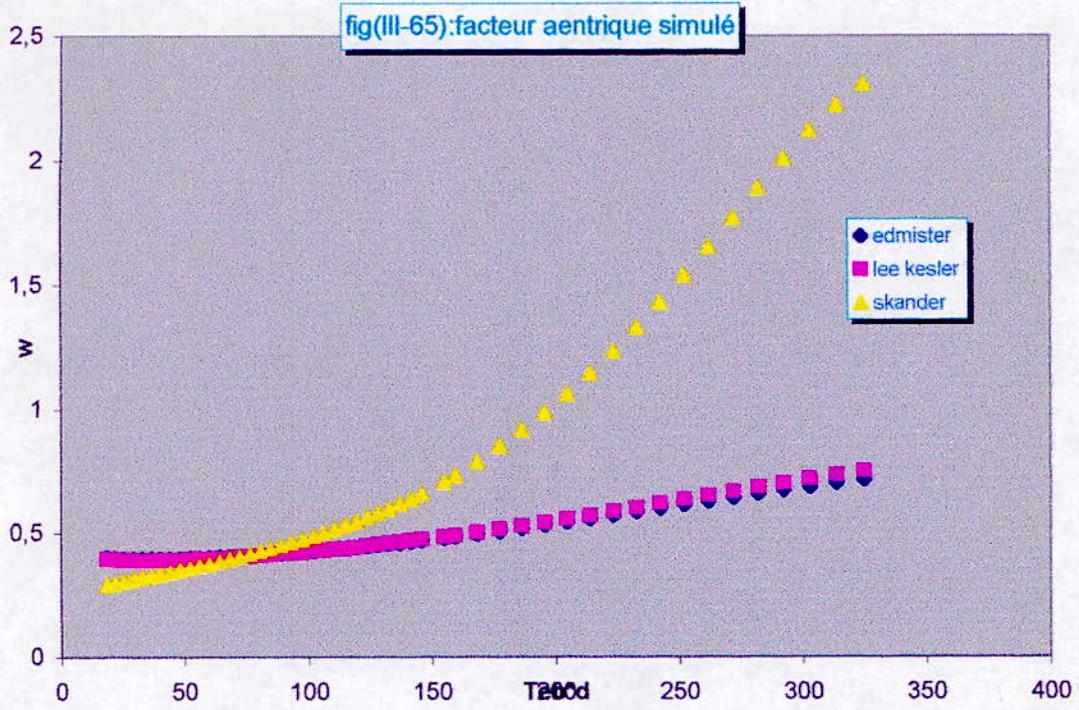
fig(III-59):chaleur specifique simulé



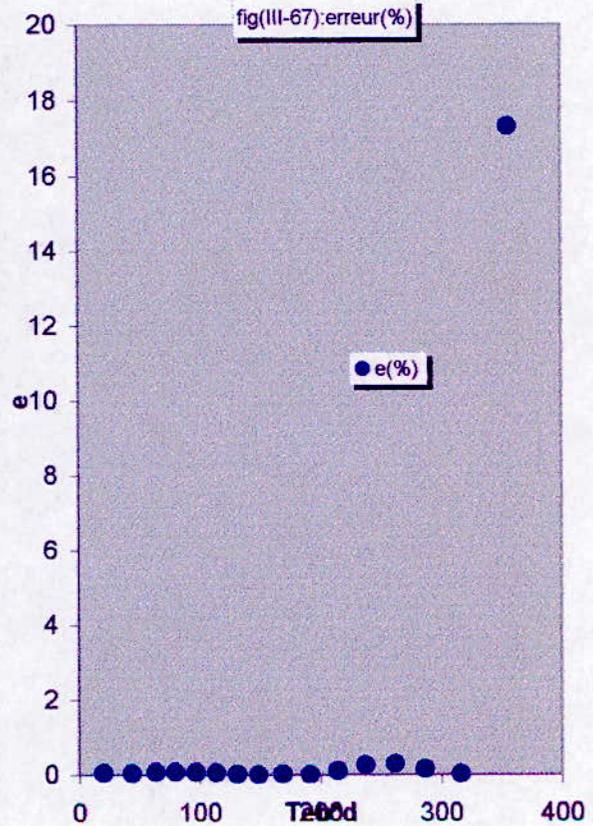
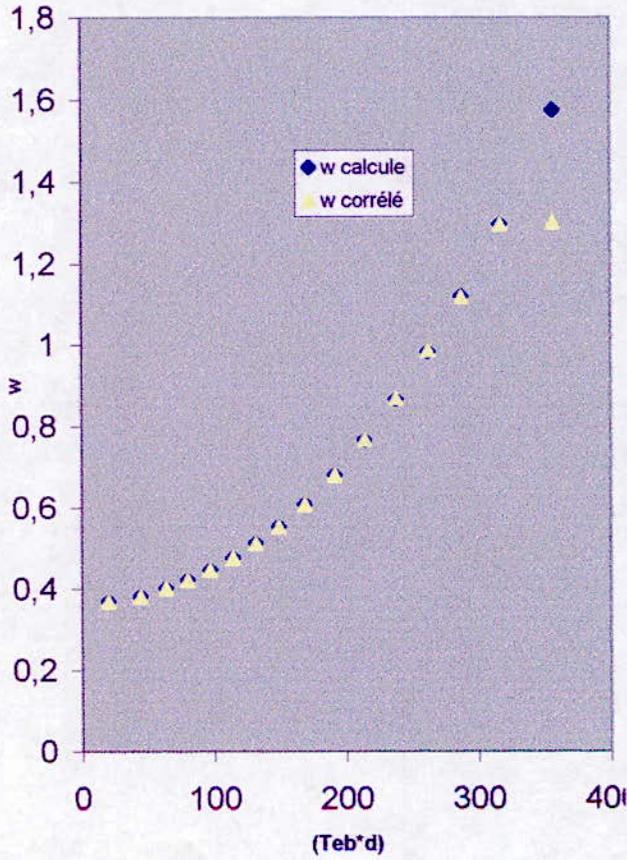
fig(III-61)erreur (%)







fig(III-65):w du petrole 13



3-LES PROPRIÉTÉS CRITIQUES

-DIFFÉRENTES ÉQUATIONS DE SIMULATION

$Tc = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + e\sqrt{(Teb \times d)} \ln(Teb \times d) + f \frac{(Teb \times d)}{\ln(Teb \times d)}$	(III-64)
$Pc = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e\sqrt{(Teb \times d)} + f / (Teb \times d)$	(III-65)
$Vc = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + e(Teb \times d)^{2.5} + f(Teb \times d)^3$	(III-66)
$Zc = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + e(Teb \times d)^{2.5} + f(Teb \times d)^3$	(III-67)

Tableau (III-45) : différentes équations de simulation

Avec :

VALEURS des paramètres	EQUATION (III-64)	EQUATION (III-65)	EQUATION (III-67)	EQUATION (III-67)
a	1250,573	33,66466	253,8718	0,260145
b	30,28997	-0,1901	1,91794	-6,6E-05
c	-6,3E-05	0,000251	-0,00665	7,24E-07
e	79,10157	1,116797	0,003792	-4,2E-07
f	-316,445	-52,9252	-9E-05	9,68E-09
R ²	1	0,999999	0,999997	0,999825

Tableau (III-46) : valeurs des constantes des équations

-ÉQUATIONS DES FACTEURS CORRECTIFS

$\Delta(Tc) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{2.5} + \frac{e}{\ln(Teb \times d)} + f \frac{\ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)}$	(III-68)
$\Delta(Pc) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e\sqrt{(Teb \times d)} + f \text{Exp}(-(Teb \times d))$	(III-69)
$\Delta(Vc) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d) \ln(Teb \times d) + e(Teb \times d)^2 + e \frac{(Teb \times d)}{\ln(Teb \times d)}$	(III-70)
$\Delta(Zc) = a + b \times (Teb \times d) + c(Teb \times d)^{2.5} + e(Teb \times d)^3 + f \frac{\ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)^2}$	(III-71)

Tableau (III-45) : équations des facteurs correctifs

VALEURS DES PARAMETRES	Equation (III-68)	Equation (III-69)	Equation (III-70)	Equation (III-71)
a	-67,4708	-1,60073	356,4881	5,26E-05
b	0,037375	-0,00972	77,98253	-2,6E-05
c	-1,4E-06	8,87E-06	-7,48829	3,1E-08
d	375,0435	0,185395	0,007073	-1,6E-09
e	-407,846	10792,25	-219,375	0,071534
R ²	0,992683	0,975709	0,993232	0,964764

Tableau (III-48) : valeurs des constantes des équations

PROPRIETES OPTIQUES

1. INDICE DE CORRELATION :

L'expression de l'indice de corrélation simulée est :

$$I = a + b \cdot (Teb \cdot d) + c \cdot (Teb \cdot d) + e \cdot (Teb \cdot d)^2 \ln(Teb \cdot d) + f \cdot (Teb \cdot d)^{2,5} \quad (\text{III-72})$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	0,228141
b	0,001141
c	-2,8E-05
e	5,54E-06
f	-3,9E-07
R ²	0,999966

Tableau(III-49) : valeurs des constantes de (III-72)

• INDICE DE CORRELATION DU PETROLE 40 :

Le facteur correctif de l'indice de corrélation est :

$$\Delta(I) = a + b \cdot (Teb \cdot d) + c(\ln(Teb \cdot d))^2 + e \frac{(Teb \cdot d)}{\ln(Teb \cdot d)} + f \sqrt{(Teb \cdot d)} \quad (\text{III-73})$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	-0,25944
b	0,01478
c	-0,06534
e	-0,15591
f	0,35511
R ²	0,891152

Tableau(III-50) valeurs des constantes de (III-73)

2-INDICE DE REFRACTION

comme nous l'avons déjà cite l'indice de réfraction sera calcule différemment car nous avons des donnes expérimentales, dans ce cas nous proposons une corrélation qui nous permettra de le calcule directement en fonction de la densité, et l'équation de l'indice de réfraction sera donc :

$$n_d^{20} = a + b \cdot (d) + c \cdot (\ln(d))^2 + e \frac{\ln(d)}{(d)} + f \frac{\ln(d)}{d^2} \quad (\text{III-74})$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	23,12282
b	-21,5493
c	30,50771
e	26,18469
f	-3,87147
R ²	0,994759

Tableau(III-51) valeurs des constantes de (III-74)

L'application de notre corrélation ainsi que d'autres qui ont été cités dans la partie théorique est représenté par le tableau (III-52).

Avec :

n : valeur expérimentale

n1 : indice de réfraction corrélé

n2 : indice de réfraction calculé par la corrélation de CHITOUR ET Coll[3] :

n3 : indice de corrélation calculé par la corrélation de MARTIN lipkin[19]

fraction	n exp	n 1	erreur (%)	n2	e2	n3	erreur(%)
1		1,3578		1,3806		1,3540	
2	1,3612	1,3822	1,5428	1,4019	2,9868	1,3808	1,4400
3	1,3885	1,3984	0,7130	1,4132	1,7809	1,3959	0,5360
4	1,4035	1,4092	0,4061	1,4207	1,2242	1,4060	0,1758
5	1,4103	1,4185	0,5814	1,4269	1,1796	1,4149	0,3232
6	1,4207	1,4265	0,4082	1,4324	0,8238	1,4223	0,1129
7	1,4282	1,4334	0,3641	1,4370	0,6154	1,4288	0,0444
8	1,4387	1,4395	0,0556	1,4413	0,1797	1,4346	0,2847
9	1,4441	1,4456	0,1039	1,4455	0,0998	1,4404	0,2588
10	1,4501	1,4517	0,1103	1,4497	0,0255	1,4461	0,2764
11	1,4574	1,4574	0,0000	1,4534	0,2778	1,4514	0,4118
12	1,4687	1,4631	0,3813	1,4568	0,8132	1,4566	0,8249
13	1,4750	1,4692	0,3932	1,4599	1,0215	1,4620	0,8839
14	1,4761	1,4762	0,0068	1,4627	0,9074	1,4678	0,5593
15	1,4859	1,4854	0,0336	1,4656	1,3654	1,4752	0,7171
16	1,4919	1,5001	0,5496	1,4687	1,5534	1,4865	0,3619
			0,3531		0,9284		0,4507

Tableau(III-52) : calcul de l'indice de réfraction du pétrole 13

5-PROPRIETES SPECIFIQUES

- Différentes équations de simulation :

$kuop = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1.5} + e(Teb \times d)^{2.5} + \frac{f}{(Teb \times d)}$	(III-75)
$(C/H) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + f \ln(Teb \times d)$	(III-76)
$(PA) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e(Teb \times d)^{2.5} + \frac{f}{(Teb \times d)^{2.5}}$	(III-77)

Tableau(III-53) Différentes équations de simulation

AVEC :

PARAMETRES	KUOP	C/H	PA
a	12,8793	4,170357	91,55395
b	-0,02985	0,028571	-0,57238
c	0,002242	-0,00047	0,004602
e	-2,1E-06	6,93E-05	-0,00017
f	7,883944	0,210702	361,2092
R ²	0,999981		0,999642

Tableau(III-54) valeurs des constantes des équations de simulation

EQUATIONS DES FACTEURS CORRECTIFS

$\Delta(kuop) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{2.5} + e(Teb \times d)^3 + f \ln(Teb \times d)$	(III-78)
$\Delta(C/H) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e(Teb \times d)^{2.5} + f(Teb \times d)^3$	(III-79)
$\Delta(PA) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e \times (Teb \times d)^3 + f \sqrt{(Teb \times d)} \ln(Teb \times d)$	(III-80)

Tableau(III-55) équations des facteurs correctifs

avec :

VALEURS DES PARAMETRES	Equation (III-78)	Equation (III-79)	Equation (III-80)
a	0,467411	-0,1608	8,0627
b	0,002858	0,003433	0,648914
c	-1E-06	-8,9E-05	-0,00145
e	4,16E-08	7,9E-06	2,04E-06
f	-0,13507	-2E-07	-1,25278
R ²	0,984183	0,962406	0,998823

Tableau(III-56) valeurs des constantes des équations

SIMULATION DE LA TBP DU TROISIEME GROUPE

1-LE POURCENTAGE VOLUMIQUE EN FONCTION DE LA TEMPERATURE D'EBULLITION :

« (%v)=f(Teb) »

Le tracé des courbes TBP ensemble sur un même graphique nous a permis d'obtenir une courbe TBP simulé ces résultats sont représentés par le tableau(III-57)

fraction	Teb	%v	fraction	Teb	%v
1	30	4,828	10	225	52,300
2	50	9,705	11	250	56,866
3	80	17,964	12	275	61,458
4	100	23,572	13	300	66,372
5	120	29,010	14	325	71,945
6	140	34,158	15	350	78,555
7	160	38,957	16	380	88,435
8	180	43,398	17	400	96,555
9	200	47,514			

Tableau(III-57) distillation TBP simulé

La représentation graphique nous a remis d'avoir l'équation :

$$(%V) = a + b \cdot (Teb) + c \cdot (Teb)^2 + e \cdot (Teb)^{2.5} + f \cdot (Teb)^3 \tag{III-81}$$

avec :

parametres	valeurs
a	0,17814
b	0,05806
c	0,005753
e	-0,00053
f	1,35E-05
R ²	0,981211

Tableau(III-58)valeurs des constantes de(III-81)

2-CALCUL DE LA DENSITE SIMULEE EN FONCTION DE TEMPERATURE D'EBULLITION

« ds=f(Teb) »

de la même manière on obtient la densité simulé qui est représentée par le tableau(II-2)

fraction	Teb	d	fraction	Teb	d
1	30	0,6169	10	225	0,8108
2	50	0,6561	11	250	0,8223
3	80	0,6995	12	275	0,8336
4	100	0,7226	13	300	0,8456
5	120	0,7425	14	325	0,8591
6	140	0,7595	15	350	0,8751
7	160	0,7742	16	380	0,8987
8	180	0,7870	17	400	0,9180
9	200	0,79832			

Tableau(III-59) : densité du pétrole simulé

A partir du tracé de ces résultats nous avons obtenu l'équation donnant la densité simulée en fonction de la température d'ébullition :

$$d = a + b \cdot (Teb) + c \cdot (Teb)^{2,5} + e \cdot (Teb)^3 + f \frac{\ln(Teb)}{(Teb)} \quad (III-82)$$

avec :

parametres	valeurs
a	0,615181
b	0,001508
c	-4,3E-07
e	1,71E-08
f	-0,36891
R ²	0,988855

Tableau(III-60) valeurs des constantes de (III-82)

3-CALCUL DE LA TEMPERATURE D'EBULLITION EN FONCTION DU POURCENTAGE VOLUMIQUE :

« Teb=f(%v) »

fr	%v	Teb	fr	%v	Teb
1	5	28,07782	11	55	238,4334
2	10	50,99611	12	60	262,0465
3	15	71,26379	13	65	285,4909
4	20	90,41636	14	70	308,3004
5	25	109,4108	15	75	329,9493
6	30	128,8415	16	80	349,8585
7	35	149,0477	17	85	367,4011
8	40	170,1758	18	90	381,9064
9	45	192,22	19	95	392,664
10	50	215,0504	20	100	398,9272

Tableau(III-61) distillation TBP simulé

L'expression de la température d'ébullition en fonction du pourcentage volumique est :

$$Teb = a + b(\%v) + c(\%v)^2 + e(\%v)^{2,5} + f(\%v)^3 \quad (\text{III- 83})$$

avec :

Parametres	valeurs
a	-0,25128
b	6,562509
c	-0,28443
e	0,053083
f	-0,00272
R ²	0,975742

Tableau(III-62) valeurs des constantes

4-CALCUL DE LA DENSITE SIMULEE EN FONCTION DU POURCENTAGE VOLUMIQUE :

fr	%v	d	fr	%v	d
1	5	0,598064	11	55	0,815821
2	10	0,65086	12	60	0,827632
3	15	0,686137	13	65	0,839394
4	20	0,712147	14	70	0,851175
5	25	0,732742	15	75	0,863011
6	30	0,749976	16	80	0,87492
7	35	0,765062	17	85	0,886899
8	40	0,778763	18	90	0,898935
9	45	0,791581	19	95	0,911
10	50	0,803857	20	100	0,923061

Tableau(III-63) densité du pétrole simulé

L'équation de la densité simulée est :

$$(ds) = a + b(\%v) + c(\%v)^2 + e(\%v)^3 + f(\ln(\%v))^2 \quad (\text{III-84})$$

avec :

parametres	valeurs
a	0,550953
b	-0,00575
c	4,55E-05
e	-1,2E-07
f	0,028846
R ²	0,943952

Tableau(III-64) valeurs des constantes

Pour résumé ces résultats ,nous avons aboutit à un pétrole simulé de densité égale à 0.8324,apres cela nous passons au calcul des propriétés selon le même principe de travail.

LES PROPRIETES DE TRANSPORTS :

1-CALCUL DE LA DENSITE :

Le calcul de la densité se fera comme suit : d'abord le calcul de la densité simulée par l'équation (III-82), ensuite nous corrélons la densité de la coupe avec le rapport (ds/dg). nous procéderons de la même manière que les deux autre groupe précédant. En utilisant la température d'ébullition nous avons aboutit à l'équation de densité qui est :

$$d = a + b \cdot (ds/dg) + c \cdot (ds/dg)^{1,5} + e \frac{\ln(ds/dg)}{(ds/dg)} + \frac{f}{(ds/dg)^{1,5}} \tag{III-85}$$

PARAMETRES	VALEURS
a	-1088,52
b	535,5383
c	-198,051
e	890,1465
f	751,8556
R ²	0,98334

Tableau(III-65) valeurs des constantes

L'application de nos corrélations ainsi que la comparaisons à d'autres corrélations est représenté par le tableau (III-66)

- d1 :densité calculée par notre corrélation
- d2 :densité calculée par la corrélation de CHITOUR ET Coll[3]
- d3 :densité calculée par la corrélation de CHITOUR ET Coll[4]

FR	DEXP	d1	ERREUR(%)	d2	ERREUR(%)	d3	ERREUR (%)
32,5	0,6420	0,6074	5,3876	0,6874	7,0681	0,6886	7,2539
65	0,6784	0,6671	1,6607	0,7076	4,3079	0,7071	4,2260
90	0,7136	0,6998	1,9394	0,7300	2,2986	0,7309	2,4305
110	0,7310	0,7207	1,4130	0,7443	1,8233	0,7468	2,1564
130	0,7465	0,7382	1,1055	0,7565	1,3357	0,7605	1,8733
150	0,7609	0,7532	1,0071	0,7670	0,8002	0,7726	1,5354
170	0,7768	0,7662	1,3677	0,7763	0,0704	0,7834	0,8486
190	0,7907	0,7775	1,6698	0,7845	0,7834	0,7931	0,3083
212,5	0,8059	0,7888	2,1236	0,7928	1,6256	0,8031	0,3527
237,5	0,8203	0,8002	2,4543	0,8010	2,3540	0,8130	0,8882
262,5	0,8384	0,8111	3,2604	0,8083	3,5924	0,8221	1,9482
287,5	0,8509	0,8223	3,3634	0,8148	4,2398	0,8304	2,4105
312,5	0,8630	0,8347	3,2836	0,8207	4,8970	0,8380	2,8919
337,5	0,8785	0,8491	3,3465	0,8261	5,9606	0,8449	3,8236
365	0,8869	0,8685	2,0799	0,8316	6,2371	0,8511	4,0368
400	0,9016	0,9001	0,1701	0,8379	7,0641	0,8555	5,1113
			2,2270		3,4036		2,6309

Tableau(III-66) calcul de la densité du pétrole 40

1 - SIMULATIONS PROPRIETES DES TRANSPORTS

$MM = a + b (Teb \times d) + c (Teb \times d)^2 + e (Teb \times d)^{2.5} + f (Teb \times d)^3$	(III-86)
$Vm = a + b (Teb \times d) + c (Teb \times d)^{2.5} + e (Teb \times d)^3 + f \sqrt{(Teb \times d)}$	(III-87)
$Ts = a + b (Teb \times d) + c (Teb \times d)^{1.5} + e (Teb \times d)^{2.5} + f (Teb \times d)^3$	(III-88)
$\mu_{100} = 1 / \left[a + b (Teb \times d)^2 \text{Ln}(Teb \times d) + c \sqrt{(Teb \times d)} \text{Ln}(Teb \times d) \right]$	(III-89)
$\mu_{210} = 1 / \left[a + b (Teb \times d) + c (Teb \times d) \text{Ln}(Teb \times d) \right]$	(III-90)

Tableau(III-65) Différentes équations de simulations

Avec les paramètres :

parametres	MM	Vm	Ts	μ100	μ210
a	64,77351	123,5827	14,4895	2,74994	2,775975
b	0,52112	0,380569	0,237573	7,84E-07	-0,01981
c	-0,00194	0,000201	-0,01957	-0,02914	0,002213
e	0,00032	-9,4E-06	5,56E-05		
f	-1E-05	-1,9972	-1,6E-06		
R ²	0,999958	0,999967	0,99994	0,999996	0,999994

Tableau(III-66) valeurs des constantes des équations

- EQUATIONS DES FACTEURS CORRECTIFS

$\Delta(MM) = a + b (Teb \times d) + c (Teb \times d)^{2.5} + e (Teb \times d)^3 + \frac{f}{(Teb \times d)}$	(III-91)
$\Delta(Vm) = \frac{1}{\left[a + b (Teb \times d) \text{Ln}(Teb \times d) + c (Teb \times d)^2 \text{Ln}(Teb \times d) \right]}$	(III-92)
$\Delta(Ts) = a + b (Teb \times d) + c (Teb \times d)^2 \text{Ln}(Teb \times d) + e (Teb \times d)^{2.5} + f (Teb \times d)^3$	(III-93)
$\Delta(\mu_{100}) = \text{EXP} \left(a + b \cdot (Teb \times d)^{2.5} + c \frac{\text{Ln}(Teb \times d)}{(Teb \times d)} \right)$	(III-94)
$\Delta(\mu_{210}) = \frac{1}{\left[a + b (Teb \times d) \text{Ln}(Teb \times d) + c \sqrt{(Teb \times d)} \text{Ln}(Teb \times d) \right]}$	(III-95)

Tableau(III-65) équations des facteurs correctifs

paramètres	Equation (III-91)	Equation (III-92)	Equation (III-93)	Equation (III-94)	Equation (III-95)
a	7,400571	0,240986	-0,45326	-4,22816	.348,94
b	-0,05749	-0,00021	0,006264	1,94E-06	-0,20067
c	4,7E-05	3,87E-07	-4,9E-05	-1,47581	6,904132
e	-2E-06		2,26E-05		
f	-32,7836		-4,3E-07		
R ²	0,99324	0,995926	0,983051	0,999944	0,9996

Tableau(III-65) constantes des équations

2- PROPRIETES THERMIQUES

- EQUATIONS DE SIMULATION

$Hv = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d) \ln(Teb \times d) + e(Teb \times d)^2 + f \sqrt{(Teb \times d) \ln(Teb \times d)}$	(III-96)
$Cp = a + b(Teb \times d) + c \frac{\ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)} + e / (Teb \times d) + \frac{\ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)^2}$	(III-97)
$\omega = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d) \ln(Teb \times d) + e(\ln(Teb \times d))^2 + f / \ln(Teb \times d)$	(III-98)
$\lambda = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d) \ln(Teb \times d) + e(\ln(Teb \times d))^2 + f \sqrt{(Teb \times d)}$	(III-99)

Tableau(III-69) Différentes équations de simulations

Avec les paramètres suivant :

Paramètres des équations	Hv	Cp	ω	λ
a	6,29378	-0,00805	0,207323	0,253432
b	-0,53797	4,65E-06	-0,0005	0,005836
c	0,072372	1,754053	1,54E-06	-0,00061
e	-6,9E-05	-6,13117	0,007155	0,022009
f	0,510401	11,12994	0,299863	-0,09088
R ²		0,999963	0,999998	0,999893

Tableau(III-70) constantes des équations

- EQUATIONS DES FACTEURS CORRECTIFS :

$\Delta(Hv) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e(Teb \times d)^3 + f(Teb \times d)^4$	(III-100)
$\Delta(Cp) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1,5} + e \sqrt{(Teb \times d)} + \frac{f}{\sqrt{(Teb \times d)}}$	(III-101)
$\Delta(\lambda) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1,5} + e \sqrt{(Teb \times d)} + f \ln(Teb \times d)$	(III-102)
$\Delta(\omega) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e(Teb \times d)^{2,5} + f(Teb \times d)^3$	(III-103)

Tableau(III-71) : équations des facteurs correctifs

Valeurs des Paramètres	Equation (III-100)	Equation (III-101)	Equation (III-102)	Equation (III-103)
a	1,54E-09	-0,01711	0,013965	0,009175
b	1,4E-07	-0,00015	-0,00031	-0,0003
c	9,6E-06	3,09E-06	7,42E-06	5,18E-06
e	-4,3E-08	0,002536	-5,6E-07	0,007069
f	5,87E-11	0,033788	1,18E-08	-0,01193
R ²	0,97937	0,999093	0,987544	0,999645

Tableau(III-72) : constantes des équations des facteurs correctifs

3-PROPRIETES CRITIQUES

- différentes équations de simulations

$Tc = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)Ln(Teb \times d) + e(Teb \times d)^2 Ln(Teb \times d) + f(Teb \times d)^3$	(III-104)
$Pc = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1,5} + e\sqrt{(Teb \times d)}Ln(Teb \times d) + f \frac{Ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)^2}$	(III-105)
$Vc = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 Ln(Teb \times d) + e(Teb \times d)^{2,5} + f(Teb \times d)^3$	(III-106)
$Zc = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{2,5} + e(Teb \times d)^3 + f/(Teb \times d)$	(III-107)

Tableau(III-73) : différentes équations de simulation

Avec les paramètres :

Paramètres des équations	Tc	Pc	Vc	Zc
a	702,3519	31,50004	257,5415	0,259649
b	8,170644	-0,62388	1,751084	-1,9E-05
c	-1,05275	0,015819	-0,00398	-4,9E-08
e	0,000331	0,934183	0,002417	1,37E-09
f	-1,7E-06	-100,036	-6E-05	-0,01258
R ²	1	0,999981	0,999968	0,999996

Tableau(III-74) : constantes des équations de simulation

- EQUATIONS DES FACTEURS CORRECTIFS

ces équations ont été développées par rapport au pétrole 40

$\Delta(Tc) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e(Teb \times d)^3 + f Ln(Teb \times d)$	(III-108)
$\Delta(Pc) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)Ln(Teb \times d) + e(Teb \times d)^2 + f(Teb \times d)^{2,5}$	(III-109)
$\Delta(Vc) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e(Teb \times d)^{2,5} + f\sqrt{(Teb \times d)} Ln(Teb \times d)$	(III-110)
$\Delta(Zc) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^3 + e / Ln(Teb \times d) + f \frac{Ln(Teb \times d)}{(Teb \times d)}$	(III-111)

Tableau(III-75) : équations des facteurs correctifs

Valeurs des parametres	Equation (III-108)	Equation (III-109)	Equation (III-110)	Equation (III-111)
a	-14,0316	-3,1714	4,213997	0,033209
b	-0,07126	0,201462	-2,16074	-3E-05
c	0,000245	-0,04657	0,008274	7,36E-11
e	-2,9E-07	0,000435	-0,00028	-0,1846
f	3,582816	-1,1E-05	3,790363	0,187327
R ²	0,999437	0,998316		0,996291

Tableau(III-76) : constantes des équations des facteurs correctifs

4-PROPRIETES OPTIQUES

1-CALCUL DE L'INDICE DE CORRELATION :

l'expression de l'indice de corrélation simulée est :

$$I = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{2.5} + e(Teb \times d)^3 + f \text{Ln}(Teb \times d) \quad (\text{III-112})$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	0,199447
b	0,000226
c	-5E-08
e	1,48E-09
f	0,013197
R ²	0,999944

Tableau(III-77) : constantes de (III-112)

L'équation du facteur correctif est :

$$\Delta(I) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 \text{Ln}(Teb \times d) + e(Teb \times d)^{2.5} + f(Teb \times d)^3 \quad (\text{III113})$$

avec :

PARAMETRES	VALEURS
a	-0,00257
b	1,56E-05
c	4,78E-08
e	-3,2E-08
f	7,98E-10

Tableau(III-78) : constantes de(III-113)

2-CALCUL DE L'INDICE DE REFRACTION :

L'équation de l'indice de réfraction est :

$$n = a + b(d) + c(d)^3 + e \text{EXP}(d) + f\sqrt{d} \quad (\text{III-114})$$

Paramètres	valeurs
a	1910,54
b	2920,476
c	718,0142
e	-1695,79
f	-938,084

Tableau(III79) constantes de(III-114)

L'application de notre corrélation et la comparaison aux valeurs expérimentales est illustré par le tableau suivant:

FRACTION	d	n1	n EXP	ERREUR (%)
1	0,6074	1,3552		
2	0,6671	1,3816	1,3624	1,4097
3	0,6998	1,3957	1,3861	0,6925
4	0,7207	1,4053	1,4012	0,2933
5	0,7382	1,4140	1,4099	0,2900
6	0,7532	1,4219	1,4196	0,1619
7	0,7662	1,4291	1,4275	0,1127
8	0,7775	1,4357	1,4364	0,0500
9	0,7888	1,4424	1,4425	0,0049
10	0,8002	1,4494	1,4510	0,1135
11	0,8111	1,4560	1,4604	0,3011
12	0,8223	1,4627	1,4709	0,5549
13	0,8347	1,4699	1,4767	0,4634
14	0,8491	1,4774	1,4832	0,3915
15	0,8685	1,4853	1,4940	0,5801
16	0,9001	1,4891	1,4975	0,5605

Tableau(III-80) calcul de l'indice de réfraction

L'erreur moyenne est relativement faible puisque le plus grand écart est de 1.4 % qui est tout de même dans la mesure acceptable

5-CALCUL DES PROPRIETES SPECIFIQUES :

- DIFFERENTES EQUATIONS DE SIMULATIONS

$kuop = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1.5} + e(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + f / \ln(Teb \times d)$	(III-115)
$PA = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1.5} + e(Teb \times d)^{2.5} + \frac{f}{\sqrt{(Teb \times d)}}$	(III-116)
$C/H = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d) \ln(Teb \times d) + e \sqrt{(Teb \times d) \ln(Teb \times d)}$ $+ f \frac{(Teb \times d)}{\ln(Teb \times d)}$	(III-117)

Tableau(III-81) : différentes équations de simulation

Avec :

Paramètres des équations	Kuop	PA	Rapport C/H
a	12,19931	83,31625	77,52934
b	-0,03337	-0,73524	4,40573
c	0,002933	0,053462	-0,05154
e	-1,1E-05	-4,5E-05	9,585358
f	3,33784	63,5955	-42,796
R ²	0,999857	0,999954	0,999964

Tableau(III-81) constantes des équations de simulation

- EQUATIONS DES FACTEURS CORRECTIFS

ces équations ont été développées par rapport au pétrole 40

$\Delta(kuop) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^2 + e(Teb \times d)^3 + f \frac{(Teb \times d)}{(Teb \times d)}$	(III-118)
$\Delta(C/H) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d)^{1.5} + e(Teb \times d)^2 \ln(Teb \times d) + f(Teb \times d)^3$	(III-119)
$\Delta(PA) = a + b(Teb \times d) + c(Teb \times d) + \frac{e}{\sqrt{(Teb \times d)}} + \frac{f}{(Teb \times d)}$	(III-120)

Tableau(III-82) équations des facteurs correctifs

valeurs des Paramètres	Equation (III-118)	Equation (III-119)	Equation (III-120)
a	0,559603	-57,1787	-0,26842
b	0,026501	-0,03976	0,008814
c	-1,9E-05	1,761625	-0,0013
e	1,5E-08	322,3545	1,14E-05
f	-0,13395	-522,75	-6,3E-08
R ²	0,980778	0,996059	0,991649

Tableau(III-83) valeurs des constantes des équations

CALCUL DE LA MASSE MOLAIRE ET DU VOLUME MOLAIRE

MM calculé : c'est la masse molaire calculé par même méthode que le pétrole simulé

MM corrélé 1 : c'est la masse molaire calculé par la première méthode

Mm corrélé 2 : c'est la masse calculé par la deuxième méthode

VM calculé : c'est le volume molaire calculé par même que le pétrole simulé

VM corrélé 1 : c'est le volume molaire calculé par la première méthode

Vm corrélé 2 : c'est la masse calculé par la deuxième méthode

MM calculé	MM Corrélé 1	Erreur (%)	MM Corrélé 2	Erreur (%)	Vm calculé	Vm Corrélé 1	Erreur (%)	Vm Corrélé 2	Erreur (%)
79,421	72,437	8,794	81,211	2,254	121,178	117,774	2,810	125,838	3,845
87,025	84,161	3,291	88,550	1,752	126,201	123,160	2,410	129,279	2,439
92,212	90,578	1,772	93,272	1,149	130,148	126,675	2,669	132,062	1,471
96,559	95,459	1,140	97,232	0,697	133,581	129,570	3,003	134,641	0,794
101,073	100,235	0,830	101,379	0,303	137,216	132,571	3,385	137,523	0,224
105,752	104,993	0,718	105,725	0,025	141,033	135,711	3,774	140,697	0,238
110,596	109,803	0,717	110,277	0,289	145,024	139,021	4,139	144,154	0,6
115,608	114,721	0,768	115,040	0,492	149,185	142,528	4,462	147,884	0,872
120,791	119,788	0,831	120,015	0,642	153,515	146,253	4,730	151,874	1,069
126,148	125,036	0,882	125,205	0,747	158,014	150,210	4,939	156,113	1,203
131,682	130,488	0,907	130,609	0,815	162,683	154,404	5,089	160,584	1,29
137,396	136,156	0,903	136,223	0,854	167,52	158,835	5,185	165,273	1,342
143,293	142,048	0,869	142,046	0,871	172,525	163,495	5,234	170,16	1,37
149,374	148,166	0,809	148,072	0,872	177,692	168,371	5,245	175,229	1,386
155,641	154,504	0,731	154,297	0,864	183,015	173,443	5,231	180,459	1,397
162,093	161,056	0,640	160,715	0,851	188,487	178,685	5,201	185,831	1,409
170,420	169,530	0,522	168,999	0,833	195,518	185,432	5,159	192,712	1,435
184,335	183,683	0,354	182,830	0,816	207,133	196,509	5,129	204,01	1,508
198,955	198,455	0,251	197,322	0,821	219,047	207,633	5,211	215,506	1,617
214,234	213,700	0,249	212,423	0,845	231,023	218,392	5,468	227,01	1,737
230,106	229,248	0,373	228,074	0,883	242,756	228,272	5,966	238,31	1,831
246,482	244,888	0,647	244,203	0,925	253,873	236,621	6,796	249,15	1,86
263,256	260,346	1,105	260,708	0,968	263,966	242,586	8,100	259,207	1,803
280,302	275,239	1,806	277,428	1,025	272,661	245,034	10,132	268,043	1,694
310,391	298,226	3,919	306,340	1,305	284,357	236,143	16,956	278,648	2,008
		1,353		0,88			5,457		2,278

CALCUL DE LA TENSION SUPERFICIELLE ET LA VISCOSITE

Ts Corrélé 1 : tension superficielle calculé par la méthode 1

Ts Corrélé 2 : tension superficielle calculé par la méthode 2

Ts Calculé: tension superficielle calculé par la même méthode que le pétrole simulé

μ_{100} calculé :viscosité calculé par la même méthode que le pétrole simulé

μ_{100} Corrélé 1 : viscosité calculé par la méthode 1

μ_{100} Corrélé 2 : viscosité calculé par la méthode

Ts calculé	Ts Corrélé 1	Erreur (%)	Ts Corrélé 2	Erreur (%)	μ_{100} calculé	μ_{100} Corrélé 1	Erreur (%)	μ_{100} Corrélé 2	Erreur (%)
18,616	18,838	1,192	18,393	1,199	0,502	0,442	0,306	0,443	1,352
19,793	20,027	1,186	19,67	0,617	0,513	0,489	0,542	0,501	0,102
20,395	20,687	1,433	20,316	0,386	0,525	0,521	1,259	0,514	0,068
20,829	21,170	1,636	20,785	0,214	0,538	0,548	1,889	0,526	0,224
21,23	21,615	1,812	21,216	0,068	0,551	0,578	2,551	0,540	0,366
21,603	22,025	1,950	21,613	0,043	0,564	0,610	3,236	0,553	0,498
21,952	22,401	2,046	21,978	0,119	0,578	0,644	3,936	0,568	0,621
22,28	22,748	2,103	22,316	0,162	0,592	0,682	4,646	0,582	0,736
22,589	23,069	2,124	22,629	0,179	0,607	0,722	5,359	0,597	0,845
22,881	23,365	2,116	22,922	0,176	0,623	0,765	6,071	0,613	0,948
23,159	23,642	2,083	23,197	0,161	0,639	0,812	6,778	0,629	1,047
23,425	23,901	2,032	23,458	0,14	0,656	0,864	7,478	0,646	1,141
23,679	24,145	1,967	23,707	0,118	0,673	0,919	8,169	0,664	1,231
23,924	24,377	1,893	23,948	0,099	0,691	0,980	8,851	0,682	1,319
24,162	24,600	1,814	24,182	0,086	0,710	1,047	9,524	0,701	1,402
24,393	24,815	1,732	24,413	0,08	0,730	1,121	10,192	0,721	1,483
24,676	25,077	1,626	24,696	0,083	0,750	1,224	11,025	0,741	1,561
25,12	25,485	1,454	25,147	0,108	0,772	1,420	12,394	0,763	1,635
25,564	25,889	1,270	25,599	0,137	0,794	1,667	13,897	0,785	1,707
26,019	26,295	1,060	26,056	0,142	0,817	1,988	15,707	0,808	1,775
26,493	26,707	0,807	26,518	0,093	0,841	2,418	18,099	0,832	1,841
26,989	27,125	0,503	26,981	0,033	0,866	3,026	21,515	0,857	1,903
27,503	27,546	0,157	27,437	0,239	0,892	3,939	26,676	0,883	1,962
28,014	27,960	0,191	27,875	0,496	0,919	5,436	34,617	0,910	2,018
28,775	28,614	0,558	28,53	0,851	0,948	11,169	46,115	0,938	2,070
		1,470		0,241			11,233		2,895

CALCUL DE L'ENTHALPIE DE VAPORISATION ET DE LA CHALEUR SPECIFIQUE

Hv calculé : enthalpie de vaporisation calculé par la même méthode que le pétrole simulé

Hv Corrélé 1 : enthalpie de vaporisation calculé par la méthode 1

Hv Corrélé 2 : enthalpie de vaporisation calculé par la méthode 2

Cp calculé : chaleur spécifique calculé par la même méthode que le pétrole simulé

λ Corrélé 1 : chaleur spécifique calculé par la méthode 1

λ Corrélé 2 : chaleur spécifique calculé par la méthode 2

Hv calculé	Hv corrélé 1	Erreur (%)	Hv corrélé 2	Erreur (%)	Cp calculé	Cp corrélé 1	Erreur (%)	Cp corrélé 2	Erreur (%)
6,862	6,824	0,557	6,827	0,509	0,02862	0,031	8,844	0,02872	0,3511
7,256	7,254	0,028	7,259	0,037	0,02516	0,026	2,388	0,02518	0,05447
7,496	7,500	0,055	7,509	0,166	0,02334	0,023	0,220	0,02333	0,01677
7,687	7,689	0,035	7,699	0,153	0,02202	0,022	0,909	0,02202	0,0299
7,877	7,874	0,035	7,884	0,091	0,02082	0,020	1,668	0,02081	0,0194
8,067	8,056	0,137	8,068	0,012	0,01971	0,019	2,167	0,01971	0,00428
8,257	8,236	0,258	8,252	0,062	0,01868	0,018	2,483	0,01869	0,03399
8,449	8,416	0,386	8,438	0,121	0,01773	0,017	2,670	0,01775	0,0651
8,641	8,596	0,515	8,627	0,163	0,01685	0,016	2,770	0,01687	0,0949
8,834	8,778	0,640	8,817	0,189	0,01604	0,016	2,811	0,01606	0,12204
9,029	8,961	0,758	9,011	0,202	0,01528	0,015	2,813	0,0153	0,14608
9,225	9,145	0,866	9,206	0,207	0,01457	0,014	2,794	0,01459	0,16717
9,423	9,332	0,962	9,404	0,206	0,0139	0,014	2,762	0,01393	0,18582
9,622	9,522	1,047	9,603	0,206	0,01328	0,013	2,725	0,01331	0,20268
9,823	9,713	1,120	9,803	0,207	0,0127	0,012	2,690	0,01273	0,21844
10,026	9,907	1,182	10,005	0,213	0,01216	0,012	2,658	0,01218	0,23372
10,281	10,153	1,242	10,257	0,227	0,01152	0,011	2,626	0,01155	0,25286
10,692	10,553	1,301	10,664	0,266	0,01059	0,010	2,594	0,01062	0,28473
11,106	10,960	1,316	11,071	0,314	0,00976	0,010	2,580	0,00979	0,31784
11,521	11,372	1,293	11,480	0,355	0,00902	0,009	2,564	0,00905	0,34941
11,936	11,787	1,242	11,891	0,370	0,00835	0,008	2,515	0,00838	0,37503
12,348	12,201	1,189	12,305	0,346	0,00774	0,008	2,380	0,00777	0,39061
12,761	12,610	1,188	12,724	0,289	0,00719	0,007	2,082	0,00722	0,39514
13,181	13,005	1,337	13,150	0,235	0,00669	0,007	1,501	0,00671	0,39444
13,980	13,630	2,502	13,916	0,455	0,00591	0,006	0,752	0,00593	0,44221
		0,848		0,224			2,519		0,20593

Calcul de la conductivité thermique et du facteur acentrique

calculé : conductivité thermique calculé par la même méthode que le pétrole simulé

λ Corrélé 1 : conductivité thermique calculé par la méthode 1

λ Corrélé 2 : conductivité thermique calculé par la méthode 2

ω calculé : facteur acentrique calculé par la même méthode que le pétrole simulé

ω Corrélé 1 : facteur acentrique calculé par la méthode 1

ω corrélé 2 : facteur acentrique calculé par la méthode 2

λ calculé	λ corrélé 1	Erreur (%)	λ corrélé 2	Erreur (%)	ω calculé	ω corrélé1	Erreur (%)	corrèle 2	Erreur (%)
0,1214	0,126	3,675	0,122	0,4927	0,3574	0,364	1,739	0,3648	2,0357
0,1192	0,120	0,830	0,1195	0,2587	0,3692	0,365	1,081	0,3784	2,4374
0,1178	0,118	0,011	0,118	0,1462	0,3789	0,370	2,243	0,387	2,0911
0,1168	0,116	0,440	0,1169	0,0768	0,3877	0,377	2,853	0,3942	1,6593
0,1158	0,115	0,730	0,1158	0,0232	0,3973	0,385	3,228	0,402	1,16
0,1148	0,114	0,925	0,1148	0,0172	0,4079	0,394	3,419	0,4105	0,6403
0,1138	0,113	1,055	0,1137	0,0469	0,4195	0,405	3,471	0,42	0,1356
0,1128	0,112	1,138	0,1127	0,0683	0,432	0,417	3,428	0,4306	0,3275
0,1119	0,111	1,189	0,1118	0,0833	0,4456	0,431	3,326	0,4424	0,7309
0,1109	0,110	1,218	0,1108	0,0935	0,4605	0,446	3,194	0,4556	1,0641
0,11	0,109	1,232	0,1099	0,1	0,4765	0,462	3,056	0,4703	1,323
0,1091	0,108	1,237	0,109	0,1042	0,4939	0,479	2,931	0,4866	1,51
0,1082	0,107	1,237	0,1081	0,1067	0,5128	0,498	2,833	0,5046	1,6321
0,1074	0,106	1,234	0,1073	0,1082	0,5332	0,518	2,771	0,5243	1,7002
0,1065	0,105	1,232	0,1064	0,1092	0,5553	0,540	2,752	0,5459	1,7278
0,1057	0,104	1,233	0,1056	0,1101	0,5792	0,563	2,781	0,5693	1,7296
0,1047	0,103	1,238	0,1046	0,1114	0,6117	0,594	2,887	0,6014	1,718
0,1032	0,102	1,260	0,1031	0,1142	0,6705	0,649	3,221	0,6591	1,7271
0,1017	0,100	1,303	0,1016	0,1177	0,7384	0,711	3,768	0,7251	1,8338
0,1002	0,099	1,364	0,1001	0,1206	0,8161	0,779	4,564	0,7996	2,0595
0,0988	0,097	1,442	0,0987	0,1212	0,9039	0,852	5,710	0,8831	2,3604
0,0974	0,096	1,532	0,0972	0,1182	1,0016	0,927	7,434	0,9759	2,6298
0,0959	0,094	1,627	0,0958	0,1122	1,1082	0,996	10,159	1,0787	2,7283
0,0944	0,093	1,723	0,0943	0,1069	1,2227	1,044	14,580	1,192	2,5734
0,0918	0,090	1,871	0,0917	0,1306	1,4552	1,027	29,407	1,4161	2,7669
		1,279		0,1199			5,073		1,6921

CALCUL DU KROUP ET DU POINT D'ANILINE

koup calculé : facteur de caractérisation calculé par la même méthode que le pétrole simulé

Hv Corrélé 1 : facteur de caractérisation calculé par la méthode 1

Hv Corrélé 2 : facteur de caractérisation calculé par la méthode 2

pa calculé : point d'aniline calculé par la même méthode que le pétrole simulé

pa Corrélé 1 : point d'aniline calculé par la méthode 1

pa Corrélé 2 : point d'aniline calculé par la méthode 2

Koup calculé	Koup corrélé 1	Erreur (%)	Koup corrélé 2	Erreur (%)	Pa calculé	Erreur (%)	Pa corrélé 1	Pa Corrélé 2	Erreur (%)
12,568	12,551	0,133	12,726	1,264	80,342	82,157	2,259	84,807	5,557
12,338	12,245	0,758	12,424	0,690	74,618	72,563	2,755	77,178	3,43
12,242	12,115	1,038	12,292	0,405	72,093	68,364	5,172	73,529	1,992
12,181	12,032	1,227	12,209	0,225	70,433	65,725	6,685	71,146	1,011
12,131	11,963	1,385	12,141	0,082	69,032	63,601	7,867	69,175	0,208
12,090	11,907	1,514	12,086	0,030	67,855	61,907	8,766	67,567	0,425
12,057	11,862	1,614	12,043	0,116	66,883	60,575	9,431	66,278	0,905
12,031	11,828	1,688	12,009	0,181	66,101	59,551	9,909	65,27	1,256
12,012	11,803	1,737	11,984	0,228	65,499	58,790	10,243	64,514	1,504
11,998	11,787	1,765	11,967	0,262	65,068	58,254	10,471	63,979	1,673
11,990	11,778	1,774	11,956	0,286	64,799	57,913	10,626	63,643	1,784
11,987	11,775	1,767	11,951	0,303	64,683	57,739	10,736	63,482	1,858
11,988	11,779	1,748	11,951	0,314	64,713	57,710	10,822	63,477	1,91
11,994	11,787	1,720	11,955	0,322	64,877	57,805	10,901	63,61	1,954
12,002	11,800	1,686	11,963	0,327	65,167	58,009	10,985	63,864	2
12,014	11,816	1,647	11,974	0,331	65,571	58,304	11,083	64,226	2,052
12,032	11,840	1,597	11,991	0,336	66,219	58,784	11,228	64,808	2,131
12,067	11,883	1,522	12,025	0,343	67,526	59,752	11,513	65,983	2,286
12,106	11,929	1,462	12,064	0,348	69,074	60,902	11,832	67,384	2,447
12,146	11,972	1,429	12,103	0,348	70,753	62,169	12,132	68,937	2,566
12,182	12,008	1,434	12,141	0,339	72,456	63,503	12,356	70,574	2,598
12,213	12,031	1,494	12,174	0,320	74,092	64,861	12,459	72,23	2,513
12,235	12,035	1,632	12,199	0,295	75,6	66,207	12,426	73,838	2,331
12,246	12,015	1,890	12,212	0,279	76,97	67,510	12,290	75,322	2,141
12,236	11,891	2,819	12,190	0,374	79,314	69,613	12,231	77,317	2,518
		0,385		0,334			9,887		2,042

CALCUL DU RAPPORT C/H ET DU FACTEUR DE CORRELATION

C/h calculé : rapport c/h calculé par la même méthode que le pétrole simulé

c/h Corrélé 1 : rapport c/h calculé par la méthode 1

c/h Corrélé 2 : rapport c/h calculé par la méthode 2

I calculé : indice de corrélation calculé par la même méthode que le pétrole simulé

I Corrélé 1 : indice de corrélation calculé par la méthode 1

I I Corrélé 2 : indice de corrélation calculé par la méthode 2

C/h calculé	C/h corrélé 1	Erreur (%)	c/h corrélé 2	Erreur (%)	I calculé	I corrélé 1	Erreur (%)	I corrélé 2	Erreur (%)
5,607	5,106	8,936	5,583	3,329	0,246	0,253	1,526	0,246	1,072
5,881	5,336	9,271	5,902	2,626	0,255	0,260	1,169	0,256	0,584
6,014	5,481	8,870	6,063	2,161	0,260	0,265	1,157	0,261	0,330
6,107	5,589	8,489	6,176	1,866	0,264	0,268	1,208	0,265	0,176
6,192	5,689	8,111	6,277	1,644	0,267	0,272	1,272	0,268	0,059
6,268	5,782	7,758	6,368	1,488	0,270	0,275	1,323	0,271	0,026
6,337	5,865	7,439	6,448	1,385	0,273	0,278	1,349	0,274	0,086
6,399	5,941	7,153	6,52	1,322	0,276	0,280	1,346	0,277	0,128
6,455	6,009	6,899	6,582	1,289	0,278	0,283	1,318	0,279	0,154
6,504	6,070	6,671	6,637	1,276	0,280	0,285	1,268	0,282	0,171
6,547	6,124	6,467	6,685	1,273	0,283	0,287	1,204	0,284	0,179
6,586	6,172	6,282	6,726	1,275	0,285	0,289	1,132	0,286	0,183
6,619	6,214	6,113	6,762	1,278	0,287	0,290	1,057	0,288	0,182
6,648	6,252	5,957	6,792	1,276	0,288	0,292	0,982	0,290	0,179
6,673	6,285	5,814	6,817	1,27	0,290	0,293	0,911	0,291	0,173
6,695	6,315	5,681	6,839	1,258	0,292	0,295	0,845	0,293	0,165
6,719	6,347	5,529	6,862	1,235	0,294	0,296	0,772	0,295	0,153
6,752	6,392	5,319	6,892	1,185	0,296	0,299	0,677	0,297	0,129
6,782	6,433	5,152	6,918	1,128	0,298	0,301	0,614	0,299	0,099
6,815	6,473	5,026	6,947	1,077	0,300	0,303	0,593	0,301	0,066
6,855	6,516	4,935	6,982	1,042	0,302	0,304	0,638	0,302	0,037
6,904	6,569	4,861	7,027	1,02	0,303	0,306	0,791	0,304	0,023
6,968	6,635	4,768	7,087	0,999	0,304	0,308	1,118	0,304	0,036
7,046	6,722	4,603	7,163	0,95	0,304	0,310	1,712	0,305	0,084
7,227	6,944	3,908	7,34	0,639	0,304	0,315	3,715	0,304	0,173
		6,40		1,411			1,188		0,185

Notre étude se décompose en trois parties,

La première se résume en la simulation de tous les pétroles algériens constituant notre banque de données, qui se compose de plus de 128 pétroles, cela nous a permis d'aboutir à des équations de distillations TBP simulées, qui sont des courbes théoriques, avec lesquelles nous avons établi des corrélations, qui nous permettent le calcul des propriétés chimiques et physiques sans avoir recours à l'expérience, très souvent difficile à effectuer.

Dans le souci d'améliorer les résultats obtenus dans la première partie de notre travail, nous avons réalisé un découpage de la banque de données en trois familles selon leur densité soit pétroles légers, pétroles moyens et pétroles moyennement lourds, et nous avons réalisé la simulation de chaque catégorie de pétrole, et ceci en utilisant toujours la même méthode.

Pour tester la fiabilité de la méthode proposée, nous avons appliqué nos corrélations à différents pétroles.

les faibles écarts enregistrés sont très encourageants, car ils démontrent la validité de la méthode et bien sur des corrélations.

Enfin pour terminer ; nous pouvons dire que cette étude a permis de proposer une nouvelle technique d'approche, des caractéristiques des pétroles algériens, ne nécessitant qu'un nombre minimal de données, qui sont la densité globale du pétrole et la température d'ébullition de la fraction dont nous voulons étudier les propriétés.

Ce travail peut être complété par la réalisation d'un logiciel de calcul de propriétés que nous n'avons pas eu le temps de terminer, il présentera un outil rapide de détermination des caractéristiques des pétroles algériens, et peut être aussi généralisé à des pétroles d'origines diverses.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.

1. **P.Wuithier.** Raffinage du pétrole, Tome 1 et 2, Edition Technip, Paris (1972).
2. **Encyclopedie universalys** version électronique(1999).
3. **N.Skander. F.souahi et C.E. CHITOUR** contribution à la détermination des propriétés physiques des mélanges d'hydrocarbures et des fractions pétrolières par des méthodes de contribution des groupes. Thèse de magister, Dpt de génie Chimique, école nationale polytechnique (1997)
4. **O.Kitous.** détermination des propriétés thermodynamiques des fractions pétrolières, Thèse de magister, Dpt de génie Chimique, école nationale polytechnique (1990)
5. **M.R.Riazi et T.E.Daubert,** Ind. Eng . chem process 25, 1009 (1986).
6. **American Petroleum Institute,** projet 44. Selected values of physical and thermodynamic properties of hydrocarbon and related compounds.
7. **Ichalamen, M.Irmal.** Etude corrélative et expérimentale du pétrole bruts et contribution a la simulation de distillations TBP, PFE, Dpt G. Chimique, école nationale polytechnique (1998)
8. **D.A.Goldhammer, Z.Physik.** chem. Eng 71, 577 (1910).
9. **C.E.Chitour.** thermodynamique de pétrole, Tome 1, Edition OPU (Alger-1999)
10. **S.A.Beg, M.B.Amin and Hussein.** Generalized Kinematic viscosity-température correlation for nundefined petroleum fractions, chem.eng journal, 38, 123-13 (1988).
11. **R.C.Reid, J.M.Prausnitz , T.K.Sherwood.**The properties of gases and liquids, Edition Mc Graw (1977).
12. **B.Zeidelkeir.** approche à la détermination des propriétés physiques des corps purs et des fractions pétrolières par les méthodes numériques de contribution de groupe. Thèse de magister, Dpt de génie Chimique, école nationale polytechnique (1993).
13. **C.E.Chitour.** thermodynamique de pétrole, Tome 3, Edition OPU (Alger 1999). .

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.

14. **N.Mansouri** détermination des propriétés moyennes des fractions pétrolières et des pétroles bruts sur la base de la distillation TBP , PFE, Dpt G. Chimique, école nationale polytechnique (1999)
15. **W.C.Edmister, B.IK Lee.** Appleid hydrocarbon thermodynamics, vol 1 et 2, second edition (1984)
16. **S.A.Newmen.** corrélations evaluated for coal-tar liquides, hydrocarbon processing, december (1981).
17. **C.E.Chitour.** thermodynamique de pétrole, Tome 2, Edition OPU (Alger1999) .
18. **E.Chitour.** Corrélations sur le pétrole brut et les fractions pétrolières, Tome 2, Edition OPU (Alger1983).
19. **T.Bentamin, S.Brooks, J.R.Kurtz, C.E.Boord Louis Scherling.** The chemistry of petrolieum hydrocarbons, vol1, Reinhold Publicashing corporation (1954)
20. **M.M.Abott, T.G.Kauffman and L.Domash.** a correlation for predicting liquid viscosities of petrolieum fractions, the canadien journal of chemical enginnering, vol 19, 379-384, june (1971).
21. **F.Bouamra.** contribution à la détermination des propriétés physiques et des fractions pétrolières lourdes. Thèse de magister, Dpt de génie Chimique, école nationale polytechnique (1990)
22. **D.El.Hadi.** contibution à la détermination de la composition des fractions pétrolières. Thèse de magister, Dpt de génie Chimique, école nationale polytechnique.
23. **-P-Wauquir.** pétrole brut, produits pétrolières, schéma de fabrication, Tome 1, Edition Technip (1994).
24. **J.Vidal.** thermodynamique : méthodes appliquées au raffinage et au génie chimique Tome 1. Edition Technip (Paris1973).
25. **JJ.Perret et P.Wuithier.** pétrole brut et fractions pétrolières. Edition Techniq . IFP (Paris1958).

ANNEXE
Base de données des pétroles algériens

%Vd	Teb(°C)	d	d globale	%Vd	Teb(°C)	d	d globale
3,36040115	65	0,6507		5,29606719	65	0,6458	
3,88823114	70	0,6799		7,50980028	70	0,6766	
5,18235085	75	0,6836		8,55198689	75	0,6903	
5,54131219	80	0,6975		9,95580861	80	0,6973	
6,21070158	85	0,6982		11,7679152	85	0,7029	
9,18966048	90	0,7004		14,2329364	90	0,7081	
9,77328645	95	0,7150		15,2734195	95	0,7141	
10,4796787	100	0,7207		20,5213597	100	0,7124	
11,2186584	105	0,7228		21,5542043	105	0,7308	
12,3598728	110	0,7240		23,8027827	110	0,7343	
14,6009097	115	0,7262		27,1678814	115	0,7395	
16,5447304	120	0,7299		28,0678094	120	0,7470	
17,9370262	125	0,7373		31,5909387	125	0,7465	
19,4595802	130	0,7400		33,6524114	130	0,7609	
20,7622157	135	0,7432		35,2792484	135	0,7612	
21,8142608	140	0,7457		36,4438758	140	0,7595	
22,9417769	145	0,7476		37,7286703	145	0,7619	
24,4275535	150	0,7527		38,0809982	150	0,7699	
25,7903209	155	0,7594		38,613965	155	0,7745	
27,6786707	160	0,7646		39,6474418	160	0,7760	
28,2299444	165	0,7721		42,6983459	165	0,7770	
29,0533699	170	0,7703		45,217936	170	0,7817	
30,5601543	175	0,7699		45,9266795	175	0,7821	
31,5665816	180	0,7795		47,0699555	180	0,7840	
32,6169134	185	0,7787		48,8714514	185	0,7856	
34,197648	190	0,7814		51,0247497	190	0,7887	
35,8659681	195	0,7854		51,8124889	195	0,7935	
36,9031143	200	0,7886		52,6709729	200	0,7968	
37,9390781	205	0,7895		54,3281111	205	0,7971	
39,2483968	210	0,7904		55,2317933	210	0,7961	
40,4571788	215	0,7940		56,6201673	215	0,7985	
41,5770761	220	0,7974		59,9786071	220	0,8112	
44,3965507	230	0,8081		63,1282421	230	0,8163	
45,8418985	240	0,8084		67,0178832	240	0,8217	
49,4304095	250	0,8140		69,2511791	250	0,8291	
51,6063502	260	0,8208		71,5099278	260	0,8302	
53,6093545	270	0,8250		73,5199119	270	0,8332	
55,4295727	280	0,8299		76,9060951	280	0,8359	
57,5690195	290	0,8309		79,5525897	290	0,8378	
59,8758886	300	0,8321		82,0204386	300	0,8411	
61,7817442	310	0,8364		84,6998948	310	0,8451	
63,8870755	320	0,8404		89,2264152	320	0,8546	
68,2144082	330	0,8486		91,5835294	330	0,8606	
69,3372123	340	0,8548		94,1408572	340	0,8624	
70,930785	350	0,8589		95,6239254	350	0,8668	
71,4059177	360	0,8607		97,6549879	360	0,8652	
73,7120974	370	0,8613		100	370	0,8751	
75,1201545	380	0,8713	0,817423		380		0,78310791

ANNEXE
Base de données des pétroles algériens

%Vd	Teb(°C)	d	d globale	%Vd	Teb(°C)	d	d globale
2,52569001	15	0,5686		4,73457556	65	0,6574	
4,80095656	65	0,6532		5,55290629	70	0,6832	
5,33931573	70	0,6824		6,99538038	75	0,6884	
6,2048607	75	0,6849		8,85934099	80	0,6939	
6,84167383	80	0,6949		10,9288227	85	0,7016	
7,79317939	85	0,7020		12,6038628	90	0,7074	
9,07825604	90	0,7082		15,9217676	95	0,7042	
10,3967148	95	0,7156		16,5885943	100	0,7258	
12,2140799	100	0,7213		17,336003	105	0,7257	
13,3155617	105	0,7277		18,9778135	110	0,7268	
13,7592584	110	0,7339		21,2642996	115	0,7299	
14,132912	115	0,7374		23,139092	120	0,7344	
14,7987923	120	0,7398		24,6902463	125	0,7370	
15,7640479	125	0,7439		26,5086944	130	0,7388	
17,1234193	130	0,7432		28,1744491	135	0,7414	
17,7785839	135	0,7519		29,9441617	140	0,7450	
18,6302311	140	0,7549		31,5803442	145	0,7497	
20,0170386	145	0,7586		33,2076273	150	0,7538	
21,6149168	150	0,7629		34,2542743	155	0,7574	
22,3436999	155	0,7676		35,9522893	160	0,7568	
23,5562773	160	0,7712		36,4875452	165	0,7639	
24,8257483	165	0,7761		37,7636007	170	0,7651	
25,8439753	170	0,7790		39,3064697	175	0,7680	
26,526086	175	0,7834		41,2775334	180	0,7705	
27,6423241	180	0,7854		42,756639	185	0,7729	
28,8183046	185	0,7881		43,8209376	190	0,7762	
29,6223581	190	0,7892		45,0090378	195	0,7796	
30,1382769	195	0,7930		46,204774	200	0,7816	
30,6207835	200	0,7960		47,5903775	205	0,7829	
31,2168001	205	0,7985		48,8764408	210	0,7851	
32,0318915	210	0,7990		50,1796115	215	0,7876	
33,3347034	215	0,8011		51,2664687	220	0,7908	
34,1548047	220	0,8043		54,0518054	230	0,7996	
35,9051515	230	0,8157		56,4871814	240	0,8052	
37,45892	240	0,8168		58,9717773	250	0,8094	
39,903902	250	0,8230		58,9819997	260	0,8163	
41,3864129	260	0,8279		60,1633099	270	0,8194	
44,5207153	270	0,8338		61,9843762	280	0,8248	
45,2776747	280	0,8383		64,009502	290	0,8241	
47,0490741	290	0,8390		66,7016114	300	0,8276	
48,5411151	300	0,8394		68,3935438	310	0,8335	
50,2066453	310	0,8422		70,1910732	320	0,8356	
52,6263496	320	0,8454		70,4973126	330	0,8447	
55,1414237	330	0,8565		72,6984368	340	0,8454	
56,7852482	340	0,8584		75,2187292	350	0,8476	
58,4313208	350	0,8623		76,6117734	360	0,8506	
60,0716865	360	0,8653		77,6099464	370	0,8527	
61,5338042	370	0,8680		78,3429516	380	0,8538	
63,1055577	380	0,8712	0,834946	100		0,8704	0,7892

ANNEXE
Base de données des pétroles algériens

%Vd	Teb(°C)	d	d globale
4,4473212	15	0,5884	
6,66207	50	0,6348	
11,2634567	80	0,6782	
17,2549297	100	0,7121	
21,2194541	120	0,7318	
25,6557689	140	0,7474	
30,7396415	160	0,7609	
35,2841544	180	0,7761	
39,1920286	200	0,7840	
44,9794835	225	0,8032	
50,2738932	250	0,8166	
54,1102907	275	0,8325	
60,0064669	300	0,8449	
63,940287	325	0,8532	
68,783095	350	0,8659	
73,609379	380	0,8756	
100		0,9192	
			0,81267199
2,11416221	15	0,5717	
4,74185652	50	0,6278	
8,56336753	80	0,6753	
14,4212651	100	0,7124	
17,0920822	120	0,7308	
22,6457668	140	0,7426	
27,8486972	160	0,7597	
31,9921256	180	0,7746	
35,8552992	200	0,7864	
41,6383634	225	0,8007	
47,0412977	250	0,8132	
51,6656166	275	0,8265	
57,6137401	300	0,8334	
61,7849385	325	0,8458	
66,752056	350	0,8566	
71,5076881	380	0,8655	
100		0,9152	
			0,81666658

ANNEXE

Base de données des pétroles algériens

%Vd	Teb(°C)	d	d globale	%Vd	Teb(°C)	d	d globale
6,282	65	0,6495		8,43	20	0,5660	
7,505	70	0,6786		10,07	35	0,6278	
8,753	75	0,6849		11,70	46	0,6394	
10,436	80	0,6920		12,08	56	0,6593	
12,339	85	0,7000		12,59	60	0,6632	
14,303	90	0,7080		13,72	65	0,6690	
15,897	95	0,7152		15,25	70	0,6827	
17,420	100	0,7205		15,66	75	0,7035	
18,796	105	0,7248		16,07	80	0,7074	
19,957	110	0,7288		16,73	85	0,7058	
21,856	115	0,7322		17,76	90	0,7081	
23,242	120	0,7377		19,82	95	0,7178	
25,327	125	0,7395		21,10	100	0,7304	
25,876	130	0,7474		21,71	105	0,7332	
27,915	135	0,7519		22,45	110	0,7319	
29,775	140	0,7570		23,94	115	0,7368	
30,745	145	0,7601		24,62	120	0,7310	
31,777	150	0,7630		25,78	125	0,7375	
33,097	155	0,7682		26,77	130	0,7321	
34,648	160	0,7725		28,34	138	0,7544	
36,233	165	0,7770		30,34	143,5	0,7580	
37,919	170	0,7802		30,92	148,5	0,7548	
39,315	175	0,7862		31,58	154	0,7592	
40,583	180	0,7862		32,60	159	0,7686	
41,995	185	0,7892		33,86	164,5	0,7752	
43,254	190	0,7922		35,40	169,5	0,7769	
45,099	195	0,7945		36,75	175	0,7780	
45,791	200	0,7991		37,75	180	0,7830	
46,398	205	0,8009		38,66	185	0,7861	
47,610	210	0,8018		40,06	190,5	0,7888	
48,852	215	0,8029		40,69	195,5	0,7881	
50,456	220	0,8048		41,54	201	0,7932	
53,094	230	0,8193		42,73	206,5	0,7993	
55,297	240	0,8217		43,77	212	0,8001	
57,688	250	0,8305		44,97	217	0,7977	
59,485	260	0,8342		45,96	222,5	0,8022	
61,289	270	0,8408		47,01	228	0,8092	
63,134	280	0,8448		48,13	235,5	0,8242	
65,092	290	0,8431		50,59	248,5	0,8174	
67,121	300	0,8464		53,07	260,5	0,8229	
68,735	310	0,8513		55,05	273	0,8269	
70,718	320	0,8578		57,48	285,5	0,8321	
71,420	330	0,8718		59,97	297	0,8369	
73,274	340	0,8718		62,39	310	0,8387	
75,658	350	0,8753		64,58	322	0,8432	
76,726	360	0,8789		66,86	334	0,8491	
78,286	370	0,8808		69,13	347	0,8563	
100	380	0,9253		70,65	367	0,8633	
			0,80988634	72,13	380	0,8655	0,79799

ANNEXE

Base de données des pétroles algériens

%Vd	Teb(°C)	d	d globale	%Vd	Teb(°C)	d	d globale
7,1765709	19	0,5698		3,59187719	20,2	0,5620	
11,0071529	65	0,6443		6,66697722	65	0,6459	
11,5716675	70	0,6858		7,25477941	70	0,6896	
11,74703	75	0,6899		7,58275961	75	0,6921	
12,480046	80	0,6932		8,42467751	80	0,6933	
13,9473414	85	0,6981		10,0592871	85	0,6993	
15,7580113	90	0,7038		11,3676029	90	0,7064	
17,6883724	95	0,7103		12,3473658	95	0,7116	
18,5312215	100	0,7177		15,2781447	100	0,7109	
19,7155175	105	0,7219		15,6690841	105	0,7258	
22,6561236	110	0,7241		16,1950746	110	0,7244	
23,4559901	115	0,7361		17,2912154	115	0,7248	
23,9633902	120	0,7471		19,9034976	120	0,7293	
24,4915335	125	0,7483		20,3703096	125	0,7294	
24,7393051	130	0,7487		20,8713448	130	0,7443	
25,9866033	135	0,7501		21,6524256	135	0,7473	
27,740206	140	0,7543		22,9784077	140	0,7459	
29,5899457	145	0,7587		24,5694949	145	0,7490	
30,7727876	150	0,7637		25,9461092	150	0,7538	
31,7808443	155	0,7681		27,2393763	155	0,7585	
32,7841983	160	0,7717		28,8254296	160	0,7616	
33,7432603	165	0,7737		29,717706	165	0,7632	
35,0098215	170	0,7769		30,9672125	170	0,7656	
35,9377204	175	0,7823		32,0829468	175	0,7702	
36,2366336	180	0,7825		32,9847696	180	0,7731	
36,7505563	185	0,7847		33,9582338	185	0,7745	
37,3973571	190	0,7856		35,200481	190	0,7766	
38,7261056	195	0,7891		36,811481	195	0,7800	
39,8040823	200	0,7931		37,1730303	200	0,7848	
40,4936149	205	0,7954		37,6574899	205	0,7865	
41,2944881	210	0,7956		38,4722087	210	0,7861	
42,3458949	215	0,7978		39,8007134	215	0,7872	
43,4638655	220	0,8008		40,8966648	220	0,7915	
45,285683	230	0,8146		43,6333218	230	0,8028	
46,7772825	240	0,8165		46,1994549	240	0,8056	
49,2934521	250	0,8206		48,65429	250	0,8091	
51,2668432	260	0,8256		49,6510892	260	0,8133	
52,7013997	270	0,8321		52,268799	270	0,8176	
54,1682057	280	0,8358		53,6972961	280	0,8229	
56,1812104	290	0,8374		55,7102908	290	0,8256	
57,6448643	300	0,8376		57,506604	300	0,8259	
59,1507318	310	0,8409		59,1837732	310	0,8314	
60,7157372	320	0,8452		61,2340791	320	0,8343	
64,0759702	330	0,8545		61,70441	330	0,8446	
65,4547688	340	0,8599		63,317928	340	0,8441	
67,029623	350	0,8604		65,7525104	350	0,8458	
68,2902956	360	0,8637		66,6693074	360	0,8489	
69,6861944	370	0,8667		68,0969255	370	0,8518	
70,987082	380	0,8742	0,8065	69,1788669	380	0,8542	0,8085