

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT
SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES



Faculté des Sciences de l'Ingénieur
Département de Génie des Procédés

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme Master

Spécialité : Génie des Procédés

Option : Organiques et Macromoléculaires (MGPO)

THEME

Caractérisation des pétroles bruts Algériens : Contribution à la
Détermination de Leurs Températures d'Ebullition.

Réalisé Par :

- BOUKSANI NOURELIMANE
- HAOUS LOUBNA

Sujet Proposé et suivi par :

•M^{me} AISSAT.F

CO-PROMOTRICE:

•M^{me} BOUFADENE.K

Devant le jury :

-Pr : HACHEM.M

-M^{me} KIHAL.N

N° d'ordre/FSI/2017

Résumé

Résumé

Notre étude, a fait l'objet dans un premier temps en la simulation des propriétés physico-chimiques des pétroles bruts Algérien à partir des distillations TBP de deux échantillons des pétroles bruts de différentes régions du Sud Algérien, puis la détermination de différentes températures d'ébullitions des sept pétroles bruts, en se basant sur les données expérimentales et des méthodes numériques de calcul déjà élaborées.

1-Présentation de SONATRACH :

Sonatrach est un groupe pétrolier et gazier intégré sur toute chaîne des hydrocarbures. Il détient en totalité ou en majorité absolue, plus de vingt entreprises importantes sur tous les métiers connexes à l'industrie pétrolière tel que le forage, le raffinage. Il possède aussi des participations significatives (entre 10 et 49% du capital) dans près de 50 entreprises implantées tant en Algérie qu'à l'étranger.

En 2004, le Groupe Sonatrach s'est classé 12^{ème} mondial parmi les compagnies pétrolières selon la revue internationale PIW qui prend en considération des critères physiques (réserves d'hydrocarbures, production) et des critères financiers (chiffres d'affaires, résultats).

Cette même revue indique que le Groupe Sonatrach est le 12^{ème} fournisseur mondial pour le gaz naturel liquéfié, le gaz de pétrole liquéfié et 3^{ème} pour le gaz naturel.

En 2004, Sonatrach a réalisé un chiffre d'affaires à l'exportation de 31,5 milliards de dollars USA en matière de commercialisation, 157,6 millions de TEP ont été vendues.

Sonatrach a produit 40 millions de m³ de GNL, séparé 8,6 millions de tonnes de GPL.

2-Les missions de Sonatrach :

Les missions confiées à Sonatrach par l'état, unique actionnaire, sont les suivantes :

- ✓ Contribuer au développement national par la maximisation de la valeur long terme des ressources hydrocarbures en Algérie.
- ✓ Satisfaire les besoins actuels en futurs de l'Algérie en hydrocarbures et produits pétroliers.
- ✓ Contribuer au développement national notamment en lui procurant les devises étrangères nécessaires.

3-Présentation de la Division Technologies et Développement :

La Division Technologies et Développement (DTD) a été créée en 1973 à Dar El Beida sous le nom « le Laboratoire Central des Hydrocarbures ». Elle a été ensuite installée à Boumerdes en 1975 et devient le Centre de Recherche et Développement « CRD » en 1987. Elle est la structure de soutien technique de l'entreprise SONATRACH. Ses propres laboratoires sont consacrés aux travaux de prestation d'études, d'essais et d'expertise dans le domaine de l'Amont pétrolier.

Remerciements

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

Nous remercions à notre encadreur Mme Boufadene.K, et à notre promotrice Mme: AISSAT pour sa patience à notre égard.

Un grand merci à tous le corps enseignant département Génie des procédés " Option Organique et macromoléculaire" et tout le staff des enseignants.

Nos remerciements vont également à toute l'équipe du Centre des Recherche et Développement de Boumerdes "Département Gisement, Raffinage" Mme Mezali Malika, Mr SLIFI, Mr SOUFIANE, Mr Jenane, Mr Menacer, Mr Haouache qui nous aide à étudier au sein de leur établissement CRD.

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

Loubna et Nour el'Imane

Loubna et Nour el'Imane

Dédicace

Je remercie tout d'abord le bon dieu de m'avoir donné le courage et la patience pour accomplir ce travail.

Je dédis ce mémoire a toute, ma famille, en particulier ma chère mère que dieu la protège, mon père qui a vécu d'amples sacrifices, mes sœurs Karima et Dallel, mon mari Younes, mes grandes parents, et ma belle mère, mon beau père et tous mes amis et le groupe MGPO.

Loubna

Dédicace

Je remercie tout d'abord le bon dieu de m'avoir donné le courage et la patience pour accomplir ce travail.

Je dédis ce mémoire a toute, ma famille, en particulier ma chère mère que dieu la protège, mon père qui a vécu d'amples sacrifices, mes frères Hichem, Brahim et Abdelhak, ma grande mère , mon mari Amine, et ma belle mère, mon beau père, mes tantes, et un grand bonjour a toutes mes familles, et tous mes amis de groupe MGPO-15.

Nourelimane

Liste des figures :

Figure	Titre de la figure	Page
I-1	Schéma de principe du raffinage	7
II-1	Transformation des résultats de la distillation D1160 en résultats de la distillation D2892 (TBP)	16
IV-1	Courbe de distillation TBP en % volumique et massique du pétrole brut 1	34
IV-2	Courbe de distillation TBP en % volumique et massique du pétrole brut 2	37
IV-3	Courbe de distillation du résidu atmosphérique ASTM D1160 du pétrole brut 1	40
IV-4	Courbe de distillation du résidu atmosphérique ASTM D1160 du pétrole brut 2	42
IV-5	Courbe de distillation TBP et ASTM D1160 du pétrole brut 1	45
IV-6	Courbe de distillation TBP et ASTM D1160 du pétrole brut 2	47
IV-7	Histogramme de température d'ébullition estimé à partir de distillation TBP et par calcul	50

Liste des tableaux :

Tableau	Titre de tableau	Page
II-1	Valeurs des fonctions f (dT) de transformation d'une ASTM D1160 à 10 mmHg en TBP à 10 mmHg	18
IV-1	Caractéristique et propriétés physico-chimiques du pétrole brut 1 et 2	30
IV-2	Les résultats de la distillation TBP du pétrole brut 1	33
IV-3	Les résultats de la distillation TBP du pétrole brut 2	35
IV-4	Résultats de distillation du résidu atmosphérique ASTM D1160 du pétrole brut 1	39
IV-5	Résultats de distillation du résidu atmosphérique ASTM D1160 du pétrole brut 2	41
IV-6	Transformation des températures converties à 760 mmHg en température à 10 mmHg du pétrole brut 1	43
IV-7	Transformation des données ASTM D1160 à 10 mmHg en TBP à 10 mmHg du pétrole brut 1	43
IV-8	Conversion des résultats d'une distillation à basse pression en résultats équivalents à la pression atmosphérique du pétrole brut 1	43
IV-9	Conversion des rendements obtenus par la D1160 pour les résidus atmosphérique en rendement de ces coupes par rapport à la charge « pétrole brut 1 »	44
IV-10	Transformation des températures converties à 760 mmHg en température à 10 mmHg du pétrole brut 2	45
IV-11	Transformation des données ASTM D1160 à 10 mmHg en TBP à 10 mmHg du pétrole brut 2	45
IV-12	Conversion des résultats d'une distillation à basse pression en résultats équivalents à la pression atmosphérique du pétrole brut 2	45
IV-13	Conversion des rendements obtenus par la D1160 pour les résidus atmosphérique en rendement de ces coupes par rapport à la charge « pétrole brut 2 »	46
IV-14	Température d'ébullition à partir de l'abaque de Wuithier	47

IV-15	Température d'ébullition à partir de Kuop	48
IV-16	Température d'ébullition estimée à partir de distillation TBP et par calcul	49

Liste des abréviations :

Symbole	Signification	Unité
AFNOR	Association Française de Normalisation	-
API	American petroleum institute	-
ASTM	American society for testing Materials	-
BSW	Bottom Sediment Water	% vol
d_4^{15}	Densité à 15°C par rapport à l'état standard de l'eau à 4°C	-
Eq	Equation	-
ISO	Organisation Internationale de Standardisation	-
PCS	Pouvoir calorifique supérieur	Kcal/kg
PCI	Pouvoir calorifique inférieur	Kcal/kg
SPGR	Spécifique gravité	-
TBP	True boiling point	-
Teb	Température d'ébullition	°C
Ti	Température à i % volumique	°C
Tmav	Température mean average	°C
Tv	Température volumétrique pondéré	°C
TVR	Tension de vapeur Reid	Kg/cm ²
% vol	Pourcentage volumique	%
% pds	Pourcentage en poids (massique)	%

INTRODUCTION

Introduction générale :

Le pétrole brut est à la fois une source d'énergie primaire utilisée pour la production de carburants et de combustibles, et une matière première de l'industrie chimique et un générateur de produits spéciaux aux usages les plus variés. Une telle importance nécessite de la part du raffineur une connaissance détaillée de la composition et des caractéristiques physico-chimique du pétrole afin de mieux le valoriser.

Le raffinage a pour fonction de transformer des pétroles bruts d'origines diverses en un ensemble de produits pétroliers répondant à des spécifications précises, dans des proportions correspondant aussi bien que possible à la demande du marché.

Au cours de notre étude, réalisée à Sonatrach au sein du Département Caractérisation des Produits Pétroliers Stabilisés de la Division Technologies et Développement (ex. CRD), nous avons procédé, en premier lieu, à une caractérisation du pétrole brut Algérien suivi d'une détermination expérimentale des principales propriétés physico-chimique des pétroles bruts.

Devant cette éventualité les procédés de séparation ou de transformation doivent permettre d'obtenir des produits de qualité qui répondent aux spécifications exigées.

Dans la deuxième partie, nous avons essayé d'apporter une nouveauté à notre travail, en déterminant les différentes températures d'ébullitions des différentes pétroles bruts et cela dans le but des calculs thermodynamiques, des prévisions de stockage ainsi que d'estimer les paramètres permettant la construction des installations de distillation.

PARTIE THEORIQUE

Chapitre I

Généralités sur le pétrole brut

I-1 Origine du Pétrole Brut :

L'origine du pétrole est définie par deux hypothèses :

- ✓ **L'origine minérale (inorganique)**, cette hypothèse stipule que le pétrole résulte de la décomposition des carburants métallique sous l'action de l'eau.
- ✓ **L'origine organique**, le pétrole est issu de la décomposition des animaux et végétaux marins au cours des cycles de sa formation. Il passe par trois étapes essentielles, à savoir : étape biologique, étape chimique et étape physique.
- **L'étape biologique** : est caractérisée par la formation du kérogène qui est constituée de déchets d'animaux et végétaux surtout dans les zones alluvionnaires (produit par les dépôts laissé par un cours d'eau quand sa vitesse, réduite, n'en permet plus le transport).
- **L'étape chimique** : appelée aussi la genèse, est caractérisée par l'accumulation du kérogène pendant des milliers d'années dans les fleuves se trouvant en dessous des débits alluvionnaires, sous l'effet de la température et de la pression qui augment au fur et à mesure que le kérogène s'enfonce dans le sol. Le pétrole ainsi formé, se situe dans des roches appelées « roche mères ».
- **L'étape physique** : cette dernière est caractérisée par la migration du pétrole et de l'eau salée contenus dans la roche mère, jusqu'à la surface. On ne pourra récupérer le pétrole que s'il est piégé dans une roche imperméable. [1]

I-2 Exploration, Forage et Production :

L'exploration consiste à rechercher des gisements d'hydrocarbures. Géologues et géophysiciens collaborent à Cet investigation chargée d'enjeux économiques.

Après l'étude détaillée des structures géologiques en surface et en profondeur, et leur imagerie par la sismique, seul le forage peut certifier la présence de pétrole.

Les profondeurs de forage dans la terre varient le plus souvent entre 2 000 et 4 000 mètres.

Le forage permet également de définir la quantité de l'effluent du puits (huile saturée de gaz ?eau ?), la perméabilité du réservoir et la production potentielle et la quantité d'huile.

En mer, pour des raisons économiques, des forages orientés multiples sont effectués à partir d'une plateforme unique.

Pour les gisements conventionnels terrestres, on fore généralement à la verticale mais des forages horizontaux sont pratiques pour les gisements de grande étendue et de faible épaisseur.

La phase de production, et plus précisément d'extraction du pétrole, nécessite des techniques complexes : le maillage du réservoir par des puits multiples, le maintien de la pression du réservoir par injection d'eau et/ou de gaz, la séparation pétrole/gaz en surface et l'expédition vers les marchés.

L'optimisation de la production finale est corrélée au choix crucial de l'emplacement et de la trajectoire des puits ainsi qu'à une gestion rigoureuse des réservoirs. En moyenne, seulement 35% des réserves en place peuvent être extraites.

L'exploration et la production ont prioritairement été effectuées à terre par facilité d'accès. Depuis les dernières décennies, les développements s'orientent aussi vers l'offshore (forage en mer) évoluant vers des techniques plus complexes et des eaux plus profondes. [2]

I-3 Stockage et Transport :

Il existe des stockages aux terminaux maritimes, mais aussi aux lieux de production des pétroles bruts, dans les raffineries et finalement près des lieux de consommation.

Souvent le stockage représente également des investissements énormes et des coûts d'entretien qui ne sont pas négligeables.

Pour les pétroles bruts, on construit des bacs pour pétrole brut léger ou lourd, pétrole brut sulfureux ou non sulfureux. Les produits pétroliers sont séparés et sont stockés selon leurs caractéristiques propres (naphta, essence, super, kérosène, gazole, fioul, résidus, les différentes charges etc.). Selon le cas, les toits des bacs peuvent être fixes ou flottants.

Il existe également, quand la configuration du terrain le permet des stockages souterrains. Ce type de stockage est réservé au pétrole brut.

Un parc de stockage en raffinerie peut avoir des dizaines voire des centaines de bacs de tailles différentes et de destinations différentes.

Une fois découvert, collecté, traité et stocké le pétrole doit être transporté par un moyen approprié vers les lieux de consommation.

Le pétrole brut est transporté soit par voie terrestre via des oléoducs, soit plus généralement par voie maritime.

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

En général, l'industrie pétrolière privilégie le transport du pétrole par voie maritime parce qu'il est très souple, au contraire d'un oléoduc, un bateau ne suit pas toujours le même trajet et s'adapte à la demande. [3]

I-4 Composition des Pétroles Bruts :

Le pétrole est mélange complexe majoritairement constitué d'hydrocarbures {93 à 99% m/m} mais également de composés organiques soufrés {0.01 à 6% m/m}, azotés {0.05 à 0.5 m/m}, oxygénés {0.1 à 0.5 m/m} et certains métaux {0.005 à 0.15% m/m}, tels que le nickel et le vanadium.

Il est composé d'un continuum de molécules hydrocarbonées pouvant comporter de quelques unités à plus d'une certaines d'atomes de carbone.

1. Les hydrocarbures :

Le pétrole brut est formé essentiellement d'hydrocarbures {combinaison exclusive de carbone et d'hydrogène} ou le carbone présente 83 à 87% en volume et l'hydrogène 10 à 14%.

Les hydrocarbures contenus dans le pétrole sont regroupés en trois familles :

- Les paraffines alcanes.
- Les naphtènes.
- Les aromatiques.

➤ **Les paraffines alcanes C_nH_{2n+2} :**

Ce sont des hydrocarbures saturés ayant la formule C_nH_{2n+2} Avec « n » le nombre d'atomes de carbone dans la chaîne d'hydrocarbures.

Nomenclature d'alcanes : terminaison en « ane ».

On distingue deux types de paraffines : les paraffines normales et les paraffines isomères.

➤ **Les naphènes : cycloalcanes C_nH_{2n} :**

Ce sont des hydrocarbures cycliques saturés, on trouve aussi des naphènes formés par la juxtaposition de deux cycles (ou plus) de six atomes de carbone.

➤ **Les aromatique : C_nH_{2n-6} :**

Ce sont des structures insaturées cycliques avec trois doubles liaisons dans chaque cycle.

2. **Les composés soufrés [0.01 à 6% en masse] :**

Les composés soufrés sont présents dans le pétrole brut sous forme de composés organique soufrés. Le sulfure d'hydrogène H_2S est le seul composé non organique présent dans le pétrole brut.

La présence des composés soufrés dans le brut est nuisible à cause de leurs caractères corrosifs.

Les composés organiques soufrés sont généralement classés en deux groupes les composés acides et les composés non acides.

Les composés acides **R-SH** ; sont les thiols mercaptans.

Les composés non acides : ce sont les thiophènes, les sulfites et les désulfites.

3. **Les autres composés :**

Le pétrole présent aussi d'autre composé aussi comme {0.05 à 1.5 en masse}, l'azotés {0.1 à 2%} en masse et aussi les métaux {0.005 à 0.015% en masse} {dont 75% du nickel et vanadium}.

On peut aussi trouve le sodium, calcium, magnésium, aluminium et le fer. [4]

I-5 Raffinage du Pétrole Brut :

Le raffinage du pétrole est un procédé industriel qui permet de transformer le pétrole brut en différents produits finis tels que le GPL, l'essence, le kérosène et le gasoil.les composants du pétrole doivent être séparés afin d'obtenir les produits finaux exploitables directement.

On en distingue en général deux grands types :

- les produits énergétiques, tels que l'essence, kérosène ;
- les produits non-énergétiques, tels que les lubrifiants, le bitume utilisés en pétrochimie.

Le raffinage ne se limite plus aujourd'hui à la séparation des différents hydrocarbures. Des procédés chimiques complexes comme la conversion, l'amélioration et le mélange sont également mis en œuvre afin d'optimiser les produits finaux pour obtenir des produits commercialisables et de bonne qualité répondant aux normes environnementales.

Pour la conversion est la seconde étape du raffinage a pour objectif de transformer les molécules lourdes en produits plus légers. Différentes méthodes sont utilisées, notamment le craquage catalytique et l'hydrocraquage ; le premier permet de décomposer les molécules lourdes sous l'effet d'un catalyseur et sous très haute température (500° environ).le second permet de produire du gas-oil sans soufre grâce à l'ajout d'hydrogène.

L'amélioration cette troisième étape du raffinage du pétrole sert à éliminer les impuretés, les composants acides, corrosifs ou néfastes pour l'environnement qui sont présents dans le pétrole raffiné. On obtient ainsi un produit de meilleure qualité et respectant les normes en vigueur. Ainsi, l'amélioration permet par exemple de réduire la teneur en soufre du fioul grâce à l'hydro-désulfuration.un lavage à la soude est également effectué pour le kérosène et les GPL, afin de débarrasser ces produits des mercaptans.

Lors du mélanger différents additif sont ajoutés aux produits dans le but de garantir leurs spécificités techniques, réglementaire et environnementales. Cette étape vise également à optimiser les propriétés des produits finis, comme la résistance au froid pour la création d'un fioul domestique de qualité supérieure par exemple. [5]

Le schéma suivant présent les étapes principale de raffinage.

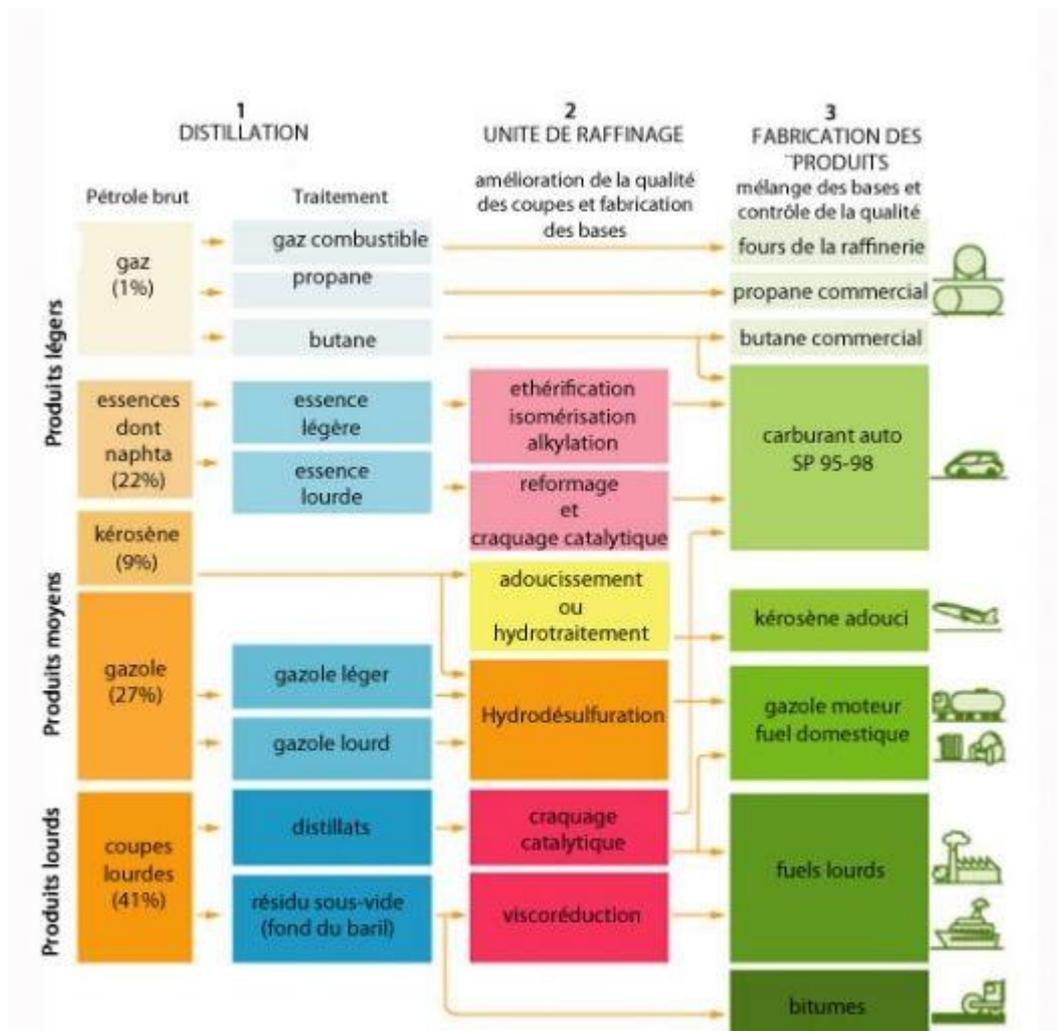


Figure I-1 : schéma de principe du raffinage.

Chapitre II

Analyse des pétroles bruts

II-1 Analyse Préliminaires du pétrole brut :

Les essais préliminaires effectués sur le pétrole brut sont des tests qui permettent d'évaluer la nature du brut et ses différentes propriétés physico-chimiques les plus importantes telles que la densité, la tension de vapeur, la viscosité,...etc. en vue de déterminer sa qualité.

L'appareillage et le mode opératoire de ces essais sont normalisés de sorte que les résultats sont aisément reproductibles et comparables.

II-1-1 Masse volumique :

La masse volumique ρ d'une substance (density en anglais) est le rapport de la masse sur le volume de la substance généralement déterminée à 15°C, elle est exprimée en kg/m^3 avec une précision de 0.2 à 0.5 selon la catégorie d'appareils utilisée pour la mesure.

La specific gravity est le rapport de la masse volumique ρ de la substance sur la masse volumique d'un fluide de référence (l'eau pour pétroles brutes).

$P_{\text{référence}}$ dans des conditions déterminées de température et pression.

Avec : $\text{SPGR} = d_4^{15} / 0,99904$.

$$d_4^{15} = \frac{\text{poid d'un volume de produit à } 15^\circ}{\text{poids du meme volume d'eau à } 4^\circ}$$

L'American petroleum institute (API) a défini un autre moyen pour exprimer la densité d'un pétrole brut. Plus le pétrole est lourd plus son degré API est faible.

$$^\circ\text{API} = (141,5 / \text{Spgr}) - 131,5.$$

La densité est fréquemment utilisée pour classer d'une manière approximative les pétroles bruts :

- Les bruts légers : $d_4^{15} < 0,825$.
- Les bruts moyens : $0,825 < d_4^{15} < 0,875$.
- Les bruts lourds : $0,875 < d_4^{15} < 1,000$.
- Les bruts extra lourds : $d_4^{15} > 1,000$.

Cette propriété permet d'effectuer des bilans massiques et de connaître le degré de stabilisation du pétrole et les pertes accidentelles des produits légers due aux conditions de prélèvement de stockage et de transport.

Il existe plusieurs techniques pour déterminer cette propriété expérimentalement, tels que : l'aéromètre, le pycnomètre, le densimètre électronique selon les normes : **ASTM D287** ; **ISO 3838** et **ASTM D4052** respectivement. [6]

II-1-2 Viscosité :

La viscosité est une grandeur physique qui mesure la résistance interne à l'écoulement d'un fluide, résistance due au frottement des molécules qui glissent les unes contre les autres. Elle joue un rôle important dans de nombreux procédés industriels et dans les opérations de transport et de stockage.

On distingue deux types de viscosité : la viscosité dynamique et la viscosité cinématique :

- **Viscosité dynamique :**

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

Traditionnellement, la viscosité dynamique est exprimée en poises (p) ou en centpoises (Cp).

- **Viscosité cinématique :**

La viscosité cinématique notée ν , c'est le rapport de la viscosité dynamique par la masse volumique d'un fluide. D'utilisation courante pour les liquides elle prend en compte la masse volumique ρ du fluide à la même température.

La viscosité cinématique est déterminée par la mesure du temps d'écoulement du produit liquide dans un tube capillaire calibré selon la norme **ASTM D445** ou **NF T60-100**. Elle est évidemment d'autant plus élevée que la température est basse.

L'instrument qui sert à mesurer la viscosité de fluides est un viscosimètre. [6]

II-1-3 Tension de vapeur Reid TVR :

La tension de vapeur mesure la tendance des molécules à s'échapper d'une phase liquide pour engendrer une phase vapeur en équilibre thermodynamique à une température donnée ;

La tension de vapeur Reid est mesurée à une température égale à 37,8°C (100°F) et exprime en **kg/cm²**, psi ou mbar.

Cette caractéristique est liée principalement à la teneur en hydrocarbures légers contenus dans le pétrole brut, qui conditionne la sécurité au cours du transport et du stockage du pétrole brut.

La tension de vapeur Reid ou TVR se détermine au laboratoire suivant la norme **ASTM D323 ; ISO 3007** pour les essences et **ASTM D1267; ISO 4256** pour les gaz du pétrole liquéfiés.

Elle caractérise pourtant la qualité de stabilité du brut et donc son potentiel de dégazage. [7]

II-1-4 Point d'éclair :

Il correspond à la température la plus basse à la quelle un corps combustible émet suffisamment de vapeurs pour former avec l'air ambiant, un mélange gazeux qui s'enflamme sous l'effet d'une source d'énergie calorifique telle qu'une flamme pilote, mais pas suffisamment pour que la combustion s'entretienne d'elle-même ; Pour ceci, il faut atteindre le point d'inflammation.

Si l'inflammation nécessite pas de flamme pilote, on parle alors d'auto-inflammation.

Le point d'inflammabilité (point d'éclair) est un concept pétrolier et les premiers appareils qui permettent de définir un point d'éclair ont été décrits dans des normes pétrolières (**NF M07-011**).

L'intérêt de cet essai est d'éviter l'inflammabilité au cours du transport et du stockage.

Cette caractéristique n'est mesurée généralement que pour les coupes moyennes et lourdes du gas-oil ou fuels.

Sa détermination est régit par la norme **ASTM D93**.

Il existe deux types de point d'éclair : le point d'éclair coc (coupelle ouvert) selon la norme **ASTM D92/ISO 2592** et PMCC (coupelle fermé) selon la norme **ASTM D93/ISO 2719**. [8]

II-1-5 Point de trouble, Point de congélation et Point d'écoulement:

Le point de trouble est la température à laquelle des cristaux de paraffines normalement dissous dans la solution constituées par l'ensemble des autres composants commencent à se séparer.

Le point de congélation est la température à laquelle un pétrole brut soumis au refroidissement dans une éprouvette de mesure demeure immobile lorsque l'éprouvette est inclinée de 45°C.

Cette mesure est définie par les normes : **ASTM D2386/ISO3013**.

Le point d'écoulement d'un pétrole brut est la température la plus basse à laquelle un pétrole brut coule lorsqu'il est refroidi dans des conditions normalisées. Le point d'écoulement est souvent utilisé afin de définir la faisabilité d'un pompage. Si le pétrole brut est trop froid, il se déplacera difficilement dans les tuyaux de pompage.

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

Ces mesures sont définies par la norme **ASTM D97/ISO3016**.

La connaissance de ces points permet d'apprécier les limites de températures à respecter dans la mise en œuvre des produits, en particuliers, pour leur pompage en hiver. [7]

II-1-6 Teneur en eau et sédiment BSW (Bottom Sediment Water) :

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

Ces produits peuvent détériorer les équipements (corrosion, érosion, dépôts, bouchage, empoisonnement des catalyseurs...etc.).

On doit éviter la présence d'eau et des sédiments car ils arrivent à boucher les tuyauteries et dégrader la qualité du brut.

Leur passage dans les unités de raffinage entraîne d'irrégularités de fonctionnement et perturbe leur marche.

La détermination de la teneur en eau et sédiments correspond à la norme **NFM07-020**. [9]

II-1-7 Teneur en eau par extraction :

Dans le pétrole brut, l'eau se trouve en partie dissoute et en partie sous forme d'émulsion plus au moins stable cette stabilité est due à la présence d'asphaltènes, ou de certains agents tensioactifs.

On détermine la teneur en eau pour éviter la corrosion, l'érosion, le bouchage et l'empoisonnement de catalyseur.

La détermination de la teneur en eau par extraction fait l'objet de la norme **ASTM D95**. [9]

II-1-8 Teneur en soufre :

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

La teneur en soufre d'un pétrole brut est donc une des caractéristiques les plus importantes pour le raffineur, car elle permet d'éviter les risques de corrosion des installations et empoisonnement au niveau des catalyseurs utilisés au cours des traitements chimiques du pétrole brut.

Détermination de la teneur en soufre par fluorescence X, elle régit par la norme **ASTM D 4294/ISO8754**. [10]

II-1-9 Acidité :

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

La répartition des acides n'est pas uniforme dans un même brut, enregistre la teneur maximale dans les fractions distillées entre 400-450°C.

La détermination de cette acidité est très importante pour le raffineur afin d'éviter les risques suivants :

- ✓ La formation des émulsions stable avec la soude caustique au cours de dessalage ou de la fabrication d'huile de lubrification.

- ✓ Corrosion à haute température (il attaque les tuyauteries en acier carbone ordinaire ce qui oblige à utiliser l'acier allié).

La détermination de l'indice d'acidité est régit par la norme **ASTM D 974/ISO6618**. [11]

II-1-10 Pouvoir calorifique :

Le pouvoir calorifique massique ou volumique représente la quantité d'énergie par unité de masse ou de volume du carburant lors de la réaction chimique de combustion complète conduisant à la formation de CO₂ et H₂O le carburant est pris, sauf mention contraire à l'état liquide et à une T °C de référence généralement de 25°C, l'air et les produits de combustion sont considérés à cette même T°C.

Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) se distingue du pouvoir calorifique inférieur (PCI), selon que l'eau obtenue par combustion se trouve à l'état gazeux ou liquide. La seule grandeur véritablement utile en pratique est le PCI puisque dans les produits de combustion rejetés par les moteurs et les brûleurs, l'eau se trouve à l'état vapeur.

Pour la détermination du pouvoir calorifique supérieur nous utilisons l'abaque Honger et Watson ayant le facteur de caractérisation Kuop et la densité d_4^{15} .

On lit sur l'abaque la valeur du pouvoir calorifique supérieur qu'on désigne par PCS. [6]

II-2 Distillation du pétrole brut

C'est un procédé de séparation par traitement mécanique, d'une phase liquide et d'une phase vapeur, qui permet d'obtenir à partir d'un mélange de plusieurs constituants, des fractions différenciées par une ou plusieurs de leurs propriétés physiques, en utilisant la chaleur comme agent de séparation.

II-2-1 Distillation TBP :

Le pétrole est évaluée principalement en termes de sa courbe vraie de température d'ébullition vraie notée TBP, c'est une distillation fractionnée en discontinu, effectuée dans une colonne adiabatique avec un système de **reflux selon la méthode ASTM D2892**, ce qui permet d'obtenir un excellent fractionnement. Chacune des fractions obtenues est aussi caractérisée par une densité, une viscosité, un facteur Kuop de Watson et un intervalle de température d'ébullition.

La courbe de distillation TBP permet d'étudier les rendements des produits qui seraient susceptibles d'être obtenus à la raffinerie, ainsi que d'établir des stratégies opérationnelles et l'optimisation des processus.

Le principe est basé sur la distillation d'une prise d'essai réalisée dans une colonne de type Oldershaw à 30 plateaux réel, effectuée en trois étapes :

✓ **Dégazage :**

C'est la première étape à réaliser du faite que le pétrole brut contient une certaine quantité de légers (gaz dissous dans le pétrole brut).

Les vapeurs ainsi formées seront condensées en tête de colonne dans des pièges ensuite récupérées dans un flacon placé dans un vase DEWAR rempli d'acétone puis refroidi à $-80\text{ }^{\circ}\text{C}$ à partir d'une sonde réfrigérante afin de piéger les gaz dissous (C_5^-) qui seront analysés par chromatographie en phase gazeuse (CPG).

✓ **Distillation à pression atmosphérique :**

Cet essai consiste à distiller le pétrole brut dans la colonne de distillation. L'ensemble comporte au fond un bouilleur équipé d'un chauffage électrique et d'une prise de température et en tête un condenseur muni d'un système de reflux à un taux égal à 5. Nous mettons l'ensemble en marche, tout en réglant le reflux de manière à récupérer un volume de distillat pour cinq volumes du pétrole brut recyclés vers la colonne, cette distillation jusqu'à une température égale à $220\text{ }^{\circ}\text{C}$ au sommet de colonne.

Dans l'impossibilité de continuer la distillation à pression atmosphérique, et pour éviter le craquage, le résidu atmosphérique est distillé sous un vide de 40mmHg et en suite sous un vide de 10mmHg.

✓ **Distillation sous vide :**

➤ Sous pression réduite de 40mmHg :

Nous refroidissons le pétrole brut restant et nous procédons à sa distillation sous pression 40mmHg réglée au moyen d'un régulateur de vide.

Nous continuons la distillation jusqu'à température de $320\text{ }^{\circ}\text{C}$ en tête de colonne pour éviter le craquage des molécules lourdes.

- Sous pression réduite de 10mmHg :

La distillation précédente est ensuite conduite sous pression encore plus réduite de 10mmHg.

Le processus de distillation est arrêté lorsque la température en tête de colonne atteint **380°C**.
[10]

II-2-2 Distillation sous vide ASTM D1160 :

Comme nous avons vu pour la distillation TBP on ne peut chauffer au-delà de 340°C, à pression atmosphérique un produit pétrolier sans provoquer un craquage de ses molécules, pour cette raison, la distillation analytique des fractions lourdes s'effectue selon la méthode **ASTM D1160** qui concerne la détermination des produits pétroliers qui peuvent être partiellement ou complètement vaporisés à une température maximale de 400°C pour des pressions de 5 à 1 mm de mercure.

L'échantillon est distillé à des températures prédéterminées et très précisément contrôlées, dans des conditions procurant approximativement un actionnement d'un plateau.

La présentation des résultats consiste en une courbe de distillation reliant le volume distillé au point d'ébullition corrigé pour être ramené à la pression atmosphérique. [10]

II-2-3 Conversion des résultats ASTM D1160 en TBP :

Les résultats de la distillation ASTM D1160 réalisée à basse pression sont convertis en températures équivalents atmosphériques. Pour des fractions distillées inférieures à 50%, les résultats D1160 convertis à 760 mmHg ne peuvent pas être directement convertis en résultats TBP atmosphériques.

Pour les fractions distillées supérieures à 50%, les courbes TBP et D1160 sont identiques.

La conversion des résultats de la distillation ASTM D1160 en résultats TBP se fait selon le schéma suivant : [10]

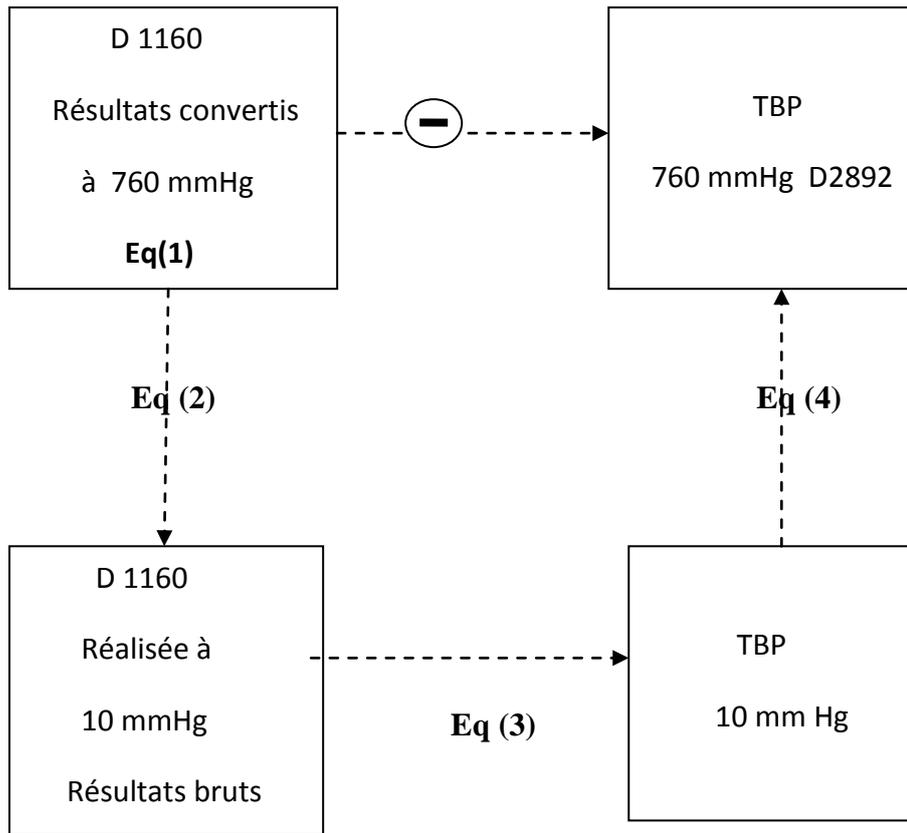


Figure II.1 : Transformation des résultats de la distillation D1160 en résultats de distillation D2892 (TBP).

⊖ Signifie transformation interdite.

Cette méthode est réservée aux fractions lourdes ; la distillation est réalisée à basse pression : de 1 à 50 mmHg.

Les résultats sont le plus souvent convertis en température équivalentes atmosphériques en utilisant une relation standard qui néglige la nature chimique des constituants :

$$\text{Avec: Eq [1] : } T' = \frac{748,1 \cdot A}{\frac{1}{T} + 0,3861A - 5,1606 \cdot 10^{-4}} \quad \text{Ou : } A = \frac{5,9991972 - 0,9774472 \log P}{2663,129 - 95,76 \log P}$$

P : la pression (mm Hg).

T : température expérimentale relative à la pression P [°K].

Log : logarithme de base 10.

Les résultats de la distillation D1160 convertis à 760 mmHg ne peuvent pas être directement convertis en TBP atmosphérique. Il est nécessaire de transformer les résultats D1160

convertis à 760 mm Hg en résultats D1160 à 10 mmHg. Puis de transformer les résultats D1160 à 10 mmHg en résultats TBP à 10 mmHg et enfin, de transformer les résultats TBP à 10 mmHg en résultats TBP à 760 mmHg.

- a) **Transformation des températures converties à 760 mmHg en températures à 10 mmHg, On emploie la formule Eq [2], qui s'écrit alors :**

$$\text{Eq [2]: } T'' = \frac{0,683398 * T'}{1 - 1,6343 * 10^{-4} * T'}$$

T'' : température de la D1160 à 10 mm Hg [°K].

T' : température de la D1160 à 760 mm Hg [°K].

- b) **Transformation des données ASTM D1160 à 10 mmHg en TBP à 10 mmHg en utilisant les équations suivantes :**

$$\begin{aligned} \text{Eq [3]: } \quad T_{50} &= T''_{50} \\ T_{30} &= T_{50} - f_1(T''_{50} - T''_{30}) \\ T_{10} &= T_{30} - f_1(T''_{30} - T''_{10}) \\ T_i &= T_{10} - f_2(T''_{10} - T''_i) \end{aligned}$$

Avec : T_{50} : Température du point 50% volume distillé TBP [°C].

T_{30} : Température du point 30% volume distillé TBP [°C].

T_{10} : Température du point 10% volume distillé TBP [°C].

T_i : Température du point initial TBP [°C].

T''_{50} : Température du point 50% volume distillé ASTM D1160 [°C].

T''_{30} : Température du point 30% volume distillé ASTM D1160 [°C].

T''_{10} : Température du point 10% volume distillé ASTM D1160 [°C].

T''_i : Température du point initial ASTM D1160 [°C].

Les fonctions f_1 (dT) et f_2 (dT) sont obtenues par interpolation des valeurs figurant au tableau suivant :

Tableau II-1 : Valeurs des fonctions f (dT) de transformation d'une ASTM D1160 à 10

mmHg en TBP à 10 mmHg.

dT °C	f2 (dT) °C	f1 (dT) °C
0	0	0
10	20	13
20	35,5	24
30	47,5	34,5
40	57	44
50	64	53,5
60	70	63
70	75	72
80	82,5	81
90	91	90,5
100	100	100

Valeurs des fonctions f (dT) de transformation d'une ASTM D1160 à 10 mmHg

dT : intervalle de température sur l'ASTM D 1160

f_1 (dT) : intervalle de température sur la TBP.

f_2 (dT) intervalle de température sur la TBP

c) Conversion des résultats d'une distillation réalisée à basse pression en résultats équivalents à la pression atmosphérique

Pour convertir les résultats d'une distillation réalisée à base pression en résultats à pression atmosphérique, on utilise les équations publiées par Maxwell et Bonnel (1955). Ces relations sont les suivantes :

$$\text{Eq [4] : } T' = \frac{748,1xT}{1+T(0,3861x-0,00051606)} \quad \text{ou : } X = \frac{5,994296-0,972546\log P}{2663,129-95,76\log P}$$

Chapitre III

Détermination de la Température d'Ébullition du Pétrole Par les Différentes Méthodes

Introduction :

L'ébullition ou la vaporisation est le passage de l'état liquide à l'état vapeur à une température et une pression donnée constantes. Elle se produit au sein d'un liquide à une température bien déterminée appelée température d'ébullition.

Dans le cas d'un corps pur, les points d'ébullition forment dans le diagramme de phase la courbe qui sépare la zone gazeuse. C'est-à-dire que pour une pression donnée, l'ébullition se produit à une température fixe.

Dans ce cas, le point d'ébullition est identique au point de condensation, qui représente les conditions nécessaires au passage de l'état gazeux vers l'état liquide.

Dans le cas d'un mélange, le point d'ébullition dépend non seulement de la pression et de la température, mais aussi de la concentration des différents composants du mélange et des réactions chimiques qui se produisent entre eux.

Les différents composants s'évaporent à des vitesses différentes, leurs concentrations relatives évoluent pendant l'ébullition ; on parle alors de distillation. La température ne reste pas constante, mais suit cette évolution.

L'intérêt de détermination de la température d'ébullition :

La température d'ébullition est une caractéristique physique importante de toutes les substances dans l'industrie pétrolière. car suivant ce paramètre on peut fractionner le pétrole en différentes fractions.

Dans le cas des produits pétroliers, ce paramètre présente un intérêt particulier car il fournit la valeur moyenne de la température d'ébullition des corps constituant ces produits. [12]

III-2-Méthode de détermination de la température d'ébullition de pétrole brut :

La température d'ébullition de pétrole brut est calculée par différentes méthodes :

III-2-1 Détermination à partir de l'abaque de Wuithier :

La température d'ébullition n'a pas de sens pour un mélange, puisque celui-ci passe de l'état liquide à l'état vapeur dans un intervalle de température plus ou moins large, selon la diversité des constituants. Pour obtenir rapidement une image de la composition, le laboratoire effectue généralement une distillation ASTM.

Dans certains cas, on a une connaissance plus précise des constituants par autre type de distillation plus sélective et appelée distillation TBP. On a l'habitude de traduire graphiquement les résultats de distillation sous forme de courbes dans un système portant en ordonnées les températures en tête de colonne et en abscisse le pourcentage volumétrique recueilli. On pourrait donc songer à prendre le point 50% de la courbe de distillation, comme représentant la moyenne des températures d'ébullition des constituants. Mais il serait aussi justifié d'utiliser ce point 50% dans un système où le pourcentage recueilli serait exprimé en poids ou en molécules au lieu de l'être en volume. En réalité, aucune de ces trois températures moyennes d'ébullition volumétrique ou pondérale ou moléculaire ne donne satisfaction ; il leur correspond trois points représentatifs distincts qui donnent par lecture dans les réseaux iso-propriétés, des caractéristiques différentes de celles que l'on peut effectivement mesurer. On a donc été amené à définir une autre valeur de la température moyenne d'ébullition d'un mélange, appelée température « mean average » ou moyenne pondérée, qui permet de retrouver les autres caractéristiques du mélange et, en particulier, le poids moléculaire ; celle-ci se détermine à partir de la connaissance de la courbe de distillation ASTM. ou TBP. par une méthode empirique faisant intervenir les valeurs de la pente et du point 50% de la pente et du point 50% de la courbe de distillation. Cette température moyenne pondérée est d'ailleurs reliée aux trois autres températures moyennes pour des mélanges complexes d'hydrocarbures ayant une distribution statistique normale des constituants, c'est-à-dire selon la loi de Gauss. J. B. Maxwell présente dans son recueil « Data Book on Hydrocarbons ». La première établit les corrélations à partir de la connaissance de la courbe de distillation ASTM et s'adresse plus spécialement aux fractions pétrolières, alors que la seconde s'applique aux pétrole bruts définis par leur courbe de distillation TBP.

En pratique la température d'ébullition moyenne d'un pétrole estimée à partir des abaques et des nomogrammes basée sur des résultats de l'expérience TBP.

La température moyenne pondérale est calculée à partir de température moyenne volumétrique on y ajoutant un incrément qui dépendra de la pente de la courbe de distillation TBP donnée par différent abaques. [7]

L'abaque de Wuithier est présenté dans l'**Annexe B-12**.

$$T_{\text{mav}} = t_v + \text{incrément.}$$

Avec :

T_{mav} = température moyenne pondérée

Température volumique moyenne: $t_v = \frac{t_{20} + t_{50} + t_{80}}{3}$

La pente de distillation : Pente $S = \frac{t_{70} - t_{10}}{60}$.

Avec :

t_{10} = 10% de volume distillé.

t_{20} = 20% de volume distillé.

t_{50} = 50% de volume distillé.

t_{70} = 70% de volume distillé.

t_{80} = 80% de volume distillé.

III-2-2 Détermination à partir de KUOP :

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 déterminer entre les comportements de différents pétroles bruts. [10]

$$\text{KOUP} = \frac{T^{1/3}}{\text{SPGR}}$$

Avec :

T_{eb} : température d'ébullition en °R où : °R = $(1,8 * T^{\circ\text{C}}) + 491,7$

SPGR : la spécifique-gravité à 60°F où : $\text{SPGR} = \frac{d}{0,99904}$; $d_{4^{15}}$: la densité à 15°C.

En effet, la connaissance de ce facteur de caractérisation « Kuop » permet de situer les tendances des pétroles bruts et des fractions pétroliers.

Ce facteur constitue un paramètre intermédiaire pour de nombreuses méthodes de calcul de propriétés des pétroles bruts et de fractions pétroliers.

Les valeurs de Kuop des hydrocarbures sont de l'ordre de :

- Kuop= 13 pour les paraffines normales et iso.
- Kuop= 12 pour les hydrocarbures mixtes où la chaîne et le cycle sont équivalents.
- Kuop= 11 pour les aromatiques et les naphthéniques légèrement substitués.
- Kuop= 10 pour les aromatiques.

Par cette relation on détermine la température d'ébullition de pétrole brut en connaissant sa Kuop et spgr

Avec :

$$T_{eb} = \sqrt[1/3]{K_{OUP} * SPGR}$$

Kuop=f (API, Viscosité à 37.8°C) une fois calculé l'API et connaissant la viscosité à 37.8°C on peut déterminer graphiquement le Kuop à l'aide de l'abaque (API ; Viscosité à 37.8°C) [Annexe B-13].

PARTIE PRATIQUE

The text 'PARTIE PRATIQUE' is rendered in a bold, italicized, sans-serif font. The letters have a vertical gradient, transitioning from a bright yellow at the bottom to a dark brown at the top. Below the text is a shadow effect composed of multiple horizontal lines, creating a 3D perspective as if the text is floating above a surface.

Chapitre IV

*Caractérisation des pétroles bruts Algériens et estimation
des températures d'ébullitions*

A-Valorisation des Pétroles Bruts Algériens

IV-1 Introduction :

Dans cette partie expérimentale, nous allons étudier deux pétroles provenant de deux champs différents pétrole brut 1 et pétrole brut 2, Pour ce faire nous commençons par réaliser des essais préliminaires au laboratoire : la masse volumique, tension de vapeur Reid, viscosité, point d'éclair, le point de trouble, le point de congélation et le point d'écoulement en vue de déterminer la qualité de ces pétroles.

Par la suite les distillations TBP ont été réalisés conformément à la norme ASTM D2892, en vue de récupérer les différents distillats, Notamment les résidus atmosphériques et tracer les courbes distillations TBP.

Les résidus atmosphériques ont subi à leurs tours des distillations sous vides très poussé, en vue de déterminer la température finale de distillation de ceux-ci.

Les résultats fournis par la distillation sous vide ASTM D1160 subi une conversion en résultats TBP.

IV-2 Détermination des Propriétés Physico-chimiques :

Les propriétés physico-chimiques mesurées sont :

La masse volumique, tension de vapeur Reid, viscosité cinématique, point d'éclair, point de trouble, point de congélation et le point d'écoulement.

L'analyse des contaminants a été également déterminée par la mesure des teneurs en eau, teneur en eau et sédiments, teneur en soufre et la teneur en asphaltènes.

✓ Mesure de la Masse Volumique :

Une fois que le densimètre est prêt : température stable a 20°C et l'écran d'affichage est a 0,0012, on procède selon la norme **ASTM4052** comme suit :

- Allumer l'éclairage de la cellule.
- Injecter l'échantillon (faible quantité) à l'aide d'une seringue dans le trou d'injection en évitant les bulles d'air dans la cellule car la présence de celle-ci fausse la mesure.
- éteindre l'éclairage, car la chaleur irradiée par l'éclairage affecte la température de cellule et mettre l'appareil en marche.

- Des que l'équilibre est atteint, lire la valeur de la densité sur un afficheur électronique.
- ✓ Entre chaque essai, il faut nettoyer la cellule en utilisant le solvant de rinçage (essence) et sécher avec l'acétone, les traces d'eau ou d'humidité sont aspirées par une pompe en verre le silicate gel placé à l'entrée de la cellule afin d'éliminer toutes les saletés adhérant aux parois de tube en U jusqu' à la stabilisation de l'écran d'affichage à 0,0012.

La photo de l'équipement est présentée dans **l'Annexe B-1**

✓ **Mesure de la Viscosité :**

- Mettre le bain thermostat en marche et laisser stabiliser jusqu'à la température de mesure.
- Charger le viscosimètre avec le liquide jusqu'au trait de remplissage et boucher l'une de couverture du viscosimètre.
- Une fois le bain stabilise, introduire le viscosimètre dans le bain, et fixer pour laisser atteindre l'équilibre de température.
- Une fois l'équilibre atteint enlever le bouchon et laisser le liquide descendre jusqu'au premier trait de repaire.
- Quand le liquide atteint ce trait, enclencher le chronomètre pour enregistrer le temps d'écoulement du liquide à travers le premier bulbe.
- Arrêter le premier chronomètre et démarrer le deuxième simultanément, une fois que le liquide arrive au second bulbe, mesurer le temps mis pour le traverser.
- Le temps d'écoulement des deux réservoirs ne doit pas être inférieur à 200 secondes, il ne doit pas être aussi supérieur à 700 secondes.

Calculer la viscosité par la relation suivante :

$$V = (K1 \times T1 + K2 \times T2) / 2$$

K1, k2 : constante de bulbes 1 et 2 du viscosimètre.

T1 : le temps d'écoulement du liquide dans le premier bulbe en seconde.

T2 : le temps d'écoulement du liquide dans le deuxième bulbe en seconde.

La photo de l'équipement est présentée dans **l'Annexe B-2**

✓ Mesure de Tension de Vapeur Reid :

- Mettre le bain en marche et laisser se stabiliser jusqu' à la température de 37,8°C au préalable, laisser refroidir la pompe de Reid et l'échantillon à analyser dans un congélateur pour ne pas perdre les constituants légers contenus dans la prise d'essai.
- Une fois que le bain est stabilisé. Introduire la prise d'essai dans l'appareil (pompe).renverser ce dernier et le secoue vigoureusement, tourner dans sa position verticale en continuant de la secouer, et placer dans le bain pendant une heure environ.
- Continuer jusqu'à ce que l'équilibre de pression soit atteint, lire directement la valeur de la tension de vapeur de l'échantillon sur le monomètre.

La photo de l'équipement est présentée dans l'**Annexe B-3**

✓ Mesure de Point d'Éclair :

- Produits dont le point d'éclair est en dessous de 13°C.
 - Nettoyer et sécher toutes les parties du vase et les accessoires.
 - Refroidir l'échantillon à 157°C.
 - Remplir le bain d'eau avec l'eau d'éthylène Glycol (50/50) jusqu'au trait de repère (la température du bain doit être maintenue environ 10°C au dessous du point d'éclair présumé).
 - Remplir le vase avec l'échantillon jusqu'au repère indiqué sur la paroi interne du vase, placer le couvercle, et fermer glissière.
 - Placer le vase dans le bain de chauffage placer le thermomètre(ASTM57C) dans le couvercle, et poser la veilleuse allumée sur les pivots du couvercle.
 - Régler la flamme de la veilleuse.
 - Mettre l'agitation en marche pendant la durée de l'essai à une vitesse 30 tours/min.
 - Chauffer le bain de telle sorte que la température de la prise d'essais monte à une vitesse de tous les 1°C/min.
 - Continuer à agiter régulièrement pendant la durée de l'essai mais cesser l'agitation lors l'application de la flamme.
 - Lorsque la température de l'échantillon atteint 20°C, appliquer la flamme en ouvrant la glissière du couvercle tous les 0.5°C jusqu'à l'apparition d'une flamme distincte à l'intérieur du vase et noter la température de l'échantillon à ce moment c'est le point d'éclair en vase clos.
- Produits dont le point d'éclair est en dessous de 60°C :

Procéder comme est indiqué précédemment mais remplacer le thermomètre par ASTM 9C.

- Produits dont le point d'éclair est supérieures à 60°C :
 - Procéder comme il est indiqué précédemment mais utiliser de l'eau à la place du mélange d'éthylène Glycol et l'eau et utiliser thermomètre ASTM9C.
 - Chauffer l'échantillon pendant l'essai, de telle sorte que la température de la prise d'essai monte à une vitesse de 3°C/min et faire la première applique de la flamme lorsque la température atteint la température inférieure d'au moins 5°C au point d'éclair présumé.

La photo de l'équipement est présentée dans l'**Annexe B-4**

✓ **Mesure de Point de Trouble, Point de Congélation, Point d'Écoulement :**

- Chauffer l'échantillon avant de le refroidir progressivement avec des bains réfrigérants de plus en plus froid (0°C, -17°C, -34°C, et -51°C).
- Verser le produit à analysé dans le tube à essai jusqu'au trait jauge.
- Renformir le tube avec un bouchon muni d'un thermomètre maintenu verticalement et bien centré à la naissance capillaire de thermomètre.
- Placer le tube à essai dans le bain réfrigèrent (éthanol) de manière qu'elle dépasse au plus de 25 mm le niveau de milieu réfrigèrent, et examiner la tube à essai après abaissement de la température 3°C.
- Commencer les mesures à une température de préférence multiple de 3°C et supérieures à 15°C et mettre le tube à essai dans le premier compartiment de 0°C.
- Si le liquide ne cesse pas de couler quand la température atteint 9°C placer le tube dans le compartiment est -17°C.
- Si le liquide ne cesse pas de couler quand la température atteint -6°C placer le tube dans le compartiment de -34°C et si n'a pas encore atteint le point de congélation à la température de -24°C placer dans le dernier compartiment de -51°C.
- Dès que l'échantillon ne coule plus, lorsque le tube est incliné, maintient le tube à essai dans la position horizontale pendant 5 secondes. si la surface de l'échantillon ne se déforme pas, et enfin noter la température qui est le point de congélation.
- Le point d'écoulement s'obtient en ajoutant 3°C à cette température.

La photo de l'équipement est présentée dans l'**Annexe B-5**

➤ **Point Trouble :**

Pour mesure de point de trouble appliquer le même principe précédemment cite mais il se diffère dans les points suivants.

- Le bulbe de thermomètre doit être plongé jusqu'au fond de tube à essai.
- On remarque la formation de trouble au fond de tube.
- Examiner le tube à essai après abaissement de la température 1°C.

La photo de l'équipement est présentée dans l'**Annexe B-5**

✓ **Mesure de la Teneur en Eau et Sédiments BSW :**

- La prise d'essai utilisée doit être représentative de l'échantillon ce qui implique son homogénéisation par les moyens appropriés, immédiatement avant son introduction dans le tube de centrifugation.
- Remplir le tube avec l'échantillon jusqu'à la graduation 50.
- Compléter ensuite jusqu'à 100 avec du toluène.
- Boucher les tubes d'une manière étanche.
- Agiter vigoureusement jusqu'à ce que leur contenu soit complètement mélangé puis allumer la centrifugeuse et placer le tube dedans.
- Fermer le couvercle.
- Programmer un temps de centrifugation égal à 10 min avec une vitesse de rotation de 2000 tours/min.
- Une fois la durée est terminée, retirer le tube et lire la graduation correspondante au dépôt : eau + sédiments.
- Refaire la centrifugation jusqu'à ce que le niveau lu reste constant.
- Placer ensuite le tube dans le bain d'eau de température 70°C pendant 30 min pour s'assurer qu'il s'agit bien de sédiment et non pas des paraffines.

La photo de l'équipement est présentée dans l'**Annexe B-6**

✓ **Mesure de la Teneur en Eau par extraction:**

- Mesurer la prise d'essai à la température ambiante dans une éprouvette graduée de 100 ml et transverse dans le ballon.
- Rincer l'éprouvette avec 50 ml de xylène puis avec 25 ml de solvant pour éliminer le produit adhérent aux parois de l'éprouvette.

- agiter le contenu du ballon et assembler les éléments de l'appareil.
- Faire circuler l'eau froide dans le réfrigérant.
- Chauffer le ballon de distillation en réglant l'ébullition pour que le distillat condensé s'écoule à l'extrémité du réfrigérant à la vitesse 2 à 5 gouttes par seconde.
- Si les gouttelettes d'eau restent dans le réfrigérant, augmenter la vitesse de distillation (c'est-à-dire le chauffage).
- Arrêter le chauffage et laisser le tube de recette et son contenu refroidi à température ambiante.
- Lire la valeur d'eau rassemblée au fond du tube de recette, à la division de l'échelle la plus voisine de l'interface eau-solvant.

$$\text{Eau, \% volume} = \frac{\text{volume d'eau dans le tube de recette}}{\text{volume de la prise d'essai}} * 100$$

La photo de l'équipement est présentée dans l'**Annexe B-7**

✓ **Mesure de Teneur en Soufre :**

- Préparer les boîtes d'échantillon.
- Mettre la boîte d'échantillon dans l'appareil.
- Commencer l'analyse (3mesure/analyse) chaque mesure pendant 100 secondes.
- Lire la moyenne des mesures qu'est imprimée.

La photo de l'équipement est présentée dans l'**Annexe B-8**

✓ **Mesure de l'Indice d'Acidité :**

- Ajouter 100 ml de solvant de titrage et 0.5 ml de la solution d'indicateur coloré paraphtolbenzeine, la solution prend une teinte orangée,
- Mettre l'agitation en marche jusqu'à ce que la prise d'essai soit entièrement dissoute dans le solvant,
- Titre le mélange par la solution KOH goutte à goutte.
- Arrêter le titrage lorsque la couleur de la solution vire vers le virage vert (la coloration orange passe à une coloration vert ou vert-brun), persiste durant 15 secondes.
- Noter le volume de KOH titré,
- Effectuer un titrage à blanc avec 100 ml de solvant de titrage et 0.5 ml d'indicateur coloré.

L'indice d'acidité total se calcule par la formule suivante :

$$\text{Indice d'acidité (mg KOH g)} = (v_1 - v_0) \times N_{\text{KOH}} \times 56.1/M$$

V_0 : volume en ml de KOH nécessaire pour titrer la solution à blanc.

V_1 : volume en ml de KOH nécessaire pour titre la prise d'essai.

N_{KOH} : Normalité de la solution de KOH

M : masse en gramme de la prise d'essai

56.1: équivalent gramme de KOH

La photo de l'équipement est présentée dans l'**Annexe B-9**

IV-3 Résultats de La Valorisation du Pétrole Brut :

IV-3-1 Caractéristiques Physico-chimiques du Pétrole Brut :

Les essais normalisés cités précédemment, nous ont permis de déterminer les propriétés physico-chimiques du pétrole brut que nous regroupons dans le tableau ci-après :

Tableau IV-1 : Caractéristiques et propriétés physico-chimiques des pétroles bruts 1 et 2.

propriété		Pétrole1	pétrole 2
densité	à 15°C	0,7916	0,8213
°API		47,08	40,62
viscosité cinématique en cSt à:			
20°C/68°F		2,3	4,807
37,8°C/100°F		1,69	3,132
tension de vapeur ; kg/cm ²		0,602	0,546
point d'éclair ; °C		<-5	<0
point d'écoulement ; °C		<-42	-45
point de congélation ; °C		<-45	-48
BSW ; % vol		<0,1	traces non dosables
teneur en eau ; % vol		traces	nulle
Teneur en soufre ; % pds		0,0918	0,0684
indice d'acidité ; mgKOH/g		1,01	0,7758
facteur de Kuop		12,2	12,08
poids moléculaire ; g/mol		185	211
pouvoir calorifique supérieur ; kcal/kg		11195	11014

Interprétation :

- D'après les résultats obtenus nous constatons que le pétrole brut 1 est classé parmi les bruts légers ($d_4^{15} < 0,828$) présentant une densité de 0,7916 ; par contre le pétrole brut 2 est classé parmi les bruts lourds présentant une densité de 0,8213 qui confirme par ses valeurs de viscosité.
- Sur la base de la valeur de facteur de caractérisation pour les deux bruts (Kuop=12,2 ; Kuop=12,08) nous pouvons dire que notre brut appartient à la famille des hydrocarbures mixtes a tendance Paraffinique, cette tendance est confirmé par son bas point de congélation (<-45).
- Les valeurs de TVR, point d'éclairs mesurés reflètent une présence de légers.
- Il s'agit aussi des bruts caractérisés par l'absence totale d'eau ainsi qu'une faible teneur en soufre (<0.5), ce qui évitera au raffineur les opérations ultérieurs de

séparation dans le brut de minimiser tous risques de corrosion des installations dans les raffineries et le bouchage des canalisations lors de transport.

IV-3-2 Distillation TBP :

Cet essai se fait selon la norme **ASTM D2892**, l'équipement de cet essai est présenté dans **l'Annexe B-10**

✓ Mode opératoire :

- Déterminer la densité de l'échantillon.
- Peser le ballon vide à 0,1 g près, puis avec l'échantillon afin de déterminer la charge.
- Réaliser le montage et faire circuler le liquide de réfrigération (Ethanol) à -20°C.
- Chauffer progressivement l'échantillon à l'aide du Rhéostat pour permettre aux vapeurs de monter dans la colonne et atteindre le condenseur (tête de colonne) où on remarque une chute de température jusqu'à 0°C.
- Une fois que la température a chuté, commencer la débutanisation en arrêtant la circulation du réfrigérant jusqu'à ce que la température atteindra 15°C, puis reprendre la circulation du réfrigérant (cette débutanisation est réalisée jusqu'à ce que la température se stabilise entre 13 et 15°C).
- Une fois que la température s'est stabilisée, noter comme point initial et on commence à distiller jusqu'à 65°C tout en refroidissant le recueil de cette traction à une température inférieure à 0°C.
- La fraction C₅-65°C recueillie est pesée, son indice de réfraction et sa densité sont déterminés.
- Continuer la distillation atmosphérique de 5 en 5°C, en maintenant un taux de reflux de 5 :1 (un temps de cycle total qui ne soit pas supérieur à 30 s, ni inférieur à 18 s) jusqu'à une température de vapeur de 220°C. peser et déterminer la densité et l'indice de réfraction pour chaque fraction.

A partir de 220°C, on opère sous vide car la probabilité de craquage augmente.

N.B : Une fois qu'on constate qu'il n'y a plus de liquide qui descend du piège d'hydrocarbures ($\approx 100^\circ\text{C}$ en tête de colonne), on l'enlève et on le pèse après l'avoir soigneusement essuyé, puis on l'achemine vers le Service Chromatographie (bien refroidi) pour l'analyser par le service chromatographie en phase gazeuse.

❖ **Distillation réduite (40 mm Hg) :** c'est l'étape qui précède l'étape atmosphérique jusqu'à une température de 320°C sans craquage de liquide.

- Pour réduire la pression à 40 mm Hg, relier le système de contrôle et de pompage à l'appareil, puis chauffer le ballon progressivement jusqu'à ce que la température en tête de colonne se stabilise à la température avoisinant 220°C puis commencer à distiller chaque 10°C jusqu'à 320°C en maintenant un taux de reflux de 5 :1.
- Pour chaque fraction déterminer sa densité, son indice de réfraction et son poids.
- laisser l'installation se refroidit pour passer à l'étape suivante.

A partir de 320°C à 40 mm Hg, on doit réduire la pression à 10 mm Hg car la probabilité de craquage au-delà de 320°C à 40 mm Hg.

❖ **Distillation réduite (10 mm Hg) :** c'est l'étape qui précède l'étape de distillation à 40 mm Hg. On procède de la manière jusqu'à atteindre une pression de 10 mm Hg et une température maximale de 400°C.

- Continuer la prise de coupes jusqu'à atteindre le point maximum souhaité ou jusqu'à ce que la charge indique des signes de craquement.
- Un craquement prononcé est prouvé par l'évolution des gaz comme il est indiqué par la hausse de pression ainsi que l'apparition d'un brouillard dans le ballon.
- Fermer la vanne de reflux ainsi que le système de chauffe. Laisser le contenu refroidir à une température permettant d'entamer la distillation à une pression inférieure sans ébullition.
- Peser toutes les fractions et déterminer leurs densités à 15°C et leurs indices de réfraction à 20°C.

A la fin de chaque fraction de distillation et à chaque point de coupe, noter les observations suivantes :

- Le volume en millilitres observé à une température ambiante,
- La température de vapeur en °C au plus proche de 0,5°C avec correction, si nécessaire.
- La température du liquide en ébullition en °C au plus proche de 1°C,
- La chute de pression dans la colonne en mm Hg,

- La pression d'exploitation mesurée en tête de colonne en mm Hg absolu avec correction, si nécessaire.

Résultats du Distillation TBP

- **Pétrole 1 :**

- **Tableau IV-2 :** Les résultats de la distillation TBP du pétrole brut 1.

N° Fraction	Température °C à 760 mm Hg	T	Teb °C	%pds	%pds cumulé	densité à 15°C	% vol	% vol cumulé	Kuop
légers	<23		<23	5,95	5,95		7,49	7,49	
1	23-65	65	44	4,42	10,37	0,6501	5,38	12,87	12,75
2	65-70	70	67,5	1,26	11,63	0,6904	1,44	14,31	12,29
3	70-75	75	72,5	0,49	12,12	0,6998	0,55	14,86	12,19
4	75-80	80	77,5	0,51	12,63	0,7003	0,58	15,44	12,24
5	80-85	85	82,5	1,27	13,9	0,7028	1,43	16,87	12,25
6	85-90	90	87,5	1,85	15,75	0,7096	2,06	18,93	12,19
7	90-95	95	92,5	1,38	17,13	0,7158	1,53	20,46	12,14
8	95-100	100	97,5	2,82	19,95	0,7132	3,13	23,59	12,24
9	100-105	105	102,5	0,34	20,29	0,7288	0,37	23,96	12,03
10	105-110	110	107,5	0,59	20,88	0,727	0,64	24,6	12,11
11	110-115	115	112,5	1,99	22,87	0,7297	2,16	26,76	12,12
12	115-120	120	117,5	1,15	24,02	0,7355	1,24	28	12,08
13	120-125	125	122,5	1,6	25,62	0,742	1,71	29,71	12,02
14	125-130	130	127,5	1,89	27,51	0,7446	2,01	31,72	12,03
15	130-135	135	132,5	1,09	28,6	0,7472	1,15	32,87	12,04
16	135-140	140	137,5	1,34	29,94	0,7498	1,41	34,28	12,05
17	140-145	145	142,5	1,18	31,12	0,7543	1,24	35,52	12,02
18	145-150	150	147,5	1,33	32,45	0,7602	1,38	36,9	11,98
19	150-155	155	152,5	1,48	33,93	0,7644	1,53	38,43	11,96
20	155-160	160	157,5	1,56	35,49	0,7684	1,61	40,04	11,94
21	160-165	165	162,5	1,44	36,93	0,7716	1,48	41,52	11,94
22	165-170	170	167,5	1,39	38,32	0,774	1,42	42,94	11,95
23	170-175	175	172,5	1,19	39,51	0,7789	1,21	44,15	11,92
24	175-180	180	177,5	1,13	40,64	0,7817	1,15	45,3	11,92
25	180-185	185	182,5	1,35	41,99	0,7839	1,36	46,66	11,93
26	185-190	190	187,5	1,35	43,34	0,7871	1,36	48,02	11,92
27	190-195	195	192,5	1,61	44,95	0,791	1,61	49,63	11,91
28	195-200	200	197,5	1,13	46,08	0,794	1,12	50,75	11,91
29	200-205	205	202,5	1,19	47,27	0,7952	1,19	51,94	11,93
30	205-210	210	207,5	0,67	47,94	0,7945	0,67	52,61	11,98
31	210-215	215	212,5	1,08	49,02	0,7961	1,07	53,68	12,00
32	215-220	220	217,5	1,33	50,35	0,7988	1,32	55	12,00

33	220-230	230	225	1,97	52,32	0,8092	1,92	56,92	11,91
34	230-240	240	235	2,01	54,33	0,8116	1,96	58,88	11,95
35	240-250	250	245	2,69	57,02	0,8173	2,6	61,48	11,94
36	250-260	260	255	2,08	59,1	0,823	2	63,48	11,94
37	260-270	270	265	1,02	60,12	0,8283	0,98	64,46	11,93
38	270-280	280	275	1,58	61,7	0,833	1,5	65,96	11,94
39	280-290	290	285	2,02	63,72	0,8362	1,91	67,87	11,97
40	290-300	300	295	1,85	65,57	0,8382	1,74	69,61	12,01
41	300-310	310	305	2,12	67,69	0,8403	2	71,61	12,05
42	310-320	320	315	2,05	69,74	0,8454	1,92	73,53	12,04
43	320-330	330	325	1,09	70,83	0,8578	1,01	74,54	11,94
44	330-340	340	335	1,49	72,32	0,8558	1,38	75,92	12,03
45	340-350	350	345	1,72	74,04	0,8627	1,57	77,49	12,00
46	350-360	360	355	1,36	75,4	0,8671	1,24	78,73	12,00
47	360-370	370	365	1,5	76,9	0,8688	1,37	80,1	12,04
48	370-375	375	372,5	0,73	77,63	0,873	0,66	80,76	12,03
49	375-380	380	377,5	0,62	78,25	0,8735	0,57	81,33	12,06

Courbes :

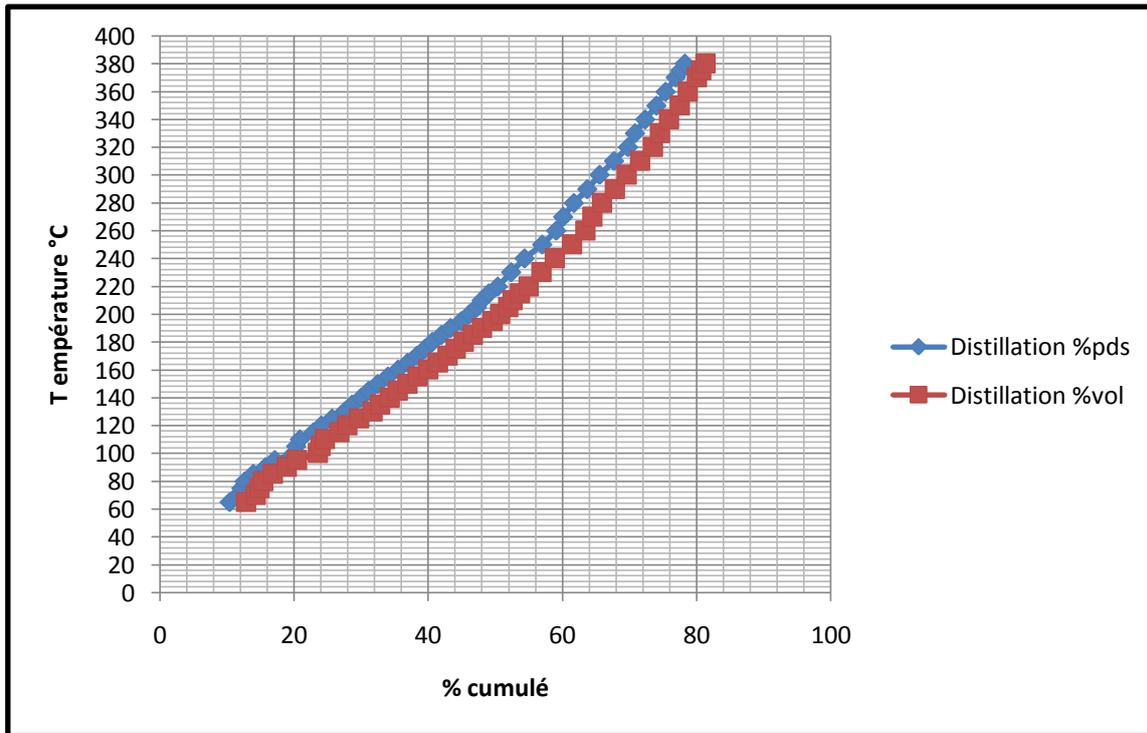


Figure IV-1 : Courbe de distillation TBP en % volumique et massique du pétrole brut 1.

Interprétation :

En premier lieu, nous avons recueillis les gaz non condensable qui représentent 7,49% du volume total pour les analyses par chromatographie en phase gazeuse.

La température 23°C représente le point initial de la TBP ce qui correspond à la température d'ébullition du constituant le plus volatil.

A la pression atmosphérique, nous récupéré 32 fractions pétrolières dont le pourcentage volumique représente 47,51% par rapport à la charge, c'est ce qui montre encore une fois que le brut est riche en produit légers.

En ce qui concerne la distillation sous vide de 40 mm Hg elle nous a permis de récupérer 9 fractions dont le pourcentage volumique est de 16,61% par rapport à la charge totale des fractions moyennes.

Quant à le deuxième vide de 10 mm Hg, il permet d'avoir 8 fractions de pourcentage en volume égale à 9,72% par rapport à la charge indiquant le rendement en fraction lourdes.

Enfin, cette distillation nous a permis de récupérer un résidu de 18,67% par rapport à la charge.

- **Pétrole 2 :**

- **Tableau IV-3 :** Les résultats de la distillation TBP du pétrole brut 2.

N° Fraction	Température °C à 760 mm Hg	T	Teb °C	%pds	%pds cumulé	densité à 15°C	%vol	%vol cumulé	Kuop
légers	<17,7		<17,7	2,13	2,13	0,5974	2,89	2,89	
1	17,7-65	65	41,35	3,5	5,63	0,6485	4,37	7,26	12,74
2	65-70	70	67,5	0,28	5,91	0,6795	0,34	7,6	12,49
3	70-75	75	72,5	0,75	6,66	0,683	0,89	8,49	12,49
4	75-80	80	77,5	0,54	7,2	0,6901	0,63	9,12	12,42
5	80-85	85	82,5	0,91	8,11	0,6964	1,06	10,18	12,36
6	85-90	90	87,5	1,06	9,17	0,7053	1,22	11,4	12,27
7	90-95	95	92,5	1,48	10,65	0,7157	1,67	13,07	12,14
8	95-100	100	97,5	0,72	11,37	0,7221	0,81	13,88	12,09
9	100-105	105	102,5	0,58	11,95	0,7229	0,65	14,53	12,13
10	105-110	110	107,5	1,1	13,05	0,7249	1,23	15,76	12,15
11	110-115	115	112,5	1,29	14,34	0,7283	1,44	17,2	12,15
12	115-120	120	117,5	1,34	15,68	0,734	1,48	18,68	12,10
13	120-125	125	122,5	1,2	16,88	0,7423	1,31	19,99	12,02

14	125-130	130	127,5	1,06	17,94	0,7463	1,15	21,14	12,00
15	130-135	135	132,5	1,17	19,11	0,7478	1,26	22,4	12,03
16	135-140	140	137,5	1,33	20,44	0,7505	1,44	23,84	12,04
17	140-145	145	142,5	1,12	21,56	0,7548	1,21	25,05	12,02
18	145-150	150	147,5	1,08	22,64	0,7614	1,15	26,2	11,96
19	150-155	155	152,5	1,06	23,7	0,767	1,14	27,34	11,92
20	155-160	160	157,5	1,15	24,85	0,7718	1,22	28,56	11,89
21	160-165	165	162,5	1,65	26,5	0,7734	1,75	30,31	11,91
22	165-170	170	167,5	0,5	27	0,7792	0,53	30,84	11,87
23	170-175	175	172,5	0,93	27,93	0,7806	0,98	31,82	11,89
24	175-180	180	177,5	1	28,93	0,7822	1,05	32,87	11,91
25	180-185	185	182,5	1,01	29,94	0,7847	1,06	33,93	11,92
26	185-190	190	187,5	1,23	31,17	0,7865	1,28	35,21	11,93
27	190-195	195	192,5	1,25	32,42	0,7915	1,3	36,51	11,90
28	195-200	200	197,5	1,04	33,46	0,7973	1,07	37,58	11,86
29	200-205	205	202,5	0,78	34,24	0,7994	0,8	38,38	11,87
30	205-210	210	207,5	1,13	35,37	0,8003	1,16	39,54	11,90
31	210-215	215	212,5	0,84	36,21	0,8009	0,87	40,41	11,93
32	215-220	220	217,5	0,79	37	0,8015	0,81	41,22	11,96
33	220-230	230	225	2,32	39,32	0,8171	2,33	43,55	11,79
34	230-240	240	235	2,31	41,63	0,818	2,32	45,87	11,86
35	240-250	250	245	2,38	44,01	0,8232	2,37	48,24	11,86
36	250-260	260	255	1,79	45,8	0,828	1,77	50,01	11,86
37	260-270	270	265	2,07	47,87	0,8319	2,05	52,06	11,88
38	270-280	280	275	1,7	49,57	0,8374	1,67	53,73	11,88
39	280-290	290	285	2,02	51,59	0,8381	1,98	55,71	11,94
40	290-300	300	295	2,18	53,77	0,8393	2,13	57,84	11,99
41	300-310	310	305	1,37	55,14	0,8431	1,33	59,17	12,01
42	310-320	320	315	2,03	57,17	0,8463	1,97	61,14	12,03
43	320-330	330	325	2,17	59,34	0,857	2,08	63,22	11,95
44	330-340	340	335	2,31	61,65	0,8598	2,2	65,42	11,98
45	340-350	350	345	1,63	63,28	0,8645	1,55	66,97	11,98
46	350-360	360	355	1,54	64,82	0,8672	1,46	68,43	12,00
47	360-370	370	365	1,4	66,22	0,8695	1,32	69,75	12,03
48	370-375	375	372,5	0,76	66,98	0,8704	0,72	70,47	12,07
49	375-380	380	377,5	0,86	67,84	0,8715	0,81	71,28	12,08

Courbe :

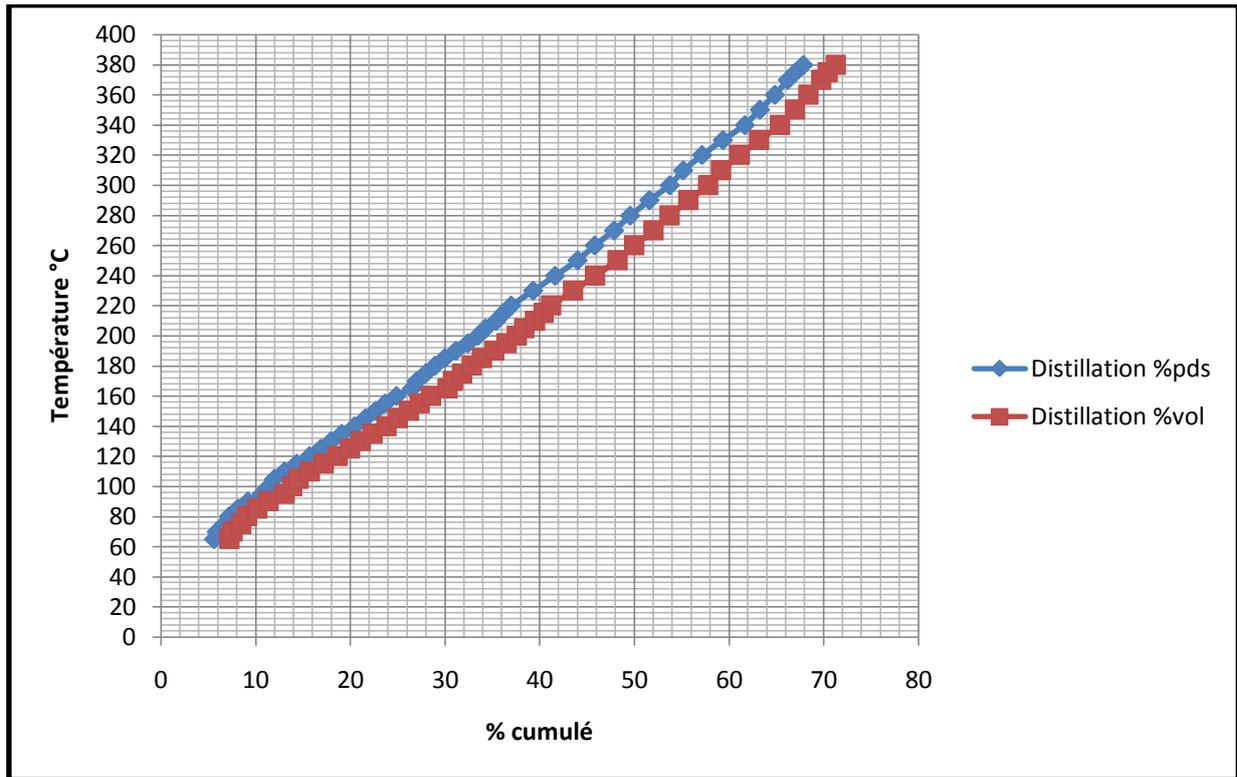


Figure IV-2 : Courbe de distillation TBP en % volumique et massique du pétrole brut 2.

Interprétation :

En premier lieu, nous avons recueillis les gaz non condensable qui représentent 2,89% du volume total pour les analyser par chromatographie en phase gazeuse.

La température 17,7°C représente le point initial de la TBP ce qui correspond à la température d'ébullition du constituant le plus volatil.

A la pression atmosphérique, nous avons récupéré 32 fractions pétrolières dont le pourcentage volumique représente 38,33% par rapport à la charge, c'est ce qui montre encore une fois que le brut est riche en produit légers.

En ce qui concerne la distillation sous vide de 40 mm Hg, elle nous a permis de récupérer 9 fractions dont le pourcentage volumique est de 17,95% par rapport à la charge totale des fractions moyennes.

Quant à le deuxième vide de 10 mm Hg, il permet d'avoir 8 fractions de pourcentage en volume égale à 12,11% par rapport à la charge indiquant le rendement en fraction lourdes.

Enfin, cette distillation nous a permis de récupérer un résidu de 28,72% par rapport à la charge.

IV-3-3 Distillation du Résidu Atmosphérique sous Pression Réduite 5 mm Hg :

Cet essai se fait selon la norme **ASTM D 1160**, l'équipement de cet essai est présenté dans **l'Annexe B-11**

C'est l'étape qui précède la distillation sous 10 mm Hg, se fait pour le résidu atmosphérique selon les étapes suivantes :

- Vingt programmes de distillation peuvent être stockés en mémoire. Chaque programme est identifié par un numéro de programme et le nom de l'échantillon.
- Un programme réservé au nettoyage est également stocké, cela permet un nettoyage rapide de la colonne à l'aide du toluène.
- Une fois que le programme est créé on procède à l'essai :
 - 1- taper sur M.
 - 2- faire entrer la densité de l'échantillon à la température de l'éprouvette et on valide.
 - 3- L'essai se déclenche.
 - 4- Les volumes distillés sont affichés dans l'écran.
 - 5- Une fois que l'essai est terminé, attendre la dépressurisation indiquée par une alarme.
 - 6- Lancer l'impression des résultats.

❖ Résultats du résidu atmosphérique ASTM D116 :

• Pétrole 1 :

Tableau IV-4 : Résultats de distillation du résidu atmosphérique ASTM D1160 du pétrole brut 1.

COUPE	380+
% Volume	Température °C
0	381,8
5	397,3
10	404,3
15	405
20	411,7
25	418,1
30	425
35	434,4
40	445,9
45	456,9
50	467,8
55	480,3
60	494,5
65	511
70	527,6
70,8	530,3

Courbe :

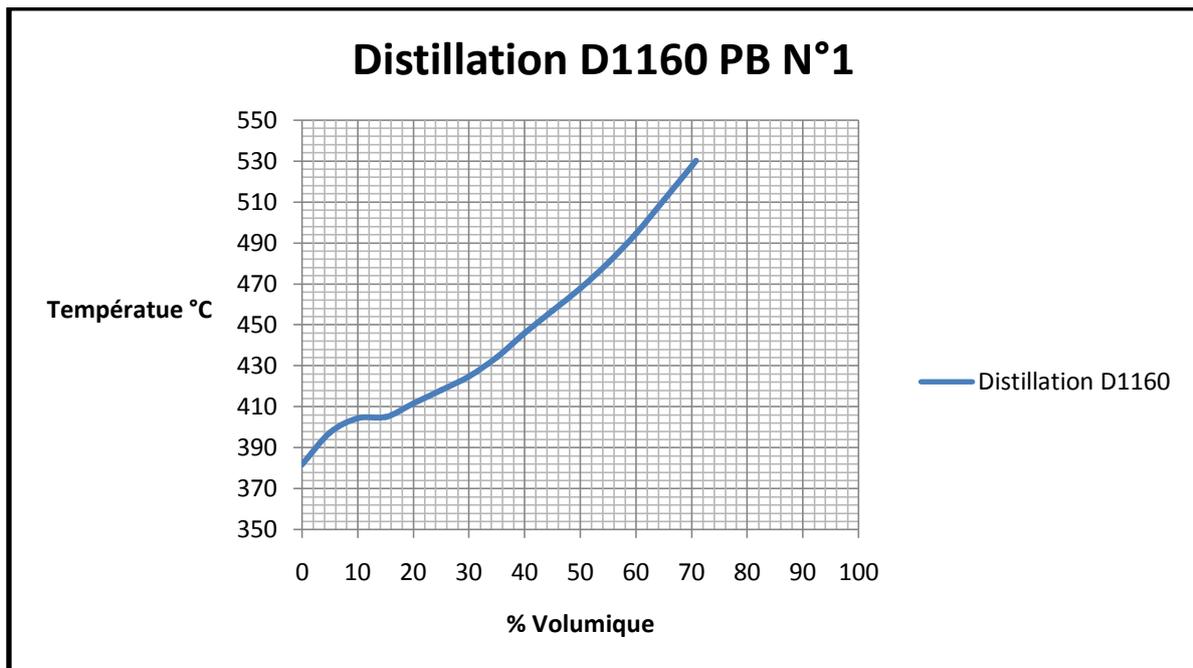


Figure IV-3 : Courbe de distillation du résidu atmosphérique ASTM D1160 en % volume du Pétrole brut 1.

Interprétation :

Les résultats du tableau ci-dessus, nous ont permis de tracer la courbe de distillation ASTM D1160.

Nous remarquons que la quantité de distillat récupéré à partir de la distillation sous pression réduite du résidu 380⁺ est importante, elle représente 70 % en volume de la prise d'essai obtenue à une température voisine de 530,3 °C.

❖ Résultats de résidu atmosphérique ASTM D1160 :

• Pétrole 2 :

Tableau IV-5 : Résultats de distillation du résidu atmosphérique ASTM D1160 du pétrole

brut 2.

COUPE	380+
% Volume	Température °C
0	382,00
5	403,60
10	418,10
15	422,90
20	424,20
25	435,30
30	445,30
35	455,20
40	466,50
45	479,60
50	493,60
55	507,90
60	522,60
63,10	530,40

Courbe :

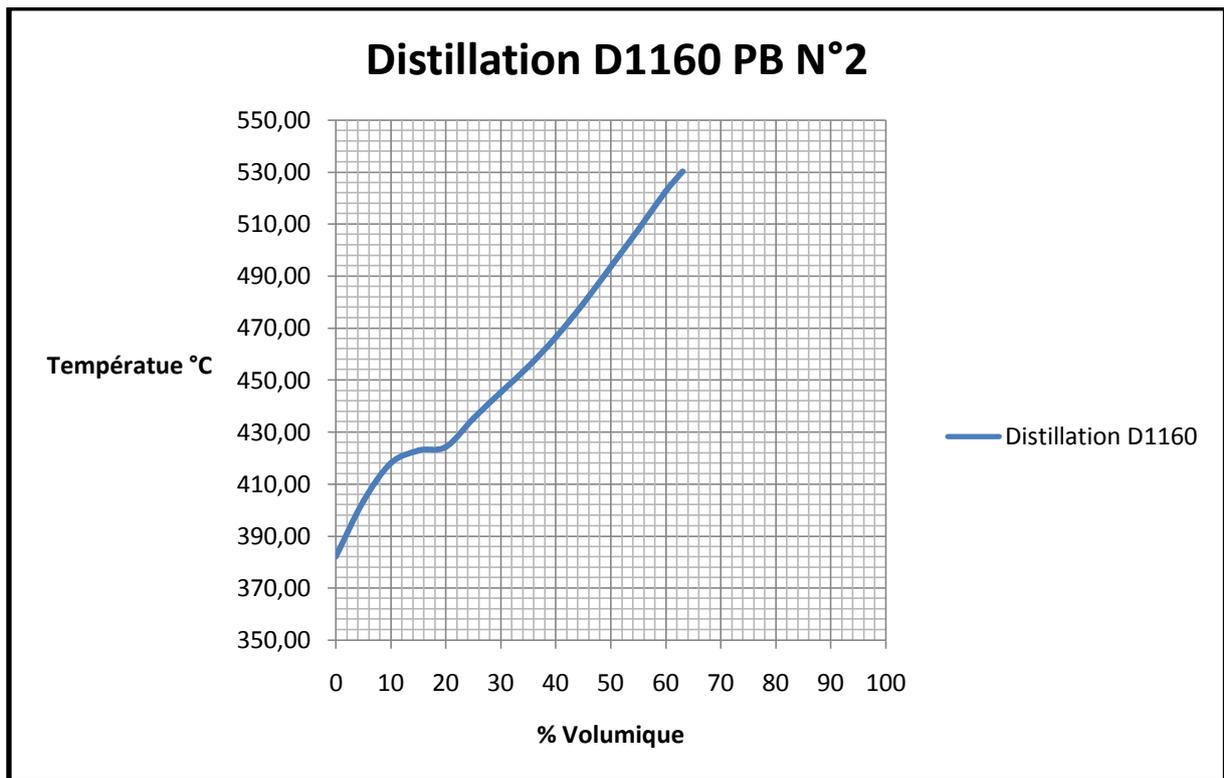


Figure IV-4 : Courbe de distillation du résidu atmosphérique ASTM D1160 en % volume du Pétrole brut 2.

Interprétation :

Les résultats du tableau ci-dessus, nous ont permis de tracer la courbe de distillation ASTM D1160.

Nous remarquons que la quantité de distillat récupéré à partir de la distillation sous pression réduite du résidu 380⁺ est importante, elle représente 60 % en volume de la prise d'essai obtenue à une température voisine de 530,4°C.

IV-3-4 Conversion des Résultats ASTM D1160 en TBP :

Pour convertir les résultats d'une distillation réalisée à basse pression en résultats à pression atmosphérique, on utilise plusieurs équations.

❖ Pétrole 1 :

Tableau IV-6 : Transformation des températures converties à 760 mmHg en température à 10 mmHg du pétrole brut 1, selon l'équation N°2 :

	D1160 à 760mmHg		D1160 à 10 mmHg	
	Température T °C	Température T [K]	Température T'' [K]	Température T'' °C
% Volume pt initial	381,80	654,95	501,24	228,09
10	404,30	677,45	520,61	247,46
30	425,00	698,15	538,56	265,41
50	467,80	740,95	576,13	302,98

Tableau IV-7 : Transformation des données ASTM D1160 à 10 mmHg en TBP à 10 mmHg, selon l'équation N°3:

	D1160 à 10 mmHg	TBP à 10 mmHg		
	Température °C	dT	f (dT)	Température T °C
% Volume pt initial	228,09	19,363	34,42	205,02
10	247,46	17,956	21,58	239,45
30	265,41	37,566	41,95	261,03
50	302,98			302,98

Tableau IV-8 : Conversion des résultats d'une distillation réalisée à basse pression en résultats équivalents à la pression atmosphérique du pétrole brut 1, selon l'équation N°4 :

	TBP à 10 mmHg		TBP atmosphérique	
	Température °C	Température T [K]	Température T [K]	Température T °C
% Volume pt initial	205,02	478,17	637,38	364,23
10	239,45	512,60	677,94	404,79
30	261,03	534,18	703,04	429,89
50	302,98	576,13	751,16	478,01

Tableau IV-9 : Conversion des rendements obtenus par la D1160 pour les résidus atmosphériques en rendement de ces coupes par rapport à la charge « pétrole brut 1 » :

	température	% Volumes	% Volumes cumulés
pt initial	362,56	0,00	71,28
10	418,35	2,87	74,15
30	450,57	5,74	79,90
50	503,93	5,74	85,64
55	507,90	1,44	87,08
60	522,60	1,44	88,51
63,1	530,4	0,89	89,40
	530,4+	10,6	100,00

Courbe de distillation TBP et ASTM D1160 :

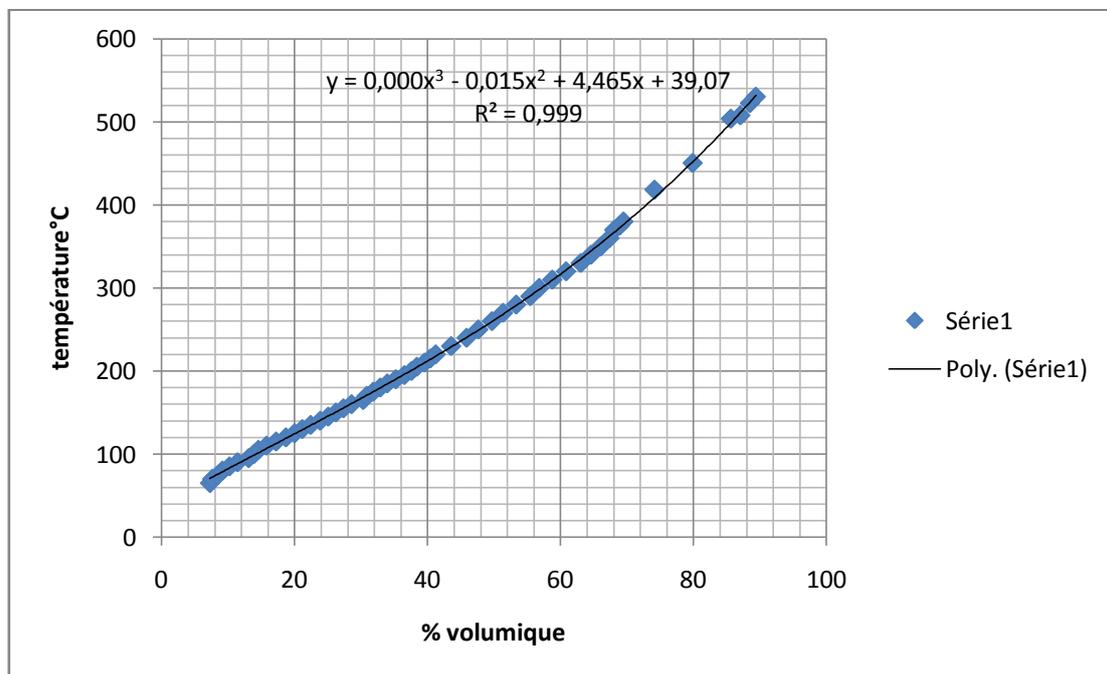


Figure IV-5 : Courbe de distillation TBP et ASTM D1160 du pétrole brut 1.

❖ Pétrole 2 :

Tableau IV-10 : Transformation des températures converties à 760 mmHg en température à 10 mmHg du pétrole brut 2, selon l'équation N°2 :

% Volume	D1160 à 760mmHg		D1160 à 10 mmHg	
	Température T °C	Température T [K]	Température T'' [K]	Température T'' °C
pt initial	382,00	655,15	501,42	228,27
10	418,10	691,25	532,56	259,41
30	445,30	718,45	556,31	283,16
50	493,60	766,75	599,06	325,91

Tableau IV-11 : Transformation des données ASTM D1160 à 10 mmHg en TBP à 10 mmHg du pétrole brut 2, selon l'équation N°3 :

% Volume	D1160 à 10 mmHg	TBP à 10 mmHg		
	Température °C	dT	f (dT)	Température T °C
pt initial	228,27	31,148	47,47	203,62
10	259,41	23,744	27,88	251,08
30	283,16	42,757	46,95	278,96
50	325,91			325,91

Tableau IV-12 : Conversion des résultats d'une distillation réalisée à basse pression en résultats équivalents à la pression atmosphérique du pétrole brut 2, selon l'équation N°4 :

% Volume	TBP à 10 mmHg		TBP atmosphérique	
	Température °C	Température T [K]	Température T [K]	Température T °C
pt initial	203,62	476,77	635,71	362,56
10	251,08	524,23	691,50	418,35
30	278,96	552,11	723,72	450,57
50	325,91	599,06	777,08	503,93

Tableau IV-13 : Conversion des rendements obtenus par la D1160 pour les résidus atmosphériques en rendement de ces coupes par rapport à la charge « pétrole brut 2 » :

	Température	% Volumes	% Volumes cumulés
pt initial	362,56	0,00	71,28
10	418,35	2,87	74,15
30	450,57	5,74	79,90
50	503,93	5,74	85,64
55	507,90	1,44	87,08
60	522,60	1,44	88,51
63.1	530,4	0,89	89,40
	530,4+	10,6	100,00

Courbe de distillation TBP et ASTM D1160 :

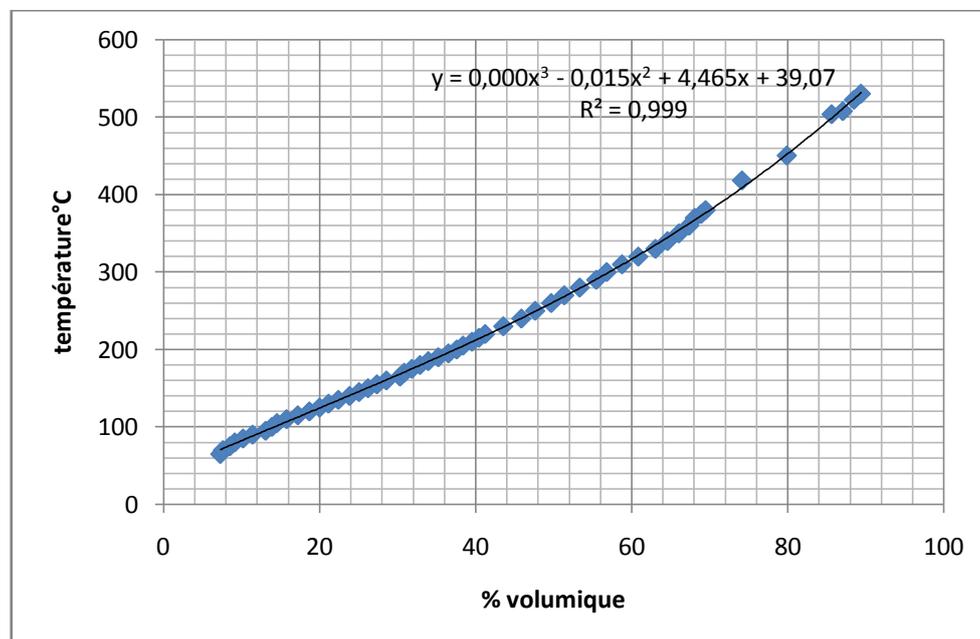


Figure IV-6 : Courbe de distillation TBP et ASTM D1160 du pétrole brut 2.

B - Estimation de La Température d'Ébullition des Pétroles Bruts Par différent méthodes :

IV-4 Introduction

Dans cette partie, nous allons déterminer la température d'ébullition de sept types de pétroles bruts Algériens, par différentes méthodes de calcul qui sont présentés au chapitre III

Par la suit, nous allons effectuer l'étude comparative par calcule l'écart entre les deux méthodes.

IV-4-1 Détermination à partir de l'abaque de Wuithier :

Les résultats des calcules des températures d'ébullition de différents pétroles bruts par la méthode de Wuithier sont reformulée dans le tableau suivant :

Tableau IV-14 : Température d'ébullition à partir de l'abaque de Wuithier.

les pétroles	T10 °C	T20 °C	T50 °C	T70 °C	T80 °C	la pente S	Tv °C	incrément	Tmav °C
1	82,22	122,37	224,82	278,12	300,27	3,27	215,82	-10	205,82
2	82,52	124,77	262,32	381,02	453,87	4,98	280,32	-32	248,32
3	49,31	100,11	235,71	360,11	446,91	5,00	260,91	-33	227,91
4	40,99	88,52	190,31	284,17	356,9	4,05	211,91	-27,5	184,41
5	56,93	98,77	239,89	364,97	442,21	5,00	260,29	-32,5	236,79
6	25,37	65,24	200,45	327,59	409,46	5,00	225,05	-32,5	201,55
7	91,81	140,82	304,07	447,19	529,24	5,00	324,71	-34	290,71

IV-4-2 Détermination à partir de Kuop :

Les résultats des calculs des températures d'ébullition de différents pétroles bruts par la méthode de Kuop sont reformulée dans le tableau suivant :

Tableau IV-15 : Température d'ébullition à partir de Kuop.

Les pétroles bruts	viscosité à 37,8	API	Kuop	SPGR 60/60	Teb °R	Teb °C
1	1,69	47,1	12	47,1453	859,43	204,31
2	3,13	40,6	12	40,6390	966,37	263,72
3	2,42	45,4	12	45,4436	884,63	218,31
4	1,54	49	12	49,0471	832,55	189,38
5	2,32	45,2	12,3	45,2434	955,50	257,68
6	2,28	45	12	45,0432	892,62	222,75
7	5,18	38,1	12	38,1366	1 003,69	284,46

IV-5 Etude comparative :

Pour estimer l'écart relatif entre les valeurs calculé et expérimental on applique la formule suivant :

$$\text{Ecart relatif (\%)} = \left(\frac{|\text{Valeur exp} - \text{Valeur cal}|}{\text{Valeur exp}} \right) \cdot 100$$

Les températures d'ébullition estimées à partir de données de la distillation obtenue et par calcul, sont regroupés ci-après :

Tableau IV-16 Température d'ébullition estimée à partir de distillation TBP et par calcul.

les pétroles bruts	Teb à partir de Wuithier	Teb à partir de Kuop	écart
1	205,82	204,31	0,73
2	248,32	263,72	6,20
3	227,91	218,31	4,21
4	184,41	189,38	2,69
5	236,79	257,69	8,83
6	201,55	222,75	10,52
7	290,713	284,46	2,15
Ecart minimal			0,73
Ecart maximal			10,52
Ecart moyenne			5.63

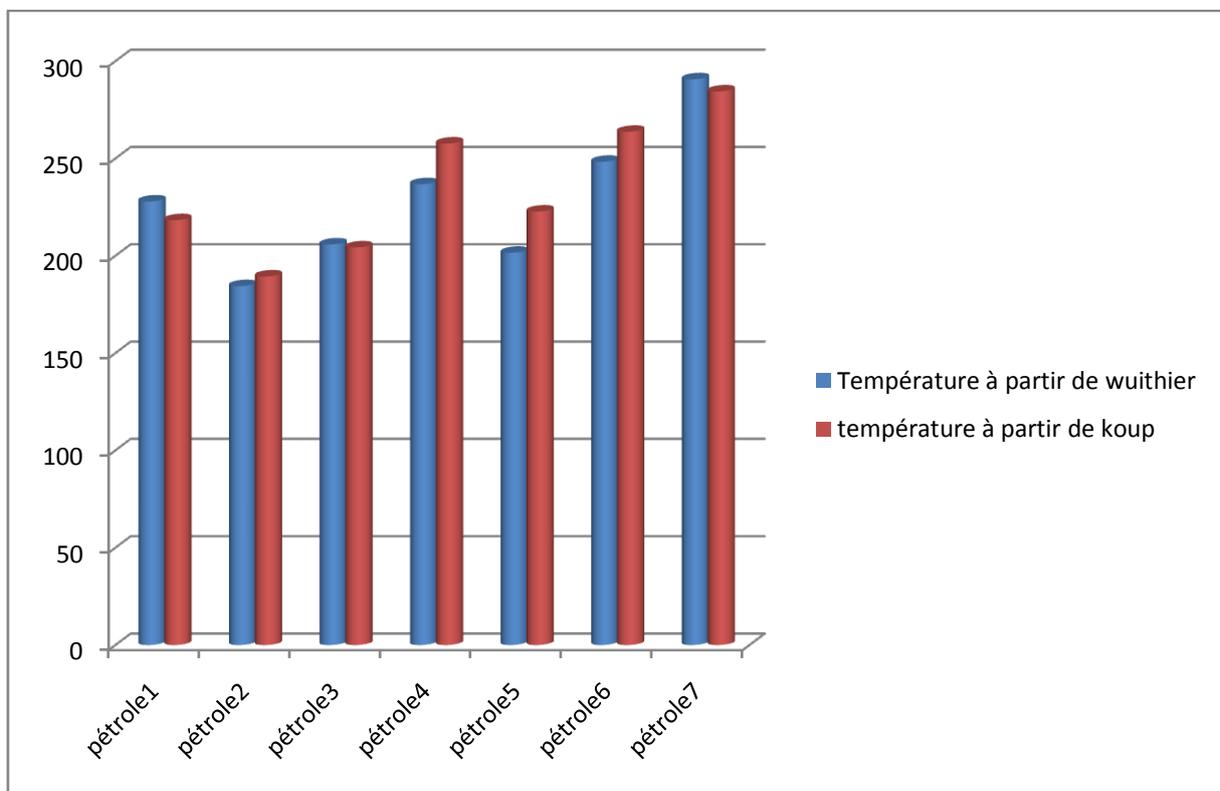


Figure IV -7 : Histogramme les températures d'ébullitions par la méthode de Wuithier et par méthode de Kuop.

Interprétation:

Le tableau IV-16 et l'histogramme montre la valeur minimale de l'écart entre la méthode expérimentale de référence (abaque de Wuithier) et la méthode calculée (méthode de Kuop) est de $0,73^{\circ}\text{C}$, alors que la valeur maximale est $10,52^{\circ}\text{C}$; l'écart moyen de température a été estimé à $5,63^{\circ}\text{C}$, cette valeur reste dans la norme (Norme $\approx 10^{\circ}\text{C}$) ; ce qui nous renseigne que la méthode de Kuop est acceptable pour la détermination des températures d'ébullition des pétroles bruts.

CONCLUSION

Conclusion

Conclusion :

Pour la caractérisation du pétrole brut Algérien à différentes régions, les analyses préliminaire (la masse volumique ; la viscosité ; tension de vapeur TVR ; le point d'éclair) ; nous ont permis de constater qu'il existe deux types de pétroles bruts légers et lourds, les deux types sont classés parmi la famille des hydrocarbures mixtes à tendance Paraffiniques, avec une faible teneur en soufre et l'absence totale de l'eau.

Pour la détermination des différentes températures d'ébullitions des sept pétroles bruts en se basant sur les données expérimentales et des méthodes numériques des calculs déjà élaborés. Nous avons obtenu un léger écart entre ces deux méthodes ce qui montre que la méthode de Kuop est acceptable pour la détermination des températures d'ébullitions des pétroles bruts.

Références bibliographique :

- [1]-X-Normand-A-Teil-l'industrie du raffinage du pétrole, leçons sommaires Tome(1)1985.
- [2]-Stéphane sainson, électro graphies du fond de mer une révolution dans la prospections pétrolière Cachan-Ed-Lavoisier-2012.
- [3]-Tout l'univers. Volume13.Hachette/le livre de Paris1975.
- [4]-cours industrie pétrolière 1ere année pétrochimie université de Skikda.
- [5]-L'essentiel sur le raffinage, UFIP-08-mars2013.
- [6]-caractéristiques des produits pétroliers par Jean-Claude GUIBET.
- [7]-P-Wuithier « Le pétrole, raffinage et génie chimique »Tome(1) Ed Technip1972.
- [8]-Méthodes d'essais des produits pétroliers édition OPU-Alger 1983.
- [9]-Les essais normalisés de contrôle et qualité des produits pétroliers 2006 ENSPM Formation Industrie-IFP Training.
- [10]-J.P Wauquier « pétrole brut, produit pétroliers schéma de fabrication » Tome. Ed Technip 1994.
- [11]-Mémoire fin d'étude : « Evaluation d'un pétrole brut Algérien »Saidi Amina et Kessaissa Fatima Zohra-UMBB-2016.
- [12]-David R-Lide-CRC Press Inc, 2009, 90^e éd 2804 p, Relié (ISBN 978-1-420-09084-0).

ANNEXE A

Résultats de distillation TBP du pétrole brut 3 :

Tableau IV-A1 : Résultats de la distillation TBP du pétrole brut 3.

fraction n°		température °C à 762mmHg	%poids	%poids cumules	densité à 15°C	%volume	%volume cumules	T°moy	Kuop	°API
léger		<18,2	4,2	4,2	0,5856	5,73	5,73	18,2		
1	65	18,2-65	5,53	9,73	0,6442	6,7	12,43	41,6	12,83	87,94
2	70	65-70	1,2	10,93	0,684	1,39	13,82	67,5	12,41	75,17
3	75	70-75	0,58	11,51	0,6989	0,65	14,47	72,5	12,20	70,77
4	80	75-80	0,65	12,16	0,7056	0,72	15,19	77,5	12,15	68,85
5	85	80-85	0,77	12,93	0,7069	0,85	16,04	82,5	12,18	68,48
6	90	85-90	1,53	14,46	0,7087	1,7	17,74	87,5	12,21	67,97
7	95	90-95	1,24	15,7	0,7126	1,37	19,11	92,5	12,20	66,88
8	100	95-100	1,08	16,78	0,7224	1,18	20,29	97,5	12,08	64,19
9	105	100-105	0,98	17,76	0,7331	1,05	21,34	102,5	11,96	61,33
10	110	105-110	0,9	18,66	0,7344	0,96	22,3	107,5	11,99	60,99
11	115	110-115	1,52	20,18	0,7351	1,63	23,93	112,5	12,03	60,81
12	120	115-120	1,25	21,43	0,7362	1,34	25,27	117,5	12,07	60,52
13	125	120-125	1,27	22,7	0,7385	1,36	26,63	122,5	12,08	59,92
14	130	125-130	1,07	23,77	0,7507	1,13	27,76	127,5	11,93	56,81
15	135	130-135	1,09	24,86	0,7546	1,13	28,89	132,5	11,92	55,84
16	140	135-140	1,1	25,96	0,7552	1,14	30,03	137,5	11,96	55,69
17	145	140-145	1,22	27,18	0,7567	1,27	31,3	142,5	11,99	55,32
18	150	145-150	1,13	28,31	0,7574	1,17	32,47	147,5	12,02	55,14
19	155	150-155	0,94	29,25	0,7642	0,99	33,46	152,5	11,96	53,48
20	160	155-160	1,04	30,29	0,7697	1,08	34,54	157,5	11,92	52,16
21	165	160-165	1,25	31,54	0,7718	1,29	35,83	162,5	11,94	51,66
22	170	165-170	1,28	32,82	0,7724	1,32	37,15	167,5	11,97	51,52
23	175	170-175	1,09	33,91	0,7741	1,13	38,28	172,5	11,99	51,12
24	180	175-180	0,92	34,83	0,7772	0,95	39,23	177,5	11,99	50,39
25	185	180-185	0,91	35,74	0,779	0,93	40,16	182,5	12,00	49,97
26	190	185-190	1,06	36,8	0,78	1,09	41,25	187,5	12,03	49,74
27	195	190-195	0,95	37,75	0,7829	0,97	42,22	192,5	12,03	49,06
28	200	195-200	0,85	38,6	0,7865	0,87	43,09	197,5	12,02	48,24
29	205	200-205	0,89	39,49	0,7879	0,9	43,99	202,5	12,04	47,92
30	210	205-210	1,05	40,54	0,7893	1,06	45,05	207,5	12,06	47,60
31	215	210-215	1,12	41,66	0,7901	1,14	46,19	212,5	12,09	47,42
32	220	215-220	1,17	42,83	0,7942	1,18	47,37	217,5	12,07	46,50
33	230	220-230	2,08	44,91	0,8048	2,06	49,43	225	11,97	44,15
34	240	230-240	2	46,91	0,8066	1,98	51,41	235	12,02	43,76
35	250	240-250	2,03	48,94	0,8143	1,99	53,4	245	11,99	42,10

36	260	250-260	1,83	50,77	0,8189	1,78	55,18	255	12,00	41,13
37	270	260-270	1,99	52,76	0,8221	1,93	57,11	265	12,02	40,45
38	280	270-280	1,71	54,47	0,8269	1,65	58,76	275	12,03	39,46
39	290	280-290	1,71	56,18	0,8281	1,66	60,42	285	12,08	39,21
40	300	290-300	2,02	58,2	0,8292	1,95	62,37	295	12,14	38,98
41	310	300-310	2,14	60,34	0,8399	2,04	64,41	305	12,05	36,81
42	320	310-320	2,05	62,39	0,8471	1,93	66,34	315	12,02	35,38
43	330	320-330	2,08	64,47	0,8535	1,95	68,29	325	12,00	34,13
44	340	330-340	1,99	66,46	0,8551	1,86	70,15	335	12,04	33,82
45	350	340-350	2,08	68,54	0,8562	1,95	72,1	345	12,09	33,61
46	360	350-360	1,9	70,44	0,8576	1,77	73,87	355	12,14	33,34
47	370	360-370	1,96	72,4	0,868	1,81	75,68	365	12,05	31,36
48	375	370-375	0,82	73,22	0,8695	0,76	76,44	372,5	12,08	31,08
49	380	375-380	0,86	74,08	0,8722	0,79	77,23	377,5	12,07	30,58
50	530	380-530	14,63	88,71	0,8785	13,12	90,35	455	12,45	29,42
		530+	11,29	100	0,9352	9,65	100			

Résultats de distillation de résidu atmosphérique ASTM D1160 du pétrole brut 3:

Tableau IV-A2 : Les résultats de la distillation de résidu atmosphérique ASTM D1160.

COUPE	380+
% Volume	Température °C
0	389,90
5	430,60
10	438,70
15	443,30
20	447,70
25	454,70
30	461,70
35	473,30
40	483,20
45	494,70
50	506,60
55	519,30
Point Final, °C	530,20

Conversion des résultats TBP en résultats D1160 :

Tableau IV-A3 : Transformation des températures converties à 760 mmHg en température à 10 mmHg du pétrole brut 3.

% Volume	D1160 à 760mmHg		D1160 à 10 mmHg	
	Température T °C	Température T [K]	Température T'' [K]	Température T'' °C
pt initial	389,90	663,05	508,20	235,05
10	438,70	711,85	550,52	277,37
30	461,70	734,85	570,74	297,59
50	506,60	779,75	610,70	337,55

Tableau IV-A4 : Transformation des données ASTM D1160 à 10 mmHg en TBP à 10 mmHg du pétrole brut 3.

% Volume	D1160 à 10 mmHg	TBP à 10 mmHg		
	Température °C	dT	f(dT)	Température T °C
pt initial	235,05	42,33	55,39	213,81
10	277,37	20,22	24,07	269,20
30	297,59	39,97	44,28	293,28
50	337,55			337,55

Tableau IV-A5 : Conversion des résultats d'une distillation à basse pression en résultats équivalents à la pression atmosphérique du pétrole brut 3.

% Volume	TBP à 10 mmHg		TBP atmosphérique	
	Température °C	Température T [K]	Température T [K]	Température T °C
pt initial	213,81	486,96	647,79	374,64
10	269,20	542,35	712,49	439,34
30	293,28	566,43	740,11	466,96
50	337,55	610,70	790,14	516,99

Tableau IV-A6 : Conversion des rendements obtenus par la D1160 pour les résidus atmosphériques en rendements de ces coupes par rapport à la charge « pétrole brut 3 ».

	Température °C	% Volumes	% Volumes cumulés
pt initial	374,64	0,00	77,23
10	439,34	2,28	79,51
30	466,96	4,55	84,06
50	516,99	4,55	88,62
55	519,30	1,14	89,75
pt final	530,2	0,91	90,66
	530,2+	9,34	100,00

Résultats de distillation TBP du pétrole brut 4 :

Tableau IV-A7 : les résultats de la distillation TBP de pétrole brut 4.

N° Fraction	Température °C à 760 mm Hg	Ti	Teb	T °C moy	%poids	%pds cumulé	densité à 15°C	%volume	%vol cumulé	Kuop
légers	<17,7		18,2	<18,2	3,5	3,5		4,75	4,75	12
1	17,7-65	18,2	65	41,6	7,76	11,26	0,6476	9,38	14,13	12,77
2	65-70	65	70	67,5	0,87	12,13	0,6855	0,99	15,12	12,38
3	70-75	70	75	72,5	0,63	12,76	0,6942	0,71	15,83	12,29
4	75-80	75	80	77,5	1,19	13,95	0,6976	1,34	17,17	12,28
5	80-85	80	85	82,5	0,99	14,94	0,7014	1,11	18,28	12,28
6	85-90	85	90	87,5	1,65	16,59	0,7081	1,43	19,71	12,22
7	90-95	90	95	92,5	2,13	18,72	0,7184	2,32	22,03	12,10
8	95-100	95	100	97,5	1,66	20,38	0,7267	1,79	23,82	12,01
9	100-105	100	105	102,5	1,19	21,57	0,7291	1,28	25,1	12,03
10	105-110	105	110	107,5	1,41	22,98	0,7295	1,51	26,61	12,07
11	110-115	110	115	112,5	1,62	24,6	0,7312	1,74	28,35	12,10
12	115-120	115	120	117,5	1,58	26,18	0,735	1,68	30,03	12,09
13	120-125	120	125	122,5	2,65	28,83	0,7385	2,81	32,84	12,08
14	125-130	125	130	127,5	0,51	29,34	0,7453	0,54	33,38	12,02
15	130-135	130	135	132,5	0,51	29,85	0,7614	0,52	33,9	11,82
16	135-140	135	140	137,5	1,34	31,19	0,7628	1,38	35,28	11,84
17	140-145	140	145	142,5	1,89	33,08	0,7606	1,95	37,23	11,92
18	145-150	145	150	147,5	1,76	34,84	0,7654	1,8	39,03	11,90
19	150-155	150	155	152,5	1,55	36,39	0,7707	1,58	40,61	11,86
20	155-160	155	160	157,5	1,48	37,87	0,7738	1,5	42,11	11,86
21	160-165	160	165	162,5	1,68	39,55	0,7754	1,7	43,81	11,88
22	165-170	165	170	167,5	1,77	41,32	0,7793	1,78	45,59	11,87
23	170-175	170	175	172,5	0,51	41,83	0,7812	0,51	46,1	11,88
24	175-180	175	180	177,5	0,74	42,57	0,7776	0,75	46,85	11,98
25	180-185	180	185	182,5	0,94	43,51	0,7816	0,94	47,79	11,96
26	185-190	185	190	187,5	1,57	45,08	0,7818	1,57	49,36	12,01
27	190-195	190	195	192,5	1,34	46,42	0,7868	1,33	50,69	11,97
28	195-200	195	200	197,5	1,69	48,11	0,7901	1,68	52,37	11,96
29	200-205	200	205	202,5	0,49	48,6	0,7916	0,48	52,85	11,98
30	205-210	205	210	207,5	0,9	49,5	0,793	0,89	53,74	12,00
31	210-215	210	215	212,5	0,96	50,46	0,7935	0,95	54,69	12,04
32	215-220	215	220	217,5	0,96	51,42	0,797	0,94	55,63	12,03
33	220-230	220	230	225	2,87	54,29	0,8053	2,79	58,42	11,96
34	230-240	230	240	235	2,22	56,51	0,8093	2,15	60,57	11,98
35	240-250	240	250	245	2,26	58,77	0,8172	2,17	62,74	11,94

36	250-260	250	260	255	1,81	60,58	0,8213	1,73	64,47	11,96
37	260-270	260	270	265	2,02	62,6	0,8249	1,92	66,39	11,98
38	270-280	270	280	275	1,58	64,18	0,826	1,5	67,89	12,04
39	280-290	280	290	285	1,63	65,81	0,8276	1,54	69,43	12,09
40	290-300	290	300	295	2,25	68,06	0,8298	2,12	71,55	12,13
41	300-310	300	310	305	1,65	69,71	0,8341	1,55	73,1	12,14
42	310-320	310	320	315	3,86	73,57	0,8452	3,58	76,68	12,05
43	320-330	320	330	325	1,64	75,21	0,8482	1,51	78,19	12,07
44	330-340	330	340	335	1,34	76,55	0,8545	1,23	79,42	12,05
45	340-350	340	350	345	1,53	78,08	0,8568	1,4	80,82	12,08
46	350-360	350	360	355	1,21	79,29	0,8588	1,1	81,92	12,12
47	360-370	360	370	365	1,21	80,5	0,866	1,09	83,01	12,08
48	370-375	370	375	372,5	0,68	81,18	0,8697	0,61	83,62	12,08
49	375-380	375	380	377,5	0,73	81,91	0,8725	0,66	84,28	12,07

Résultats de distillation de résidu atmosphérique D1160 du pétrole brut 4 :

Tableau IV-A8 : les résultats de résidu atmosphérique D1160.

COUPE	380+
% Volume	Température °C
0	409,10
5	422,40
10	429,10
20	438,20
30	445,80
40	463,10
50	483,60
60	507,40
65,4	530,00

Conversion des résultats TBP en résultats D1160 :

Tableau IV-A9 : Transformation des températures converties à 760 mmHg en température à 10 mmHg du pétrole brut 4.

% Volume	D1160 à 760mmHg		D1160 à 10 mmHg	
	Température T °C	Température T [K]	Température T'' [K]	Température T'' °C
pt initial	409,10	682,25	524,76	251,61
10	429,10	702,25	542,14	268,99
30	445,80	718,95	556,75	283,60
50	483,60	756,75	590,15	317,00

Tableau IV-A10 : Transformation des données ASTM D1160 à 10 mmHg en TBP à 10 mmHg du pétrole brut 4.

% Volume	D1160 à 10 mmHg	TBP à 10 mmHg	f (dT)	Température T °C
	Température °C	dT		
pt initial	251,61	17,38	31,69	229,67
10	268,99	14,61	17,80	261,36
30	283,60	33,40	37,84	279,16
50	317,00			317,00

Tableau IV-A11 : Conversion des résultats d'une distillation à basse pression en résultats équivalents à la pression atmosphérique du pétrole brut 4.

% Volume	TBP à 10 mmHg	Température T [K]	TBP atmosphérique	Température T °C
	Température °C		Température T [K]	
pt initial	229,67	502,82	666,48	393,33
10	261,36	534,51	703,42	430,27
30	279,16	552,31	723,94	450,79
50	317,00	590,15	767,03	493,88

Tableau IV-A12 : Conversion des rendements obtenus par la D1160 pour les résidus

atmosphériques en rendements de ces coupes par rapport à la charge « pétrole brut 4».

	Température °C	% Volumes	% Volumes cumulés
pt initial	393,33	0,00	84,28
10	430,27	1,57	85,85
30	450,79	3,14	89,00
50	493,88	3,14	92,14
60	507,40	1,57	93,71
pt final	530	0,85	94,56
	530+	5,44	100,00

Résultats de distillation TBP du pétrole brut 5 :**Tableau IV-A13 : Résultats de la distillation TBP du pétrole brut 5.**

fraction °n	température °C à 760 mm hg	Teb		% poids	% poids cumulés	densité à 15°C	% volume	% volume cumulés	KUOP	API
légers	<16,6			4,44	4,44		5,85	5,85		
1	16,6-65	40,8	65	4,2	8,64	0,6450	5,21	11,06	12,81	87,67
2	65-70	67,5	70	1,26	9,9	0,6631	1,52	12,58	12,80	81,69
3	70-75	72,5	75	1,2	11,1	0,6694	1,43	14,01	12,74	79,68
4	75-80	77,5	80	1,18	12,28	0,6762	1,4	15,41	12,67	77,56
5	80-85	82,5	85	1,14	13,42	0,6831	1,34	16,75	12,60	75,45
6	85-90	87,5	90	3,18	16,6	0,6835	3,72	20,47	12,66	75,32
7	90-95	92,5	95	0,47	17,07	0,7153	0,53	21	12,15	66,13
8	95-100	97,5	100	0,24	17,31	0,7193	0,27	21,27	12,14	65,03
9	100-105	102,5	105	0,27	17,58	0,7229	0,3	21,57	12,13	64,05
10	105-110	107,5	110	0,4	17,98	0,7252	0,44	22,01	12,15	63,43
11	110-115	112,5	115	0,76	18,74	0,7276	0,84	22,85	12,16	62,79
12	115-120	117,5	120	1,47	20,21	0,7309	1,61	24,46	12,15	61,91
13	120-125	122,5	125	1,25	21,46	0,7352	1,36	25,82	12,14	60,78
14	125-130	127,5	130	1,27	22,73	0,7387	1,38	27,2	12,13	59,87
15	130-135	132,5	135	2,21	24,94	0,7395	2,39	29,59	12,17	59,66
16	135-140	137,5	140	0,4	25,34	0,7493	0,43	30,02	12,06	57,16
17	140-145	142,5	145	1,03	26,37	0,7519	1,1	31,12	12,06	56,51
18	145-150	147,5	150	1,18	27,55	0,7552	1,25	32,37	12,06	55,69
19	150-155	152,5	155	0,48	28,03	0,7607	0,5	32,87	12,02	54,33
20	155-160	157,5	160	0,69	28,72	0,7643	0,72	33,59	12,01	53,46
21	160-165	162,5	165	1,07	29,79	0,7676	1,12	34,71	12,00	52,66
22	165-170	167,5	170	1,27	31,06	0,7708	1,32	36,03	12,00	51,90

23	170-175	172,5	175	2,38	33,44	0,7733	2,46	38,49	12,00	51,31
24	175-180	177,5	180	0,3	33,74	0,7801	0,31	38,8	11,94	49,71
25	180-185	182,5	185	0,38	34,12	0,7819	0,39	39,19	11,96	49,30
26	185-190	187,5	190	0,76	34,88	0,7842	0,78	39,97	11,97	48,77
27	190-195	192,5	195	1,14	36,02	0,7865	1,16	41,13	11,98	48,24
28	195-200	197,5	200	1,39	37,41	0,7891	1,41	42,54	11,98	47,65
29	200-205	202,5	205	1,09	38,5	0,7918	1,1	43,64	11,98	47,04
30	205-210	207,5	210	0,83	39,33	0,7945	0,84	44,48	11,98	46,43
31	210-215	212,5	215	0,97	40,3	0,7967	0,97	45,45	11,99	45,94
32	215-220	217,5	220	1,17	41,47	0,7996	1,17	46,62	11,99	45,29
33	220-230	225	230	1,55	43,02	0,8094	1,53	48,15	11,90	43,15
34	230-240	235	240	1,84	44,86	0,8126	1,81	49,96	11,93	42,47
35	240-250	245	250	2,28	47,14	0,8184	2,23	52,19	11,93	41,23
36	250-260	255	260	2,2	49,34	0,8254	2,13	54,32	11,90	39,77
37	260-270	265	270	1,18	50,52	0,828	1,14	55,46	11,94	39,23
38	270-280	275	280	1,95	52,47	0,833	1,87	57,33	11,94	38,20
39	280-290	285	290	2,49	54,96	0,8371	2,38	59,71	11,95	37,37
40	290-300	295	300	1,2	56,16	0,8409	1,14	60,85	11,97	36,61
41	300-310	305	310	1,9	58,06	0,8455	1,8	62,65	11,97	35,70
42	310-320	315	320	1,43	59,49	0,8479	1,35	64	12,01	35,22
43	320-330	325	330	1,07	60,56	0,8512	1,01	65,01	12,03	34,58
44	330-340	335	340	2,12	62,68	0,8557	1,98	66,99	12,03	33,70
45	340-350	345	350	1,76	64,44	0,8576	1,64	68,63	12,07	33,34
46	350-360	355	360	1,54	65,98	0,8625	1,43	70,06	12,07	32,40
47	360-370	365	370	1,62	67,6	0,8645	1,5	71,56	12,10	32,02
48	370-375	372,5	375	0,78	68,38	0,8665	0,72	72,28	12,12	31,64
49	375-380	377,5	380	1,01	69,39	0,8679	0,93	73,21	12,13	31,38
50	380-530	462,07	530	19,65	89,04	0,8929	17,61	90,82	12,28	26,82
51	530+	530+		10,96	100	0,9551	9,18	100		

Résultats de distillation de résidu atmosphérique D1160 du pétrole brut 5:

Tableau IV-A14 : Les résultats de la distillation de résidu atmosphérique ASTM D1160.

COUPE	380+
% Volume	Température °C
0	376,50
5	397,20
10	405,70
20	418,20
30	432,30
40	459,90
50	485,60
60	516,40
Point Final, °C	530,00

Conversion des résultats TBP en résultats D1160 :

Tableau IV-A15 : Transformation des températures converties à 760 mmHg en température à 10 mmHg du pétrole brut 5.

% Volume	D1160 à 760mmHg		D1160 à 10 mmHg	
	Température T °C	Température T [K]	Température T'' [K]	Température T'' °C
pt initial	376,50	649,65	496,71	223,56
10	405,70	678,85	521,82	248,67
30	432,30	705,45	544,93	271,78
50	485,60	758,75	591,93	318,78

Tableau IV-A16 : Transformation des données ASTM D1160 à 10 mmHg en TBP à 10 mmHg du pétrole brut 5.

% Volume	D1160 à 10 mmHg	TBP à 10 mmHg		
	Température °C	dT	f (dT)	Température T °C
pt initial	223,56	25,11	41,45	199,18
10	248,67	23,11	27,21	240,62
30	271,78	47,00	50,95	267,83
50	318,78			318,78

Tableau IV-A17 : Conversion des résultats d'une distillation à basse pression en résultats équivalents à la pression atmosphérique du pétrole brut 5.

% Volume	TBP à 10 mmHg		TBP atmosphérique	
	Température °C	Température T [K]	Température T [K]	Température T °C
pt initial	199,18	472,33	630,42	357,27
10	240,62	513,77	679,31	406,16
30	267,83	540,98	710,90	437,75
50	318,78	591,93	769,04	495,89

Tableau IV-A18 : Conversion des rendements obtenus par la D1160 pour les résidus

atmosphériques en rendements de ces coupes par rapport à la charge « pétrole brut 5 ».

	Température °C	% Volumes	% Volumes cumulés
pt initial	357,27	0,00	73,21
10	406,16	2,68	75,89
30	437,75	5,36	81,25
50	495,89	5,36	86,61
60	516,40	2,68	89,28
pt final	530	1,37	90,65
	530+	9,35	100,00

Résultats de distillation TBP du pétrole brut 6 :

Tableau A-19 : Résultats de distillation TBP de pétrole 6.

N° Fraction	Température °C à 760 mm Hg	Ti	Teb	T °C moy	%pds	%pds cumulé	densité à 15°C	% vol	% vol cumulé	Kuop
légers	<12,5			<12,5	4,74	4,74	0,5896	6,43	6,43	
1	12,5-65	12,5	65	38,75	3,84	8,58	0,6524	4,67	11,1	12,63
2	65-70	65	70	67,5	0,7	9,28	0,6774	0,82	11,92	12,53
3	70-75	70	75	72,5	1,03	10,31	0,6838	1,2	13,12	12,47
4	75-80	75	80	77,5	1,73	12,04	0,6917	1,98	15,1	12,39
5	80-85	80	85	82,5	1,84	13,88	0,6993	2,09	17,19	12,31
6	85-90	85	90	87,5	1,83	15,71	0,7073	2,06	19,25	12,23
7	90-95	90	95	92,5	1,74	17,45	0,7174	1,93	21,18	12,11
8	95-100	95	100	97,5	1,56	19,01	0,7236	1,7	22,88	12,06
9	100-105	100	105	102,5	0,5	19,51	0,7263	0,55	23,43	12,07
10	105-110	105	110	107,5	0,45	19,96	0,7325	0,48	23,91	12,02

11	110-115	110	115	112,5	1,14	21,1	0,7329	1,24	25,15	12,07
12	115-120	115	120	117,5	1,38	22,48	0,7346	1,49	26,64	12,09
13	120-125	120	125	122,5	0,98	23,46	0,7416	1,05	27,69	12,03
14	125-130	125	130	127,5	0,89	24,35	0,7509	0,94	28,63	11,93
15	130-135	130	135	132,5	0,71	25,06	0,7562	0,75	29,38	11,90
16	135-140	135	140	137,5	1,6	26,66	0,7579	1,67	31,05	11,92
17	140-145	140	145	142,5	0,98	27,64	0,7584	1,02	32,07	11,96
18	145-150	145	150	147,5	1,18	28,82	0,7637	1,22	33,29	11,92
19	150-155	150	155	152,5	1,18	30	0,7699	1,23	34,52	11,87
20	155-160	155	160	157,5	1,38	31,38	0,7738	1,43	35,95	11,86
21	160-165	160	165	162,5	1,6	32,98	0,7743	1,66	37,61	11,90
22	165-170	165	170	167,5	1,41	34,39	0,7773	1,45	39,06	11,90
23	170-175	170	175	172,5	0,53	34,92	0,7779	0,54	39,6	11,93
24	175-180	175	180	177,5	0,45	35,37	0,7786	0,46	40,06	11,97
25	180-185	180	185	182,5	0,57	35,94	0,7841	0,58	40,64	11,93
26	185-190	185	190	187,5	0,81	36,75	0,7848	0,82	41,46	11,96
27	190-195	190	195	192,5	1,38	38,13	0,7867	1,41	42,87	11,97
28	195-200	195	200	197,5	0,93	39,06	0,7932	0,94	43,81	11,92
29	200-205	200	205	202,5	0,9	39,96	0,7941	0,91	44,72	11,95
30	205-210	205	210	207,5	1,14	41,1	0,7949	1,14	45,86	11,98
31	210-215	210	215	212,5	0,94	42,04	0,7964	0,94	46,8	11,99
32	215-220	215	220	217,5	1,83	43,87	0,809	1,82	48,62	11,85
33	220-230	220	230	225	1,07	44,94	0,8105	1,06	49,68	11,89
34	230-240	230	240	235	2,2	47,14	0,8151	2,17	51,85	11,90
35	240-250	240	250	245	2,64	49,78	0,8235	2,57	54,42	11,85
36	250-260	250	260	255	1,19	50,97	0,8269	1,15	55,57	11,88
37	260-270	260	270	265	1,7	52,67	0,8286	1,64	57,21	11,93
38	270-280	270	280	275	1,68	54,35	0,834	1,61	58,82	11,93
39	280-290	280	290	285	1,9	56,25	0,8352	1,83	60,65	11,98
40	290-300	290	300	295	2,17	58,42	0,8363	2,08	62,73	12,04
41	300-310	300	310	305	1,48	59,9	0,8401	1,41	64,14	12,05
42	310-320	310	320	315	3,22	63,12	0,8476	3,04	67,18	12,01
43	320-330	320	330	325	1,76	64,88	0,8548	1,65	68,83	11,98
44	330-340	330	340	335	1,56	66,44	0,8591	1,46	70,29	11,98
45	340-350	340	350	345	1,57	68,01	0,8617	1,46	71,75	12,01
46	350-370	350	370	360	1,27	69,28	0,863	1,18	72,93	12,09
47	370-375	370	375	372,5	1,08	70,36	0,8647	1	73,93	12,15
48	375-380	375	380	377,5	1,11	71,47	0,8668	1,03	74,96	12,15

Résultats de distillation de résidu atmosphérique D1160 du pétrole brut 6:

Tableau IV-A20 : Les résultats de la distillation de résidu atmosphérique ASTM D1160.

COUPE	380+
% Volume	Température °C
0	379,00
5	403,60
10	411,50
15	419,50
20	426,20
25	431,30
30	443,30
35	450,40
40	460,60
45	475,80
50	487,20
55	501,40
60	517,00
Point Final, °C	530,40

Conversion des résultats TBP en résultats D1160 :

Tableau IV-A21 : Transformation des températures converties à 760 mmHg en température à 10 mmHg du pétrole brut 6.

% Volume	D1160 à 760mmHg		D1160 à 10 mmHg	
	Température T °C	Température T [K]	Température T'' [K]	Température T'' °C
pt initial	379,00	652,15	498,85	225,70
10	411,50	684,65	526,84	253,69
30	443,30	716,45	554,55	281,40
50	487,20	760,35	593,35	320,20

Tableau IV-A22 : Transformation des données ASTM D1160 à 10 mmHg en TBP à 10 mmHg du pétrole brut 6.

% Volume	D1160 à 10 mmHg	TBP à 10 mmHg		
	Température °C	dT	f (dT)	Température T °C
pt initial	225,70	27,99	44,48	200,51
10	253,69	27,72	32,05	245,00
30	281,40	38,80	43,15	277,05
50	320,20			320,20

Tableau IV-A23 : Conversion des résultats d'une distillation à basse pression en résultats

équivalents à la pression atmosphérique du pétrole brut 6.

% Volume	TBP à 10 mmHg		TBP atmosphérique	
	Température °C	Température T [K]	Température T [K]	Température T °C
pt initial	200,51	473,66	623,44	350,29
10	245,00	518,15	675,50	402,35
30	277,05	550,20	712,40	439,25
50	320,20	593,35	761,29	488,14

Tableau IV-A24 : Conversion des rendements obtenus par la D1160 pour les résidus atmosphériques en rendements de ces coupes par rapport à la charge « pétrole brut 6 »..

	Température °C	% Volumes	% Volumes cumulés
pt initial	350,29	0,00	74,96
10	402,35	2,50	77,46
30	439,25	5,01	82,47
50	488,14	5,01	87,48
55	501,40	1,25	88,73
60	517,00	1,25	89,98
pt final	530	0,81	90,79
	530+	9,21	100,00

Résultats de distillation TBP du pétrole brut 7 :

Tableau IV-A25 : Résultats de la distillation TBP du pétrole brut 7.

fraction °n	température °C à 760 mm Hg	T moy	t		% poids	% poids cumulés	densité à 15°C	% volume	% volume cumulés	KUOP	API
	<PI	<pi			2,16	2,16	0,5836	3,09	3,09		
1	PI-80	pi	pi	80	3,87	6,03	0,661	4,67	7,76	12,58	110,73
2	80-90	85	80	90	1,95	7,98	0,6953	2,3	10,06	12,41	82,36
3	90-110	100	90	110	2,94	10,92	0,7164	3,36	13,42	12,21	71,81
4	110-130	120	110	130	3,79	14,71	0,7345	4,24	17,66	12,12	65,83
5	130-150	140	130	150	3,78	18,49	0,7504	4,13	21,79	12,06	60,96
6	150-170	160	150	170	3,97	22,46	0,7669	4,32	26,11	11,99	56,89
7	170-180	175	170	180	1,65	24,11	0,7767	1,77	27,88	11,97	52,83
8	180-190	185	180	190	1,71	25,82	0,7811	1,82	29,7	11,99	50,51
9	190-200	195	190	200	2,14	27,96	0,7905	2,26	31,96	11,94	49,48
10	200-210	205	200	210	1,5	29,46	0,7983	1,57	33,53	11,90	47,33
11	210-220	215	210	220	1,92	31,38	0,8074	1,98	35,51	11,85	45,58
12	220-240	230	220	240	3,55	34,93	0,8122	3,65	39,16	11,90	43,59
13	240-260	250	240	260	3,55	38,48	0,8215	3,6	42,76	11,92	42,55
14	260-280	270	260	280	3,83	42,31	0,8307	3,85	46,61	11,94	40,58
15	280-300	290	280	300	3,94	46,25	0,8373	3,92	50,53	11,99	38,67
16	300-320	310	300	320	3,67	49,92	0,8442	3,62	54,15	12,03	37,33
17	320-340	330	320	340	2,93	52,85	0,8566	2,85	57	11,99	35,95
18	340-360	350	340	360	3,5	56,35	0,8625	3,38	60,38	12,04	33,53
19	360-380	370	360	380	2,82	59,17	0,8684	2,71	63,09	12,08	32,40
20	380-400	390	380	400	3,25	62,42	0,8735	3,1	66,19	12,13	31,29
21	400-420	410	400	420	0,32	62,74	0,8883	0,3	66,49	12,05	30,34
22	420-440	430	420	440	1,07	63,81	0,892	1	67,49	12,12	27,64
23	440-460	450	440	460	2,25	66,06	0,9001	2,09	69,58	12,12	26,98
24	460-480	470	460	480	3,59	69,65	0,9039	3,32	72,9	12,18	25,55
25	480-500	490	480	500	3,61	73,26	0,9085	3,31	76,21	12,22	24,89
26	500-520	510	500	520	3,13	76,39	0,9144	2,85	79,06	12,25	24,10
27	520-540	530	520	540	1,18	77,57	0,9169	1,07	80,13	12,32	23,10
28	540			540+	22,43	100	0,9624	19,87	100	12,00	22,68

Résultats de la distillation de résidu atmosphérique D1160 du pétrole brut 7:

Tableau IV-A26 : Les résultats de la distillation de résidu atmosphérique ASTM D1160.

COUPE	380+
% Volume	Température °C
0	388,00
5	409,40
10	423,40
15	429,70
20	440,40
25	451,60
30	463,90
35	477,40
40	489,90
45	505,00
50	518,70
Point Final, °C	530,70

Conversion des résultats TBP en résultats D1160 :

Tableau IV-A27 : Transformation des températures converties à 760 mmHg en température à 10 mmHg du pétrole brut 7.

% Volume	D1160 à 760mmHg		D1160 à 10 mmHg	
	Température T °C	Température T [K]	Température T'' [K]	Température T'' °C
pt initial	388,00	661,15	506,56	233,41
10	423,40	696,55	537,17	264,02
30	463,90	737,05	572,68	299,53
50	518,70	791,85	621,59	348,44

Tableau IV-A28 : Transformation des données ASTM D1160 à 10 mmHg en TBP à 10 mmHg du pétrole brut 7.

% Volume	D1160 à 10 mmHg	TBP à 10 mmHg		
	Température °C	dT	f(dT)	Température T °C
pt initial	233,41	30,61	46,98	208,80
10	264,02	35,51	39,93	255,78
30	299,53	48,91	52,73	295,71
50	348,44			348,44

Tableau IV-A29 : Conversion des résultats d'une distillation à basse pression en résultats équivalents à la pression atmosphérique du pétrole brut 7.

% Volume	TBP à 10 mmHg		TBP atmosphérique	
	Température °C	Température T [K]	Température T [K]	Température T °C
pt initial	208,80	481,95	641,86	368,71
10	255,78	528,93	696,96	423,81
30	295,71	568,86	742,89	469,74
50	348,44	621,59	802,29	529,14

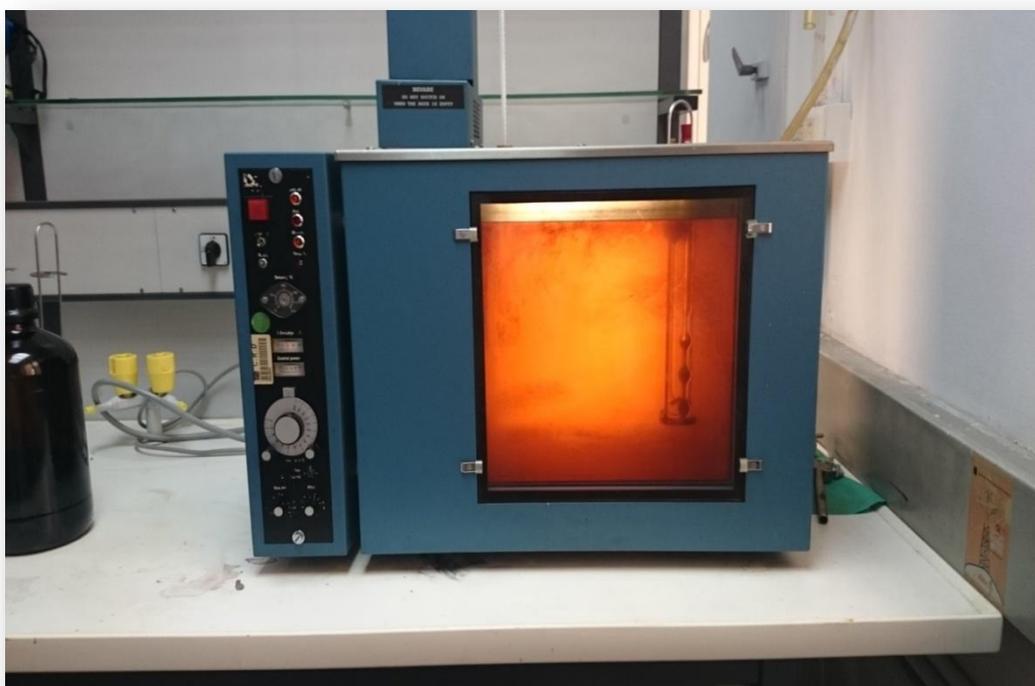
Tableau IV-A30 : Conversion des rendements obtenus par la D1160 pour les résidus atmosphériques en rendements de ces coupes par rapport à la charge « pétrole brut 7 ».

	Température °C	% Volumes	% Volumes cumulés
pt initial	368,71	0,00	63,09
10	423,81	3,69	66,78
30	469,74	7,38	74,16
50	529,14	7,38	81,55
	530,7	1,48	83,02
	530,7+	16,98	100,00

ANNEXE B



Annexe B-1 : Densimètre électronique à tube en U oscillant



Annexe B-2 : Bain thermostat pour la viscosité cinématique manuelle (type de capillaire : CANNON FENSKE).



Annexe B-3 : Appareil de détermination de la Tension de vapeur Reid



Annexe B-4 : Appareil de détermination de point d'éclair (vase fermé)



Annexe B-7 : Installation de détermination de la teneur en eau par extraction.



Annexe B-8 : Appareil de détermination de la teneur en soufre par fluorescence rayon x.



Annexe B-9 : Appareil de détermination de l'indice d'acidité « par titrage »



Annexe B-10 : Appareillage de la distillation TBP manuelle ASTM D2892.



Annexe B-11 : Appareil semi-automatique de la distillation des produits pétroliers à pression réduites ASTM D1160.

Détermination des températures moyennes d'ébullitions

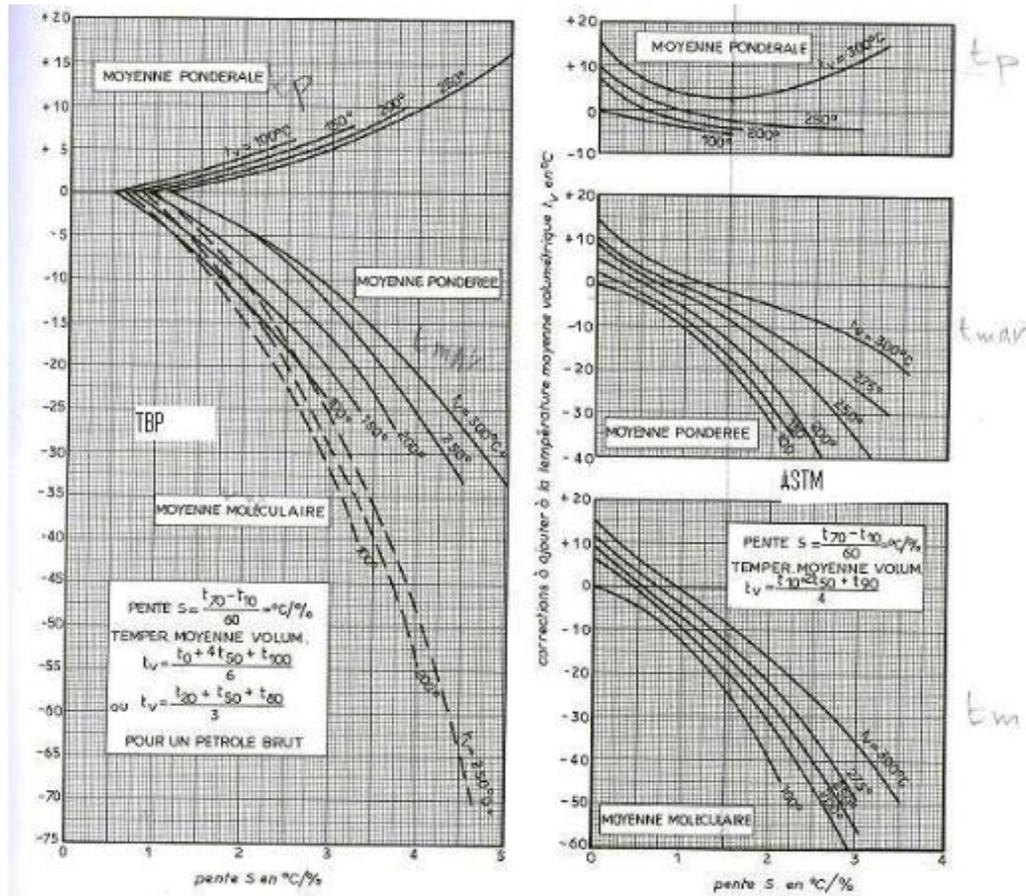


Figure 2 détermination des températures moyennes à partir du TBP et de l'ASTM

Annexe B-12 : Abaque de Wuithier.

Kuop 28772

CALCULATION OF KUOP CHARACTERIZATION FACTOR (375-39)

Kinematic Viscosity At 100 F, Centistokes

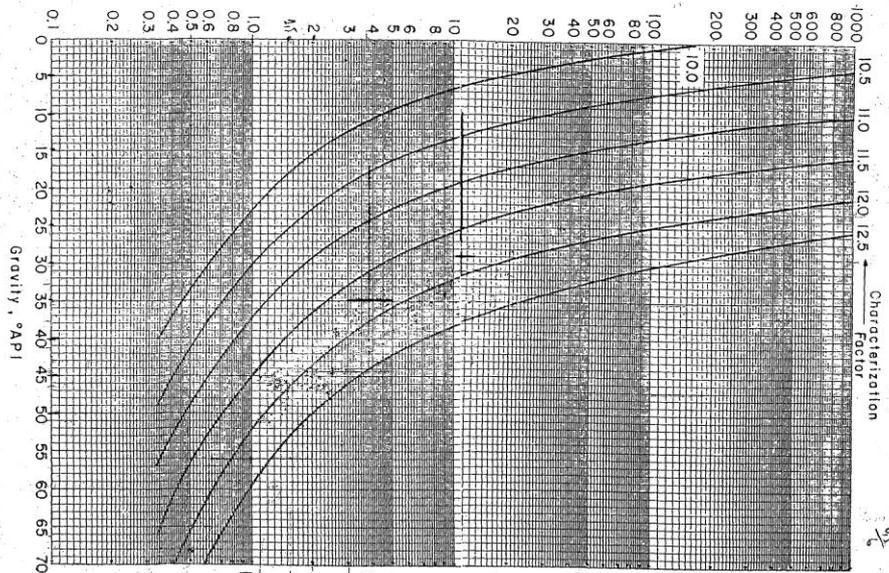


Figure
Characterization Factor from Viscosity at 100 F and °API
NOM. METH. 375

Annexe B-13 : Abaque de facteur de caractérisation KUOP