

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITÉ de BLIDA 1

Faculté de Technologie

Département de Génie des Procédés



Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER II EN GENIE DES PROCEDES DES MATÉRIAUX

Intitulé du mémoire

Etude du comportement des hydrocarbures
(essence sans plomb et gasoil) lors du
transport en se basant sur le volume à 15

Présenté par :

TAIF Soumia

SEHILI Amina

Encadré par :

Dr, Z.Chennouf

Année universitaire 2021/2022

REMERCIEMENTS

Avant tout nous remercions "Allah" tout puissant qui nous a donné le courage, la volonté et la force pour accomplir ce modeste travail.

Merci de nous avoir éclairé le chemin de la réussite.

Il nous est particulièrement agréable d'exprimer nos gratitude et nos remerciements à notre promotrice Dr.Z .Chennouf pour ses conseils, son suivi et ses orientations dans l'élaboration de ce mémoire.

On remercie de tout cœur Notre aimable superviseur Mr Amine Benhasine pour ces précieux échanges instructifs et sa disposition, ainsi que toute l'équipe de la branche carburant, NAFTAL, Blida à leur tête Mrs. Djamel, Kamel et Mme Zineb et Nawel pour leur aide, leurs encouragements et leur attention.

On tient à remercier aussi tous les membres de jury pour avoir accepté d'évaluer le travail.

J'adresse avec tout mon respect mes remerciements au responsable d'option Pr. F. Zermane pour sa contribution à cette formation ainsi à tous les professeurs du département de génie des procédés.

Enfin, un grand merci à nos parents les amis et la famille pour leur soutien, leurs conseils et leurs encouragements.

DÉDICACES

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail à :

*A celle qui a inséré le goût de la vie et le sens de la
responsabilité....Ma très chère mère*

*A celui qui a été toujours la source d'inscription et
de courageMon très cher père*

*Messieurs bien aimés Soumia et Ismahen, mon chère
frère Abdelrahmen.*

*Mes nièces Aya, Chahed, Lydia et mes neuves Islam
et SifEldin.*

Ma cousine Mélissa

Mes amies souhila, Amel, Fella, Yasmine et Imene.

Mon binôme dans ce travail SoumiaTaïf.

*A tous mes amis(e) et tous ceux qui mon soutenus et
me connaissent*

Amîna.

DÉDICACES

C'est avec profonde gratitude et sincères mots, Que je dédie ce modeste travail à mes chers parents, qui m'ont toujours poussé et motivé dans mes études. Sans eux je n'arrivais certainement pas fait d'étude longue. Ce projet fin d'étude représente donc l'aboutissement du soutien et des encouragements qu'ils en soient remerciés par cette modeste dédicace.

C'est un moment de plaisir de dédier cet œuvre, à mes chers frères : Walid, Abderrezak et sa femme Sirine, et Abderraouf, en signe d'amour, de reconnaissance et de gratitude pour le dévouement et les sacrifices dont vous avez fait toujours preuve à mon égard.

*Je dédie ce travail à ma chère Grand-mère, et ma tante Karima
A mon oncle Farouk et sa femme tante Fadhila et ses enfants
Ismail, Yacine et le petit Anes que dieu leur donne une longue
et joyeuse vie.*

*A mes cousines : Hanane, Loubna, Khadidja, Yousra, Meriem,
Radhia, Nesrine et feriel .*

Et au bourgeon de la famille Rouwais.

A toutes ma famille spécialement mes tentes maternelle

A mes amies Souhila, Khalida, Zineb et Sarah

*A tous mes amis sans exception que j'ai connu jusqu'à
maintenant.*

Merci pour leurs amours et leurs encouragements.

*Sans oublier mon binôme Amina pour son soutien moral, sa
patience et sa compréhension tout au long de ce projet.*

Soumia

Résumé

Le but de l'étude est de déterminer les propriétés physiques à savoir la température et la densité qui affecte le volume des hydrocarbures qui peuvent causer des problèmes d'achat et de vente. Les experts ont eu recours à la conversion du volume, quelle que soit la température, à 15 °C, mais malgré cette correction, il y a toujours une différence de volume.

Des analyses expérimentales sur les quantités reçues par la raffinerie d'Alger telle que l'essence sans plomb et le gasoil de volume apparent, de densité à 15°C, de température, de volume corrigé à 15°C ainsi les écarts des volumes durant le transport seront étudiés. Des discussions des principales raisons ainsi que des suggestions de cette différence seront mises en évidence pour minimiser l'écart

Abstract

The purpose of the study is to determine the physical properties namely the temperature and density that affects the volume of hydrocarbons that can cause problems of purchase and sale. Experts have resorted to converting the volume, regardless of temperature, to 15 °C, but despite this correction, there is still a difference in volume.

Experimental analyses on the quantities received by the Algiers refinery such as unleaded petrol and diesel of apparent volume, density at 15 ° C, temperature, volume corrected to 15 ° C as well as the differences in volumes during transport will be studied. Discussions of the main reasons as well as suggestions for this difference will be highlighted to minimize the gap

المخلص:

الغرض من الدراسة هو تحديد الخصائص الفيزيائية وهي درجة الحرارة والكثافة التي تؤثر على حجم الهيدروكربونات التي يمكن أن تسبب مشاكل في الشراء والبيع. لجأ الخبراء إلى تحويل الحجم، بغض النظر عن درجة الحرارة، إلى 15 درجة مئوية، ولكن على الرغم من هذا التصحيح، لا يزال هناك اختلاف في الحجم وستدرس تحليلات تجريبية للكميات التي تتلقاها مصفاة الجزائر العاصمة مثل البنزين والديزل الخالي من الرصاص من حيث الحجم الظاهر، والكثافة عند 15 درجة مئوية، ودرجة الحرارة، والحجم المصحح إلى 15 درجة مئوية، فضلا عن الاختلافات في الأحجام أثناء النقل. سيتم تسليط الضوء على المناقشات حول الأسباب الرئيسية وكذلك الاقتراحات لهذا الاختلاف لتقليل الفجوة إلى الحد الأدنى

Abréviations

V15 : Volume à 15°C

D15 : Densité à 15°C

ASTM: American Society for testing Materials

HTT : hauteur total témoin

R : Réservoir

TVR : Tension vapeur Reid

PE : Point d'écoulement

ASTM.IP : Petroleum Measurement table Metric Edition

Liste des figures

Figure I-1 : Les principales coupes pétrolières.....	17
Figure I-2 : Activité de laboratoire.....	28
Figure I-3 : Oléoducs (pipelines).....	29
Figure I-4 : Représentation graphique d'un cheminement du pipe.....	30
Figure I-5 : Photo numérique d'un ensemble des bacs à toit fixe.....	31
Figure I-6 : Fuite des matières inflammables	32
Figure I-7 : BOIL-OVER.....	33
Figure I-8 : Inflammation des matières inflammables.....	33
Figure I-9 : La dilatation des hydrocarbures.....	34
Figure II-1 : Ruban.....	37
Figure II-2 : La pate détectrice d'eau avant et après la détection d'eau.....	38
Figure II-3 : Méthode de jaugeage.....	39
Figure II-4 : Sonde électronique.....	39
Figure II-5 : Échantillon essence sans plomb et échantillon gasoil.....	40
Figure II-6 : Étiquette.....	41
Figure II-7 : Éprouvette 500 ml et thermomètre	42
Figure II-8 : Aéromètre	42
Figure II-9 : Mesurer de la densité et méthode de lecture.....	43
Figure III-1 : Températures et volumes d'essence sans plomb de centre et raffinerie	57
Figure III-2 : Températures et volumes de gasoil de centre et raffinerie.....	57
Figure III-3 : Densité et volume apparent D'essence de la raffinerie et du centre.....	59
Figure III-4 : Densité et volume apparent de gasoil de centre et de raffinerie.....	59
Figure III-5 : Schéma représentatif comment la température et la densité affectent sur le volume.....	61
Figure III-6 : Histogrammes des écarts d'essence.....	62
Figure III-7 : Histogramme des écarts de gasoil.....	63

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Composition élémentaire de quelques pétroles bruts.....	17
Tableau I-2 : Spécifications du l'essence.....	23
Tableau I-3 : Les spécifications du gasoil.....	26
Tableau I-4 : Capacités des bacs.....	31
Tableau II-1 : Les hauteurs avant et après le transfert	45
Tableau II-2 : Les résultats de la densité à 15 °C d'essence	46
Tableau II-3 : Hauteurs avant et après les transferts de gasoil.....	49
Tableau II-4 : Résultat de la densité à 15 °C de gasoil	50
Tableau III-1 : Les écarts d'essence sans plomb de mois de février.....	55
Tableau III-2 : Les écarte de gasoil de mois de février.....	55
Tableau III-4 : Les volumes apparents et les températures d'essence sans plomb de raffinerie et du centre.....	56
Tableau III-5 : Les volumes apparents et les températures de gasoil de la raffinerie et du centre	56
Tableau III-6 : Les densités et le volume apparent entre la raffinerie et le centre d'essence sans plomb.....	59
Tableau III-7 : Les densités et le volume apparent entre la raffinerie et le centre de gasoil.....	59

Table des matières

N°	Désignation	page
	Résumé	
	Abréviations	
	Liste des figures	
	Liste des tableaux	
	Introduction générale.....	12
	Chapitre I : mise au point d'une étude bibliographique.....	14
	Introduction.....	15
I.1	Définition du pétrole brut.....	15
I.1.1	Les origines du pétrole.....	15
I.1.2	Composition du pétrole et des fractions pétrolières.....	15
I.2	Le raffinage du pétrole brut.....	16
I.2.1	Le raffinage en Algérie.....	17
I.3	Les produits pétroliers.....	18
I.3.1	Gaz de pétrole liquéfié (GPL).....	18
I.3.2	Le propane.....	18
I.3.3	Le butane.....	19
I.3.4	Kérosène.....	19
I.3.5	Fioul domestique.....	19
I.3.6	Fioul lourd.....	19
I.3.7	Lubrifiants.....	19
I.3.8	Bitume.....	20
I.4	Concepts sur l'essence et le gasoil.....	20
I.4.1	Définition de l'essence.....	20
I.4.2	Les différents types d'essences.....	20
A	Essence normale.....	20
B	Le supercarburant.....	21
C	Essence sans plomb.....	21
I.4.3	Caractéristiques physiques de l'essence.....	21
A	Masse volumique.....	21
B	La distillation ASTM.....	22
C	La tension de vapeur Reid (TVR).....	22

D	Corrosion à la lame de cuivre.....	23
E	Teneur en soufre.....	23
F	Indice d'octane.....	23
I.4.4	Définition du gasoil.....	24
I.4.5	Caractéristiques physique du gasoil.....	24
A	Point d'éclair.....	24
B	Point d'écoulement.....	24
C	La couleur.....	24
D	Point de trouble (Cloud point).....	25
E	Indice de cétane.....	25
I.5	Généralité sur le centre des carburants du CHIFFA (NAFTAL).....	26
I.5.1	Historique du NAFTAL.....	26
I.5.2	Unité district carburant Chiffa.....	26
I.5.3	Infra structure.....	27
I.6	Le transport et le stockage des hydrocarbures.....	29
I.6.1	Source de ravitaillement.....	29
I.6.2	Le PIPELINE.....	29
A	Définition du pipeline.....	29
B	Pipeline du centre carburant CHIFFA.....	29
I.7	Le stockage des produits pétroliers.....	30
I7.1	Le parc de stockage.....	30
I.7.2	Définition du bac d stockage.....	30
I.7.3	Description du bac de stockage.....	30
I.7.4	Les bacs de stockage de centre carburant Chiffa.....	31
I.7.5	Méthode de mesurage Les volumes des produits dans les bacs.....	31
I.7.6	Présence d'eau au fond des bacs.....	32
I.7.7	Les phénomènes liés aux stockages des hydrocarbures.....	32
A	Explosion d'un nuage de gaz en atmosphère libre.....	32
B	BOIL-OVER.....	33
C	Feu de nappe.....	33
I.8	L'impact des conditions thermiques sur les propriétés volumique des hydrocarbures.....	34
I.9	La correction du volume des hydrocarbures.....	34

Chapitre II : Méthodes et matériels.....	36
Introduction.....	37
II.1 Méthode de calcul du volume à 15.....	37
II.1.1 La hauteur	37
A Le principe.....	37
B Matériel utilisé.....	37
C Mode opératoire.....	38
II.1.2 Le volume apparent.....	39
II.1.3 Calcul de la température.....	39
A Matériels utilisé.....	39
B Principe.....	39
II.1.4 Calculer la masse volumique (densité).....	40
A Condition de réception d'un échantillon.....	40
B Principe	41
C Appareillage.....	41
D Mode opératoire.....	43
II.1.5 Le volume à 15°C.....	44
A Table ASTM 54B.....	44
II.2 Détermination les quantités de produits en bac.....	44
II.2.1 Essence sans plomb.....	45
II.2.2 Gasoil.....	48
Chapitre III : Résultats et discussions.....	53
Introduction	54
III.1 L'influence de la température et la densité sur le volume.....	56
III.1.1 L'influence de la température sur le volume.....	56
III.1.2 L'influence de la température sur la densité et le volume.....	59
III.1.3 Discussion sur la relation de la température et la densité sur les volumes.....	61
III.2 Les écarts entres les volumes à 15.....	62
III-2-1 Les Facteurs.....	64
III-2-2 Les recommandations.....	65
Conclusion générale.....	67
Annexe	69
Références.....	77

Introduction Générale

INTRODUCTION GENERALE

Le pétrole ou les hydrocarbures en générale sont considérés comme les piliers de l'économie en Algérie ; Le pétrole brut est le Cœur de l'industrie algérienne, c'est le produit de base de toute l'industrie du pays et en même temps la rente essentiel de notre économie, ce qui a incité les responsables de notre pays a accordé une place privilégiée pour ce produit énergétique tant convoité à l'échelle mondial [1].

Les produits issus du raffinage du pétrole qui sont des mélanges complexes d'hydrocarbures ne peuvent être définis ou caractérisés que par des spécifications fixant un certain nombre de propriétés ou qualités qu'ils devront satisfaire. Les carburants et les combustibles constituent environ 80% des produits issus du traitement de pétrole et qui peuvent être classés en fonction de leurs masses moléculaires ou leurs points d'ébullition. Parmi les principaux carburants disponibles dans le marché on peut distinguer l'essence sans plomb et le gasoil [1], ces deux carburants sont considérés comme des sources d'énergie.

Les transactions du commerce international du pétrole brut et de ses sous-produits sont en général fixées par rapport aux volumes. Étant donné que les pétroles bruts et produits pétroliers présentent des coefficients de dilatation thermique et de compressibilité relativement élevés, les volumes sont corrigés par rapport à la condition standard de température et de pression afin de disposer d'une base de mesure significative et cohérente. La définition des conditions de référence standard est par conséquent de la plus haute importance pour le mesurage, le calcul et la facturation des volumes de produits pétroliers.

La plupart des fournisseurs de produits pétroliers livrent leurs produits à un volume corrigé à 15°C. Ce qui veut dire que peu importe la température réelle du produit livré, le volume est automatiquement corrigé comme si la température du produit était de 15°C. Après le transfert des produits pétroliers par un pipeline du la raffinerie jusqu'à le centre des carburant, les centres souffre d'une variation du volume, ils ont trouvé une diminution ou bien une augmentation dans le volume corrigé à 15 ce qui appelle les écarts du V15, entre le V15 de la raffinerie et le centre, donc quelle sont les raisons de cette variation et les facteurs qui l'affecte ?

Vu l'importance de ce sujet intéressant et stratégique, nous avons étudié le comportement des hydrocarbures lors du transport et déterminer les facteurs qui influencent sur le volume.

Dans ce contexte nous avons essayé de réaliser un travail qui s'intitule «Etude de comportement des hydrocarbures lors de transport en se basant sur le volume à 15» est qui est structurer en trois chapitres :

- Le **premier chapitre** : aborde les différents produits d'hydrocarbures raffinés, plus précisément, l'essence et le gasoil, et ces caractéristiques physico-chimiques, nous décrivons également le centre carburant NAFTAL (Chiffa) dans la wilaya de BLIDA.

- Le **deuxième chapitre** : présent les matériels utilisés ainsi que les méthodes de calculs et de corrections des volumes à 15.

-Le **troisième chapitre** ; est consacré aux résultats obtenus ainsi aux interprétations des différents facteurs influant les variations de volume des carburants transporté et des recommandations sur les écarts de volume (V15)

-Enfin, ce travail est achevé par conclusion générale.

CHAPITRE I

Mise au point d'une étude bibliographique

Introduction

Ce présent chapitre est une initiation à la terminologie convenable aux domaines pétroliers, depuis les origines du pétrole brut, passant par le processus de raffinage, jusqu'aux caractéristiques de ces dérivés spécifiquement l'essence sans plomb et le gasoil. Ensuite une modeste section bibliographique où nous avons abordé le mode de transport le plus connu au niveau de NAFTAL "Pipeline", ainsi la méthodologie du stockage des carburants au sein du dépôt.

I.1 Définition du pétrole brut

Le pétrole, que les Romains appelaient bitume, doit son nom à deux mots latins «petraoleum » qui signifie «huile de pierre ». C'est une huile minérale naturelle combustible, sa couleur varie du vert au brun noir et il dégage une odeur caractéristique [2].

Le pétrole brut est une huile minérale constituée d'un mélange des hydrocarbures d'origine naturelle ; issue de l'accumulation et de la transformation de matière organique ; de couleur variant du jaune au noir, d'une densité et viscosité variable [3]. Il contient également de nombreuses impuretés, en particulier du soufre, mais aussi des traces de métaux (nickel, vanadium), d'azote et d'oxygène [4].

I.1.1 Les origines du pétrole

Le pétrole se trouve généralement emprisonné sous une couverture de roches imperméables dans les vides de roches poreuses appelées réservoirs et simplement dans les bassins sédimentaires. La genèse du pétrole au cours des temps géologiques a suscité beaucoup d'intérêt, de nombreux travaux et de nombreuses hypothèses ont été proposés. Actuellement, on s'accorde à reconnaître au pétrole une origine organique. Les restes d'êtres vivants (animaux et végétaux), il y a plusieurs centaines de millions d'années serait à l'origine du pétrole [5].

I.1.2 Composition du pétrole et des fractions pétrolières

C'est un mélange complexe majoritairement constitué d'hydrocarbures (93 à99%(m/m)) mais également de composés organiques soufrés (0,01 à 6%(m/m)), azotés (0,05 à

0,5%(m/m)), oxygénés (0,1 à 0,5%(m/m)) et de certains métaux chimiquement liés à des molécules organiques (0,005 à 0,15%(m/m)), tels que le nickel et le vanadium. Il est composé d'un ensemble de molécules hydrocarbonées pouvant comporter de quelques unités à plus d'une centaine d'atomes de carbone [5].

Les molécules pétrolières ont aussi des masses molaires très diverses pouvant varier entre 16 g/mol de la molécule de méthane et plus de 10000 g/mol pour les molécules asphalténiques. La proportion de chaque élément, surtout des hétéroatomes et métaux, dépend fréquemment de l'origine géographique du gisement de pétrole, comme illustré par les exemples de pétroles bruts du **tableau I-1**.

Tableau I-1 : composition élémentaire de quelques pétroles bruts [6]

Composition	Bruts			
	Brent	Oural	Sahrablend	Athbasca
Origine géographique	Royaum-uni	Russie	Algérie	Canada
Carbone(%poids)	86,1	85,8	88,2	83,9
Hydrogène(%poids)	13,4	12,6	11,6	10,8
Soufre(%poids)	0,4	1,4	0,13	4,8
Azote (ppm)	948	2050	310	4775
Métaux (ppm)	17,3	75,8	9,2	198,8
Densité à15°C	0,833	0,869	0,804	1,011

I.2 Le raffinage du pétrole brut :

Lorsque le pétrole brut est soumis au processus de raffinage, il est séparé en plusieurs sous-mélanges dénommés coupes pétrolières ou fraction pétrolière. Les fractions pétrolières sont traditionnellement caractérisées par un intervalle de distillation, exprimé en température d'ébullition normale ou en nombre d'atomes de carbone équivalent des paraffines.

Le raffinage consiste à transformer le pétrole brut en carburant, combustible, matière première pour la pétrochimie, ou encore des produits spécifiques tels que les huiles lubrifiantes et les bitumes. Cette transformation est réalisée dans le strict respect des spécifications propres à chaque produit, qui doivent s'adapter sans cesse à l'évolution des marchés et des normes environnementales [7]. Les principales coupes pétrolières sont représentées sur la **figure I.1**

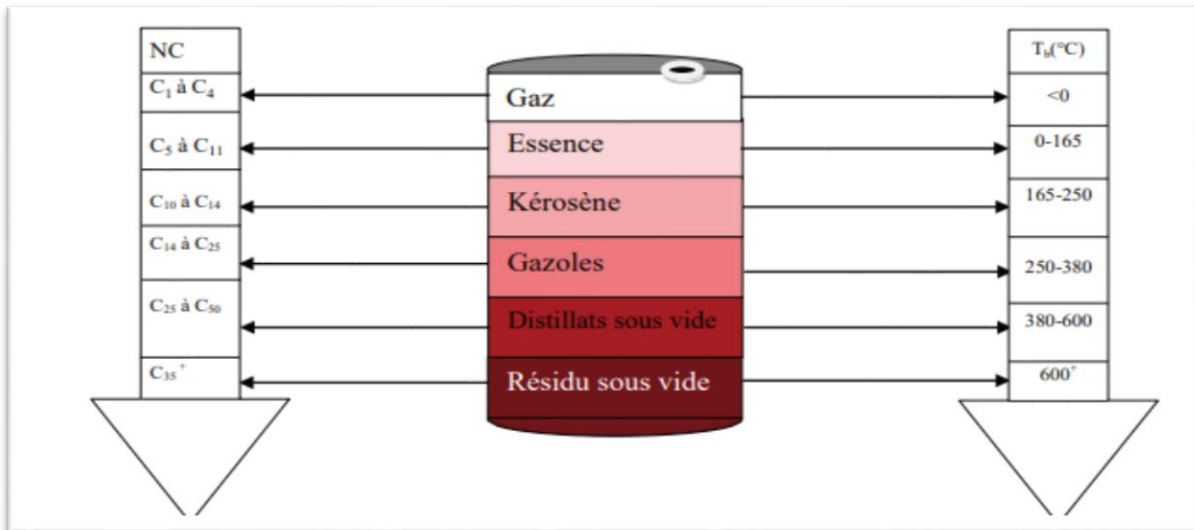


Figure I-1 : Principales coupes pétrolières.

Le gaz et l'essence sont les coupes légères du pétrole. Leurs points de coupe supérieurs sont respectivement 0°C et 15-165°C et leurs molécules contiennent entre 1 et 4 et entre 5 et 11 atomes de carbone. Le kérosène et les gazoles correspondent aux coupes dites intermédiaires. Le kérosène est obtenu à un point de coupe de 165 à 250°C et la taille de leurs molécules varie entre C9-C10 à C13-C14. La température d'ébullition finale des gazoles est typiquement 250 à 380°C et leurs molécules ont 14 à 25 atomes de carbone au plus. Enfin, les deux dernières coupes sont appelées coupes lourdes et sont normalement récupérées au fond de la colonne de distillation atmosphérique. Les distillats sous vide ou DSV contiennent les molécules avec un point d'ébullition entre 360-380°C et 500- 600°C et un nombre d'atomes de carbone qui varient entre C25 et C40 à C50 [6].

I.2.1 Le raffinage en Algérie :

L'outil de raffinage en Algérie dispose actuellement de six raffineries en cours d'exploitation (Alger, Arzew, Skikda (RA1K et Topping condensat), Hassi-Messaoud et Adrar. La capacité de traitement annuelle s'élève à 27 millions de tonnes, dont 5 millions tonnes/an en condensat à Skikda et 0,6 million tonne/an pour la raffinerie d'Adrar.

De par ses caractéristiques, l'industrie du raffinage est assujettie aux évolutions et mutations qui sont en train d'être opérées sur le marché national et international essentiellement en termes d'offre et de demande de produits pétroliers sur le plan qualitatif et quantitatif.

- Réhabilitation et augmentation de la capacité de traitement de la raffinerie de Skikda pour porter sa capacité à 16,5 millions tonnes/an de pétrole brut. Soit une augmentation de 10%. Actuellement la capacité de traitement est de 15 millions tonnes/an
- Réhabilitation et augmentation de la capacité de traitement de la raffinerie d'Arzew pour porter sa capacité à 3, 75 millions tonnes/an de pétrole brut. Soit une augmentation de 50%. Actuellement la capacité de traitement est de 2,5 millions tonnes/an.
- Réhabilitation et augmentation de la capacité de traitement de la raffinerie d'Alger pour porter sa capacité à 3, 645 millions tonnes/an de pétrole brut. Soit une augmentation de 35%. Actuellement sa capacité de traitement est de 2,7 millions tonnes/an.

De plus, un important programme de développement a été lancé pour augmenter les capacités de l'outil de raffinage avec la construction de cinq nouvelles raffineries d'une capacité totale de 30 millions tonnes par an (quatre raffineries d'une capacité de traitement de 5 millions tonnes par an chacune et une raffinerie d'une capacité de traitement du brut lourd de 10 millions tonnes par an [8]).

I.3 Les produits pétroliers

Les carburants et les combustibles peuvent être classés en fonction de leurs masses moléculaires ou leurs points d'ébullition. En allant des faibles aux fortes valeurs on distingue les catégories suivantes :

I.3.1 Gaz de pétrole liquéfié (GPL)

Le GPL est un mélange de propane et de butane, stocké à l'état liquide sous faible pression et utilisé, soit à l'état gazeux, après détente à pression atmosphérique, soit à l'état liquide via un système d'injection adapté. Il provienne à la fois d'opération de purification du gaz naturel effectué lors de son extraction et de différentes unités de raffinage du pétrole brut .Il est principalement employé comme combustible domestique ou industriel, mais il constitue aussi une classe de carburant intéressant en raison de son caractère peu polluant[9].

I.3.2 Le propane

Le propane commercial doit être constitué de 90 % au moins de propane et propène. Sa masse volumique doit être égale ou supérieure à 0,502 kg /l à 15 °C et il doit avoir un point d'ébullition final inférieur ou égal à - 15 °C.

I.3.3 Le butane

Le butane doit être composé principalement de butane et butène et contenir moins de 19 % en volume de propane et de propène ; il doit avoir une masse volumique égale ou supérieure à 0,559 kg / l à 15 °C. Le point final d'ébullition du butane commercial doit être égal ou inférieur à 1 °C et sa pression de vapeur relative à 50 °C inférieure à 6,9 bars.

I.3.4 Kérosène

Le kérosène est essentiellement destiné à l'alimentation des avions à réaction. Il est donc composé d'un mélange d'hydrocarbures distillant entre 140 et 300°C, dont les principaux constituants sont des hydrocarbures de C₉ à C₁₆ (parafiniques, iso-paraffiniques naphéniques et aromatiques) [10].

I.3.5 Fioul domestique

Le fioul domestique est un combustible généralement utilisé dans les chaudières, il est constitué d'un mélange d'hydrocarbures de C₉ à C₂₀ avec un point d'ébullition compris entre 163 et 357°C. Le fioul domestique fait partie des fiouls légers et à une composition très proche du gasoil [11].

I.3. 6 Fioul lourd

Le fioul lourd est un produit issu de diverse fraction de raffinerie, en général les plus lourdes. Leur composition est complexe et variée selon la provenance du pétrole brut. Le fioul lourd est constitué de produits d'origine paraffinique, naphénique, et aromatique. Il peut contenir des dérivés e soufre e des acides organiques. Les fiouls lourds sont classés selon leur teneur en soufre [11].

I.3.7 Lubrifiants

Les lubrifiants réduisent les frottements et l'usure des pièces mobiles des moteurs et des machines. Ils sont constitués d'un mélange d'hydrocarbures liquides et visqueux, riches en paraffines, dont les températures distillation se situent entre 380 et 500°C et qui sont obtenus par distillation sous vide des résidus de la distillation atmosphérique du pétrole. Ils figurent plusieurs types d'huiles blanches, les huiles isolantes et les graisses lubrifiantes [12].

I.3.8 Bitumes

Le bitume est un mélange d'hydrocarbures solide ou visqueux de couleur brune ou noire, obtenu comme résidu de la distillation sous vide et des résidus de la distillation atmosphérique du pétrole. Il est utilisé principalement pour la construction des routes [12].

I.4 Concepts sur l'essence et le gasoil

I.4.1 définition de l'essence

L'essence est un liquide inflammable, dérivé de la distillation du pétrole de formule chimique est (C_7H_{16}). Ce dernier étant utilisé comme carburant dans les moteurs à combustion interne. C'est un mélange d'hydrocarbures, auxquels peuvent être ajouté des additifs. On y trouve en moyenne :

- 20 à 30 % d'alcane, hydrocarbures saturés ;
- 5 % de cyclo alcane, hydrocarbures saturés cycliques ;
- 30 à 45 % d'alcène, hydrocarbures insaturés ;
- 30 à 45 % d'hydrocarbures aromatiques, de la famille du benzène [13].

I.4.2 Les différents types d'essences

Les essences se répartissent en classes bien distinctes, selon les types de moteurs qu'elles alimentent. Ceux-ci présentent généralement des propriétés physiques semblables, mais diffèrent par leurs indices d'octane [14].

On distingue trois types principaux d'essences carburant : l'essence ordinaire (normal) le super carburant et l'essence sans plomb.

A. Essence normale

Elle est composée essentiellement d'un mélange d'hydrocarbures de structures variées (paraffiniques, oléfiniques, naphthéniques, aromatiques (4% de benzène)) distillant à moins de 205 °C, auquel est ajouté entre autres un dope antidétonant à base de plomb. L'efficacité de la combustion est caractérisée par l'indice d'octane situé entre 89 et 92 [15].

B. Le supercarburant

Il est de même nature que l'essence ordinaire, mais obtenu par un procédé de raffinage spécial afin d'améliorer l'indice d'octane qui est de 97 à 99. Sa composition diffère de l'essence

ordinaire par la teneur en benzène plus élevée (4 à 6 %) due à la diminution du taux de plomb ; la teneur en soufre plus élevée (0,5 %) [16].

C. Essence sans plomb

L'essence sans plomb est principalement un mélange d'hydrocarbures et de composés oxygénés. Les essences sans plomb sont apparues en Europe et en France à partir de 1988. Le sans plomb a totalement supplanté le super avec plomb. Les additifs utilisés sont le MTBE (méthyle tertio-butyle-éther), additif le plus employé, et le benzène, ajouté en vue d'améliorer l'indice d'octane. Compte tenu de la forte toxicité de ce dernier, sa teneur est légalement limitée (1 % depuis 2000) [17].

I.4.3 Caractéristiques physiques de l'essence :

La masse volumique, la courbe de distillation et la pression de vapeur des essences constituent les caractéristiques physiques les plus importantes pour obtenir, à la fois, un fonctionnement satisfaisant du véhicule et une faible émission d'hydrocarbures par évaporation [18].

A. Masse volumique (Densité)

La masse volumique est définie comme la masse de substance occupant l'unité de volume à une température de 15°C. L'unité de la densité dans le système international(S.I) est le kilogramme par mètre cube (kg/m³) ; la mesure de la densité fait l'objet de la norme (NF-T60-101). La densité est définie comme le rapport du poids d'un certain volume d'échantillon à une température T au poids de même volume d'eau à une température standard. Le choix de l'état standard à 4°C permet l'identification des chiffres qui mesurent la densité et la masse volumique. Mais on peut déterminer la densité à n'importe quelle température et calculer ensuite la valeur de ρ_{15} selon la formule :

$$\rho_{15} = \rho_{Tu} + a(T_{Tu} - 15)$$

Où :

ρ_{Tu} est la densité à la température de l'essai ;

a : le coefficient de dilatation volumétrique (ses valeurs sont données dans la table 53) ;

T_{Tu} : est la température de l'essai en degré Celsius (°C).

La mesure expérimentale de cette propriété se fait par différentes méthodes telles que :

-La méthode du pycnomètre

- La méthode de l'aréomètre
- La méthode du densimètre électronique [19].

B. La distillation ASTM

La courbe de distillation d'une essence représente l'évolution de la fraction distillée en volume, à pression atmosphérique, en fonction de la température. Cet essai fait l'objet des normes suivantes : NF M07-002 pour les produits légers jusqu'au kérosène, et NF M07-009 pour les produits lourds (gasoil et fuel-oil). La norme anglo-saxonne correspondante est D 86[11].

La distillation consiste à chauffer un liquide jusqu'à son point d'ébullition, puis condenser les vapeurs produites, en repérant la température pour différents volumes condensés. Elle est caractérisée par :

- Le point initial PI : température à laquelle la première goutte tombe du condenseur.
- Le point final PF: température maximale relevée au cours de la distillation généralement observée après la vaporisation de la dernière goutte de liquide.
- Le point de décomposition: température qui coïncide avec les premiers signes de décomposition thermique (apparition de fumées blanches).
- Le pourcentage condensé : volume du condensat recueilli.
- Le pourcentage récupéré: somme du condensat et de résidu.
- Le pourcentage de résidu: mesure directe de volume restant dans le ballon.
- Le pourcentage de pertes: différence entre 100 ml et le pourcentage récupéré.
- Le pourcentage évaporé, (à différentes températures) : c'est la somme du pourcentage condensé et des pertes [20].

C. La tension de vapeur Reid (TVR)

La tension de vapeur représente la pression de vapeur qui règne au-dessus d'un liquide saturé, en équilibre avec la phase vapeur qui le surmonte à une température donnée. La tension de vapeur de l'essence déterminée par la méthode Reid est la pression développée par les vapeurs d'un certain volume d'essence dans une bombe normalisée à une température de 37,8°C. Dans la bombe, le rapport entre le volume et le gaz et celui du liquide est voisin de 4. La bombe renfermant le produit est agitée à 37,8°C jusqu'à ce que l'équilibre soit atteint. Elle est exprimée en (g/cm²). La méthode Reid fait l'objet des normes NF 2 et ASTM D 323[20].

D. Corrosion à la lame de cuivre

La corrosion à la lame de cuivre est utilisée comme une éprouve pour déterminer l'apparition des composés soufrés en utilisant le cuivre étant particulièrement sensible à la présence de ces composés corrosifs [16].

E. Teneur en soufre

Les composés sulfurés contenants dans les produits pétroliers sont indésirables parce qu'ils diminuent l'indice d'octane de l'essence. La combustion donne des anhydrides sulfureux et sulfuriques qui en présence de la vapeur d'eau forment un acide sulfurique dilué particulièrement corrosif [21].

F. Indice d'octane

C'est le pouvoir antidétonant d'un carburant. Il est caractérisé par un chiffre. L'indice d'octane est recherché dans un moteur spécial ; pour améliorer l'indice d'octane des essences, on emploie des additifs anti- détonants.

Les plus couramment utilisés sont le plomb tétraéthyle et le plomb tétraméthyle. Ces produits ayant l'inconvénient de donner des déchets de plomb, leur utilisation est réglementée.

Il est, par contre, possible de fabriquer des essences à haut indice d'octane sans avoir recours au plomb (essence sans plomb) [20]. Les spécifications de l'essence sont illustrées dans le **tableau I-2**.

Tableau I-2 : Spécifications de l'essence

Propriétés	Valeur maximal	Unité	Normes
La densité à 15°C	De 0.730 à 0.770	g/l	ASTM D2298
Aspect	Clair et limpide		ASTM D4176-04
Distillation			ASTM D86
10 %	70	°C	
50 %	140	°C	
95 %	195	°C	
Pf	205	°C	
Tension vapeur Reid (TVR)			ASTM D5191
Hiver	0.800	KPa	
Eté	0.650	KPa	
Corrosion lame de cuivre	1b	cotation	ASTM D130

I.4.4 Définition du gasoil

Le gasoil est une huile lourde composée d'un mélange d'hydrocarbures (paraffiniques, naphthéniques, aromatiques et oléfiniques). Il est utilisé comme carburant dans les moteurs diesel, dont la température de distillation se situe entre 200 et 380°C, leur point d'éclair est toujours supérieur à 50 et leur densité supérieure à 0,82 [12]. Sa formule chimique est (C₁₆H₃₄).

I.4.5 Caractéristiques physique du gasoil

A. Point d'éclair

Le point d'éclair du gasoil est c'est la température à laquelle les vapeurs libérées par le produit explosent en présence d'air lors de l'application d'une flamme. La limite est minimale. L'essai du point d'éclair est un guide pour les risques d'incendie liés à l'utilisation du combustible et peut-être déterminé par plusieurs méthodes d'essai, mais les résultats ne sont pas toujours strictement comparables.

Dans la pratique, le point d'éclair est important, surtout pour le carburant gasoil. Un point d'éclair trop bas cause une combustion et un risque d'incendie et d'explosion. En outre, un faible point d'éclair indique une contamination par des combustibles plus volatil et explosive, comme l'essence. [23,24]. Le point d'éclair du gasoil est de 52 à 66 °C suivant des normes ASTM D-93.

B. Point d'écoulement

Le point d'écoulement, appelé encore PE est la température la plus basse à laquelle le gasoil est encore susceptible de couler. Il varie selon les pays +4°C (Inde) à -39°C (Suède). Il se situe cependant la plupart du temps, entre -18 et -30°C [26].

C. la couleur

La couleur du gasoil est un indicateur utile contre la contamination d'eau ou de particules fines solides. Par conséquent, il est nécessaire de faire une inspection visuelle que le carburant clair est mis en œuvre (ASTM D-4176). La couleur devrait également être déterminée parce que la couleur des produits pétroliers est utilisée au contrôle fin de la fabrication.

Dans certains cas, la couleur du gasoil est une indication du degré de raffinage. Plusieurs échelles de couleurs sont utilisées pour la détermination (ASTMD-156, ASTMD-1209,

ASTM D-1500, ASTM D-1544, IP 196). Généralement, les méthodes exigent une détermination visuelle de la couleur avec des disques de verre de couleur. La couleur du gasoil est jaune claire. La spécification de la couleur pour le gasoil est de 2,5 max suivant les normes ASTM D1500 [27].

D. Point de trouble (Cloud point)

Dans des conditions de basses températures, les constituants paraffiniques de gasoil sont précipités sous forme d'une cire. Cela se dépose et bloque les lignes du circuit de carburant et de filtres, donc elles entraînent un mauvais fonctionnement où le moteur cale. La température à laquelle la précipitation se produit dépend de l'origine, du type et de l'ébullition du carburant. Plus le carburant ne contient pas des paraffines, plus la température de précipitations et la moins adaptée au moteur pour un fonctionnement à basse température.

La température à laquelle la cire est d'abord précipitée de la solution peut être mesurée par le test de point de trouble (ASTM D-2500, ASTM D-5771, ASTM D-5772, ASTM D-5773, IP 219). Le point de trouble d'un carburant Diesel est un guide à la température à laquelle elle obstrue les systèmes de filtrage et de limiter le débit. Le point de trouble est plus important pour les combustibles utilisés à grande vitesse des moteurs Diesel, notamment en raison de la tendance à équiper ces moteurs avec des filtres plus fins. Plus le filtre est fin plus il sera cassé facilement par de petites quantités de précipités de cire [28].

E. Indice de cétane

C'est une mesure qui représente le délai d'allumage du gas-oil, c'est à dire le temps que met le combustible à s'enflammer à partir du moment où il est injecté. L'indice de cétane a une influence sur :

- L'aptitude au démarrage à froid des moteurs, d'où l'intérêt d'avoir un indice de cétane élevé.
- La souplesse de fonctionnement du moteur
- La qualité de la combustion [22].

Le **tableau I.3** donne les différents spécifiques du gasoil :

Tableau I-3 : Spécifications du gasoil

Propriétés	valeur	Unité	Normes
Couleur	2.5 max		ASTM D1500
Densité 15/4	0.820 à 0.860	g/l	ASTM D4052
Distillation			ASTM D86
65%	250 minimum	°C	
90%	357 à 362 max	°C	
PF	385 max	°C	
Point d'éclair	52 à 66 min	°C	ASTM D93
Point d'écoulement 01/11 au 31/03	-12 max	°C	ASTM D97
Point d'écoulement 01/04 au 31/10	-9 max	°C	ASTM D97
Indice de cétane	45 à 50 mimum		ASTM D976

I.5 Généralité sur le centre des carburants du CHIFFA (NAFTAL)

I.5.1 Historique du NAFTAL

NAFTAL est une société algérienne filiale à 100% de SONATRACH. Elle est chargée de la distribution des produits pétroliers sur le marché algérien. Par transfert de monopole et des biens personnels détenus ou géré par SONATRACH (6 Avril 1983 par le décret N° 80/101).

✚ Le 01^{er} janvier 1982, elle est chargée de l'industrie de raffinage des hydrocarbures liquides.

✚ Le 05 février 1983, elle procède à la modification de la dénomination d'E.R.D.P en NAFTAL en date du 25 Aout 1987, promulgation du décret N° 87/190 portant création par transfert de l'activité raffinage NAFTAL est désormais chargée de la commercialisation et de distribution des produit pétroliers.

✚ Le 18 Avril 1998, elle est changée de statut avec la transformation de NAFTAL en société par action de capitale sociale de 6,65 milliards da, en 2010 NAFTAL un volume totale de 14,1 million de tonnes de produits pétrolier [22].

I.5.2 Unité district carburant Chiffa

C'est un centre qui a été construit en 1942 par l'armée française, elle a été intégrée à la SONATRACH. De 1982 à 1984, unité a subit une rénovation complète, restauration et équipement en avril 1984[22].

I.5.3 Infra structure

- Dix bacs de stockage d'une capacité de stockage de 33000 m³ dont deux bacs de 10000 m³, quatre bacs de 2000 m³ et trois bacs de 1000 m³.
- Quatre postes de chargements
- Deux magasins de PDR
- Réseau d'eau avec un bac de stockage de 3000 m³.
- Réseau anti incendie.
- Camion anti incendie.
- Bloc administratif.
- Laboratoire de contrôle de qualité.
- Installation composant l'unité
- Magasin : espace de stockage des échantillons, contrôlés par la salle de contrôle [22].

L'organigramme ci-dessous représente les différentes activités du laboratoire : processus contrôle de qualité.

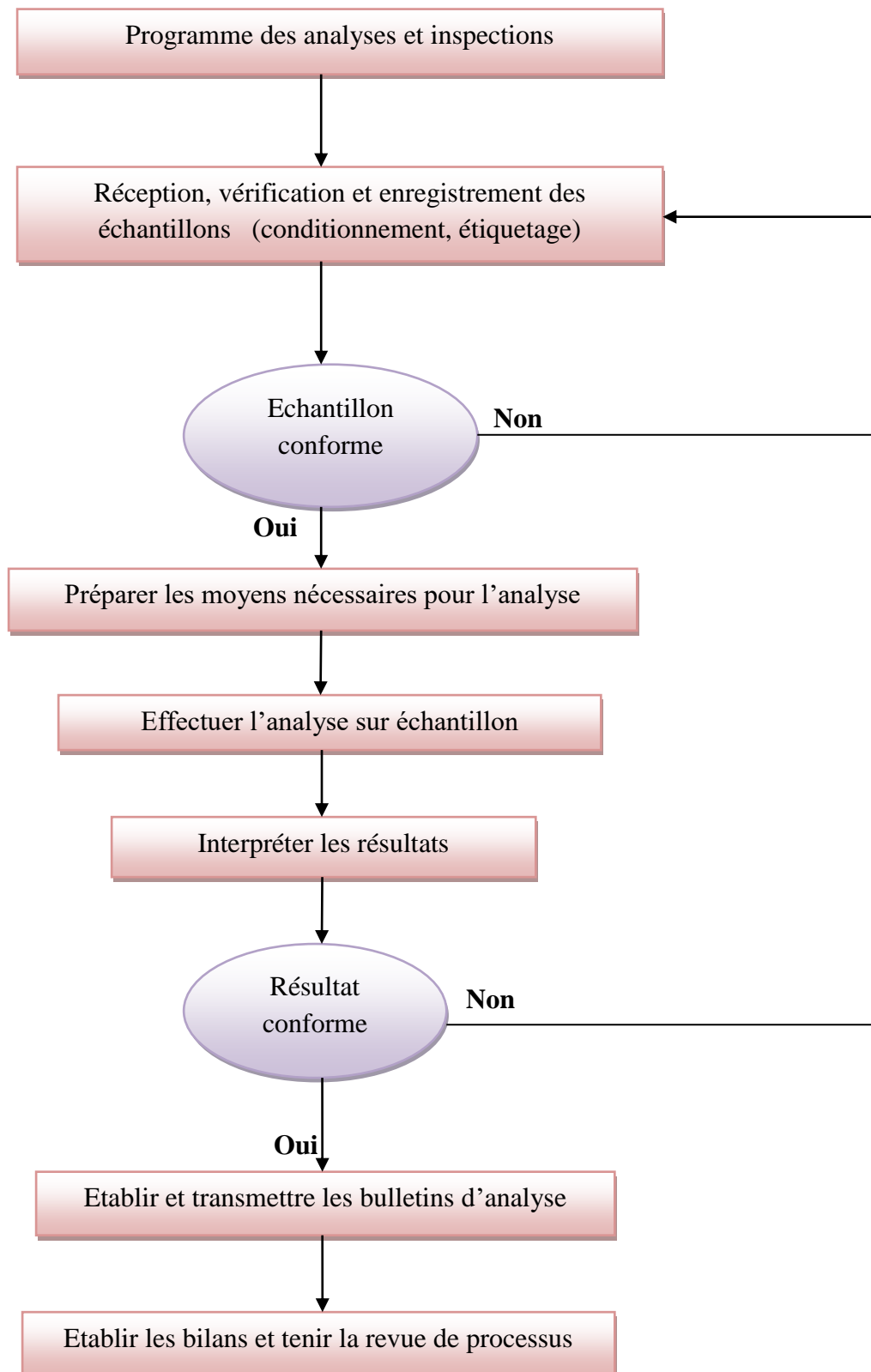


Figure I-2 : Activité du laboratoire

I.6 Transport et Stockage des Hydrocarbures

I.6.1 Source de ravitaillement

L'approvisionnement en produits pétrolier s'effectue par pipeline. Il s'agit d'un transfert de produits carburants depuis la raffinerie vers les bacs de stockage à travers les canalisations qui sont complètement enterrées jusqu'aux réservoirs de stockage.

La seule source de ravitaillement des centres carburants sont les raffineries (Alger-Skikda-Arzew-Hassi Messaoud-Adrar)

La source de ravitaillement de centre carburant Chiffa est la raffinerie d'Alger Berraki (SidiArcine).

I.6.2 Le PIPELINE

A. Définition du pipeline

Un pipeline ou oléoduc est un mode de transport des matières fluides réalisé au moyen de conduites constituant généralement un réseau. Ces pipes sont le plus souvent construits à partir de tubes d'acier soudés bout à bout, revêtus extérieurement voire intérieurement et généralement enfouis dans le sol [29]. Les principaux systèmes de **transport par canalisation** concernent :

- Le gaz naturel, transporté par **gazoduc** ;
- Les hydrocarbures liquides, dont surtout le pétrole, transportés par **oléoduc**.

La figure suivante représente les pipelines.



Figure I-3 : oléoducs (pipelines)

B. Pipeline du centre carburant CHIFFA :

Le centre CBR 1098 est ravitaillé par un pipeline de 20 pouces et de longueur de 55 km et une capacité du 3000 m³. Ce dernier est relié entre la raffinerie d'Alger qui se situe à Sidi Arsin – Berraki- jusqu'au centre carburant Chiffa (voir figure I.4)

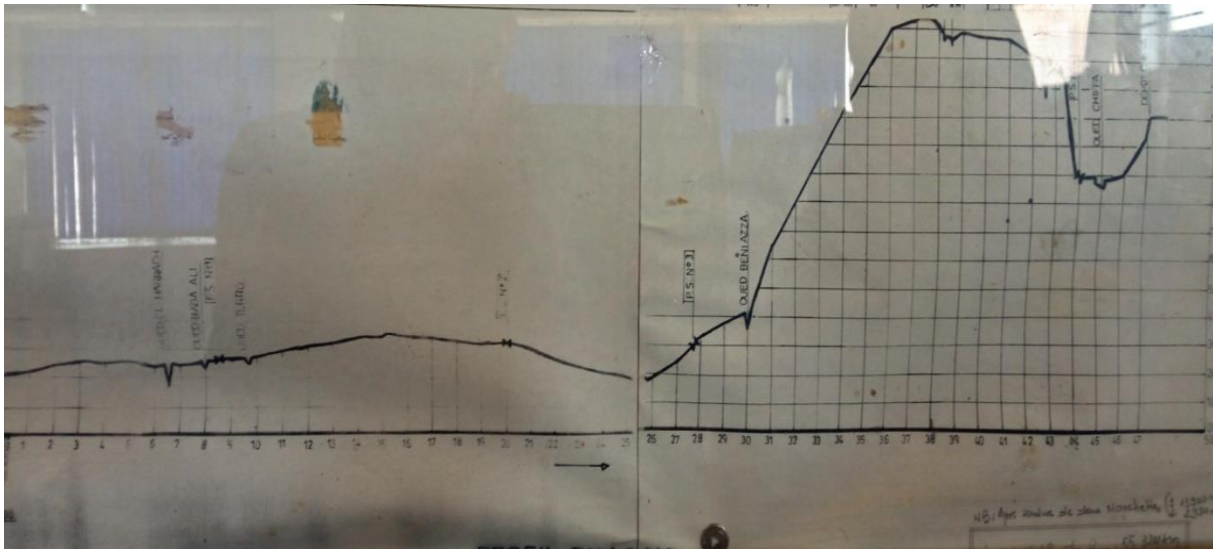


Figure I-4 : Représentation graphique du cheminement du pipe

I.7 Le stockage des produits pétroliers

I.7.1 Le parc de stockage

Le parc de stockage C'est une zone généralement de grande surface ou se situe un ensemble des bacs de stockage. Ils peuvent être de différente ou de même capacité. Ils sont bien sur connectés une canalisation d'entrée et une autre de sortie et éventuellement connectés entre eux [30].

1.7.2 Définition du bac d stockage

Un bac est un réservoir cylindrique et vertical destiné au stockage des hydrocarbures liquides.

1.7.3 Description du bac de stockage

Les bacs de stockage du pétrole sont des réservoirs à toit fixe ou flottant généralement cylindriques pour les stockages peu volatil :

- Les produit volatil de catégorie B, exemple l'essence, le kérosène...
- Liquides inflammables de catégorie C $PE \geq 55^{\circ}C$ et $PE < 100^{\circ}C$, exemples : gasoils, produits chimiques à faible TVR
- Liquides peu inflammables de catégorie D : fuels lourds Autres produits avec un $PE > 100^{\circ}C$, exemples : lubrifiants, EMHV, bitumes, ...
- Produits non inflammables - Exemples : acides, bases [20].

La figure ci-dessous représente une photo numérique d'un ensemble des bacs à toit fixe.



Figure I-5 : Photo numérique d'un ensemble des bacs à toit fixe

I.7.4 Bacs de stockage du centre carburant Chiffa

Il existe dix bacs de stockage à toit fixe d'une capacité de stockage de 33000 m³ dont deux bacs de 10000 m³, quatre bacs de 2000 m³ et trois bacs de 1000 m³, le tableau suivant résume le nombre des bacs et ses volumes ;

Tableau I-4 : Capacités des bacs [22]

Bac	Volume (m ³)	Toit	Contenu
R100	10000	Fixe	Gasoil
R110	1000	Fixe	Gasoil
R120	10000	Fixe	Gasoil
R130	1000	Fixe	Gasoil
R140	2000	Fixe	Essence sans plomb
R150	2000	Fixe	Essence sans plomb
R160	2000	Fixe	Essence sans plomb
R170	1000	Fixe	Essence sans plomb
R180	2000	Fixe	Essence sans plomb
R190	2000	Fixe	Essence sans plomb

1.7.5 Méthode de mesure des volumes des produits dans les bacs

Les opérations de mesure sont effectuées dans les vannes des pieds du bac de sortie ouvertes. La méthode décrite ci-après a pour but de déterminer la quantité de produit contenu dans un bac à la température de référence de 15°C. Trois opérations de mesure sont nécessaires :

- Le relevé de la hauteur du produit et, le cas échéant, de l'eau présente dans le bac ;
- Le relevé de la température du produit,
- Le relevé de la masse volumique du produit à température.

Les données ainsi relevées à température ambiante permettent ensuite d'obtenir, par conversion et calcul, le volume de produit à 15°C [31]

1.7.6 Présence d'eau au fond des bacs

Les bacs d'hydrocarbures peuvent contenir des volumes d'eau plus ou moins importants. Cette présence d'eau ne peut être détectée qu'à l'aide du ruban métallique dont le lest est enduit de pâte réactive spécifique pour l'eau. La présence d'eau doit normalement être détectée à l'orifice de référence et à l'orifice auxiliaire approprié. S'agissant de bacs à fond convexe, la détection d'eau s'effectue aux orifices latéraux. Pour les bacs à fond concave, le contrôle a lieu à l'orifice central qui permet d'atteindre le point le plus bas du réservoir.

L'eau ne peut être assimilée à du produit. Par conséquent, le volume d'eau sera déduit du volume de produit brut. En cas présence d'eau, il est donc recommandé de procéder à la purge de cette eau avant mesurage. Les titulaires d'entrepôt sont, par ailleurs, invités à opérer régulièrement la purge de leurs bacs [31].

I.7.7 Les phénomènes liés aux stockages des hydrocarbures

A. Explosion d'un nuage de gaz en atmosphère libre

- Fuite d'un gaz combustible liquéfié ou évaporation d'une flaque de liquide inflammable.
- Formation d'un nuage de gaz/vapeur inflammable mélangé avec de l'air
- énergie suffit pour initier l'explosion, ils ont illustrés dans la **figure I-4** ;

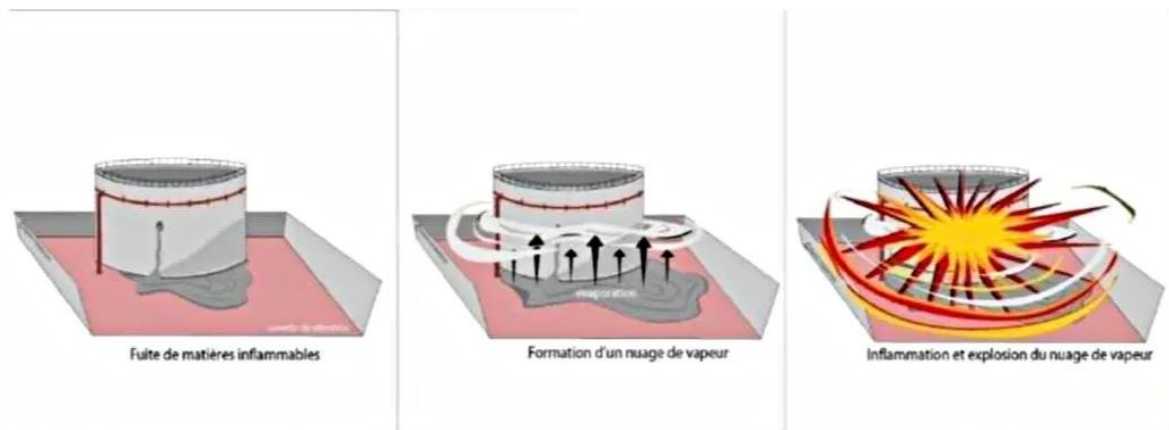


Figure I-6 : Fuite de matières inflammables

➤ Conséquences :

- Une boule de feu qui consume ou endommage ce qui se trouve à l'intérieur
- Un rayonnement thermique sur le voisinage immédiat de la boule de feu.
- Des effets de pression plus ou moins importants

B. BOIL-OVER

- Présence d'eau dans le réservoir
- Incendie prolongé en partie supérieure
- Propagation d'une onde de chaleur ;
- Vaporisation de l'eau

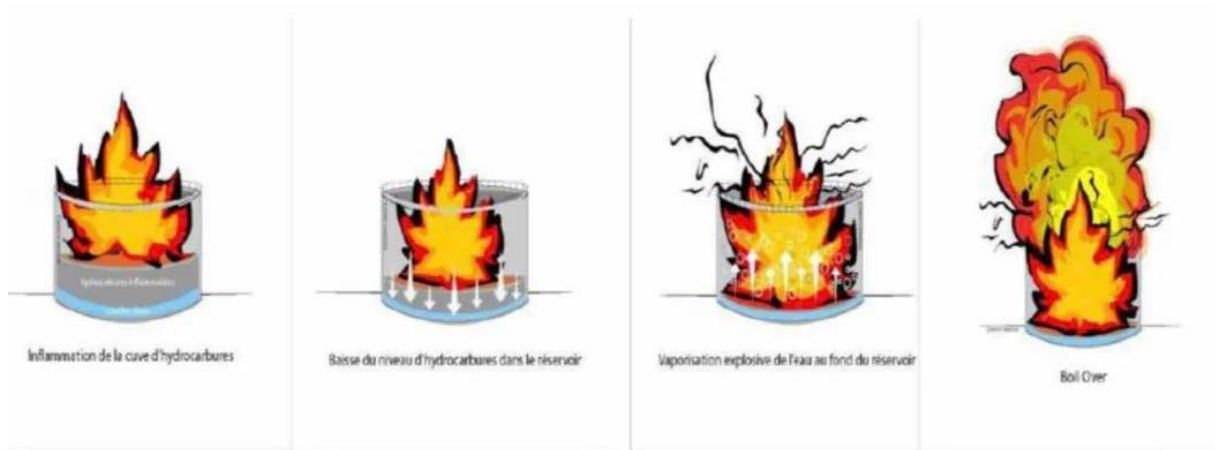


Figure I-7 : BOIL-OVER

➤ Conséquence :

- Une explosion (rupture de la capacité) ;
- Une éjection de liquide en émulsion et en feu. (Extension de l'incendie) ;
- Une boule de feu avec ses retombées (effets thermiques).

C. Feu de nappe

Décrit un incendie résultant de la combustion d'une nappe de combustible liquide en contact avec l'air portée à une température supérieure à son point éclair et d'un point chaud (étincelle, flamme nue, métal incandescent, etc.)

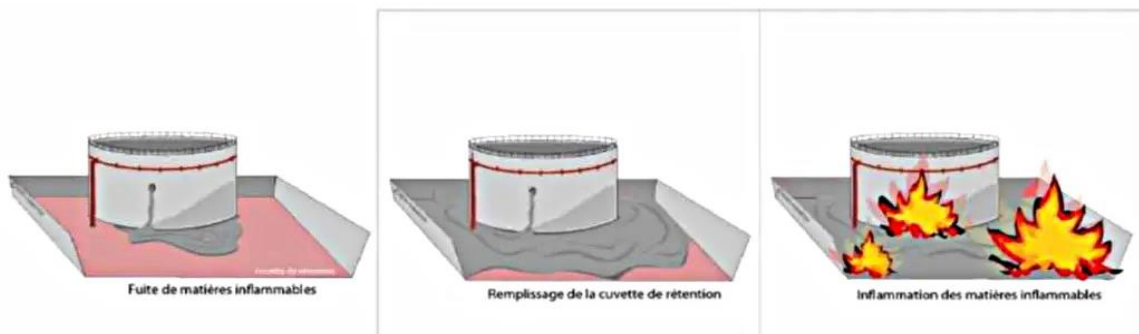


Figure I-8 : Inflammation des matières inflammables

➤ Conséquence :

- Les effets thermiques.
- Des effets dominos [32].

I.8 L'impact des conditions thermiques sur les propriétés volumique des hydrocarbures

Lorsque les hydrocarbures sont extraits de la colonne de distillation leur devenir va dépendre de leur caractéristique physicochimique et les différents processus de transport et de stockage liés aux conditions thermique.

Quand les hydrocarbures soumis à un réchauffement avec une pression constante, la quantité de mouvement des particules qui le composent augmente donc le volume augmente.

Alors le changement de température influe sur les propriétés physico-chimique des hydrocarbures, quand la température grimpe ils se dilatent, quand les degrés tombent, les particules des carburant se rapprochent, ils se contractent. La représentation de ce phénomène résume dans le schéma suivant :

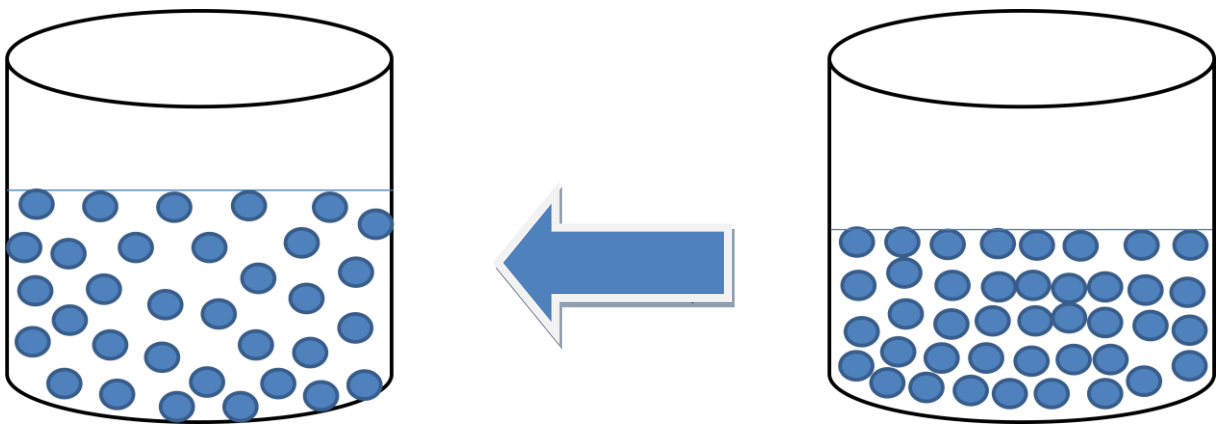


Figure I-9 : Dilatation des hydrocarbures

I.9 Correction du volume des hydrocarbures

Les transactions du commerce international du pétrole brut et de ses sous-produits sont en général fixées par rapport aux volumes. Étant donné que les pétroles bruts et produits pétroliers présentent des coefficients de dilatation thermique et de compressibilité relativement élevés, les volumes sont corrigés par rapport à la condition standard de température et de pression afin de disposer d'une base de mesure significative et cohérente. La

définition des conditions de référence standard est par conséquent de la plus haute importance pour le mesurage, le calcul et la facturation des volumes de produits pétroliers.

Des facteurs de correction de volume sont utilisés pour tenir compte de la dilatation thermique des hydrocarbures liquides et convertir les volumes observés en volumes aux conditions standard de température et de pression. Des tables de facteurs de correction de volume ont été initialement développées par recueil de données empiriques sur les variations volumiques d'hydrocarbures sur une plage donnée de températures et de pressions [32].

Chapitre II

Matériels et méthodes

Introduction

Dans cette partie, nous avons effectué une détermination de propriétés physiques telles que le calcul de la hauteur volumique, la température et la densité des produits pétroliers (essence sans plomb et gasoil) dans les réservoirs ainsi que le contrôle des écarts du V15 de ces produits lors du transport de la raffinerie vers le centre.

II.1 Méthode de calcul du volume à 15

II.1.1 La hauteur

A. Principe

Le relevé des quantités de produit dans le bac considéré est un élément déterminant du mesurage. Il est effectué par la mesure du niveau du produit présent dans le réservoir à l'aide d'un ruban lesté peut se faire selon deux méthodes :

- Le mesurage dit « par creux » c'est-à-dire le mesurage par calcul de la différence entre le liquide et la hauteur totale témoin du bac (HTT) ;
- Le mesurage dit « par plein » c'est-à-dire le mesurage à partir de la hauteur de produit observée entre la plaque de touche de la surface du liquide [31].

B. Matériel utilisé

➤ Le ruban gradué

Un ruban gradué à la hauteur du récipient mesure. Ce ruban doit avoir une graduation lisible et ne pas comporter de plieur. Le lest gradué ne doit pas être écrasé dans sa partie inférieure. Les unités de longueur doivent correspondre à celles du système international (SI) ; le ruban gradué constitue une mesure de longueur et à ce titre est soumis au contrôle métrologique comprenant l'examen du type et la vérification primitive [31]. Le ruban est illustrée dans la **figure II-1** :



Figure II-1 : Ruban

➤ Pâte détectrice d'eau

Il s'agit d'un réactif qui s'applique sur le ruban, la règle ou le sabre de jaugeage, la pâte change de couleur au contact de l'eau, permettant de localiser efficacement la limite produit/eau [34]. La figure II-2 montre le changement de couleur après la détection d'eau

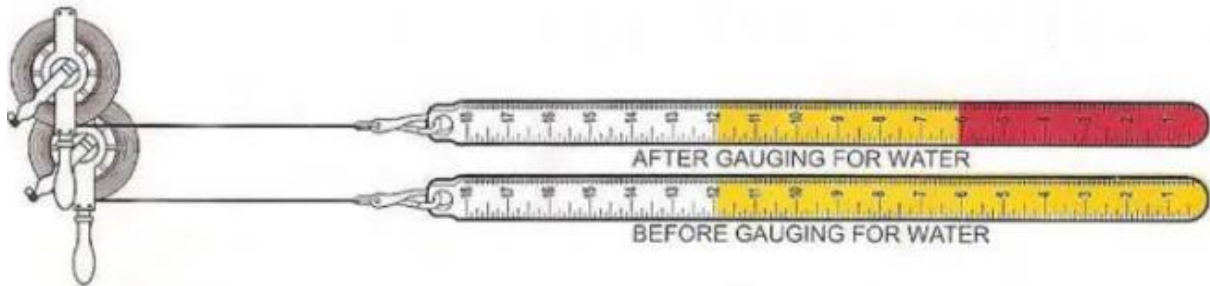


Figure II-2 : Pâte détectrice d'eau avant et après la détection d'eau

➤ Pâte indicatrice des hydrocarbures

Il s'agit d'un réactif qui s'applique sur le ruban, la règle ou le sabre de jaugeage, la pâte change de couleur au contact du produit, permettant de localiser efficacement la surface et ainsi d'avoir un jaugeage précis[31].

C. Mode opératoire

- Utilisez une jauge fixe pour estimer la hauteur approximative entre la plaque de touche et le niveau de liquide,
- Appliquer sur le ruban testé de la hauteur estimée et les tiges supérieures à 100mm environ, la pâte de détection qui se décolore au contact du produit,
- Introduisez lentement le ruban dans le trou de jauge du réservoir jusqu'à ce que le lest entre en contact avec le pavé tactile perpendiculaire au trou de jauge au fond du réservoir. Le ruban lesté de la jauge doit être tenu à la verticale au centre du trou de la jauge et soulevé rapidement après contact avec la plaque de touche (1 seconde),
- Lire la hauteur du produit après avoir soulevé le ruban. Si nécessaire, deux mesures sont recommandées pour confirmer les résultats. La méthode de jaugeage est donnée dans le schéma de la figure II-3

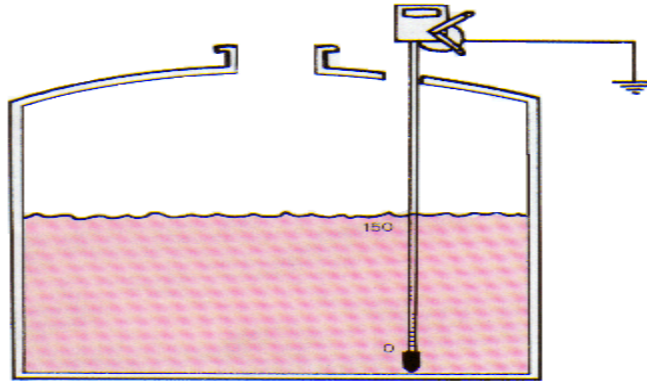


Figure II-3 : méthode de Jaugeage

II.1.2 Le volume apparent

La détermination du volume du produit à température (pour l'application du facteur de correction) est effectuée à partir de la hauteur de produit relevé (en millimètre) et en utilisant la table des volumes (en millimètres) annexée au certificat de jaugeage du bac considéré.

II.1.3 -Calcul de la température

A-Matériel utilisé

➤ Sonde électronique portable

Utiliser pour mesurer la température de produit dans les bacs



Figure II-4 : Sonde électronique

C. Principe

Mesurer la température du produit en trois points. La norme ISO 4268 recommande de mesurer la température aux cinq sixièmes, à la moitié et au sixième de la hauteur du liquide (c'est-à-dire au milieu du tiers). Les relevés de température doivent être aussi précis que possible. Quelle que soit la méthode choisie, il est recommandé d'attendre que le graphique affiché sur la sonde se stabilise avant de déterminer l'élévation. De plus, la partie capteur du

thermomètre doit être immergée dans le produit pendant une longue période afin d'élever la température et d'obtenir des résultats significatifs. Dans tous les cas, un contrôle de cohérence est toujours possible en comparant la température relevée par le thermomètre fixe sur la cuve avec la température relevée par le thermomètre portable. Cependant, cette comparaison ne peut être qu'indicative et non concluante.

II.1.4 Calcul de la masse volumique (densité)

A. Condition de réception d'un échantillon

➤ **Echantillonnage**

Le produit doit être bien échantillonné et bien identifier avant l'analyse au laboratoire ; les échantillons sont prélevés à différent niveau (HMB) :

- Echantillon haut.
- Echantillon milieu.
- Echantillon bas.

L'échantillon rempli dans des bouteilles en plastique voir **figure II-5** :



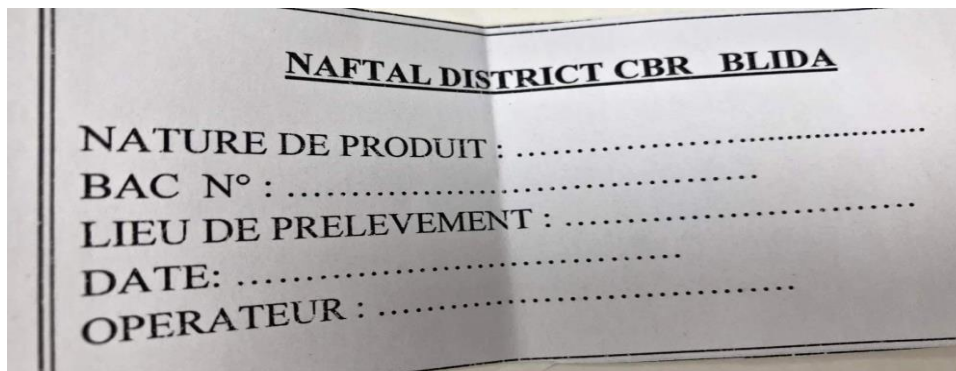
Figure II-5 : Echantillons essence sans plomb et gasoil

➤ **Etiquetage**

L'échantillon doit être mis dans un récipient étiqueté ou est mentionné :

- La nature du produit : essence sans plomb ou bien gasoil
- Date et heure de prélèvement.
- Numéro de bac.
- Opérateur.

Le modèle de l'étiquette est représenté sur la **figure II-6**



NAFTAL DISTRICT CBR BLIDA

NATURE DE PRODUIT :

BAC N° :

LIEU DE PRELEVEMENT :

DATE:

OPERATEUR :

Figure II-6 : Etiquette

B. Principe

Après avoir relevé la hauteur du produit dans le bac ainsi que la température et sa masse volumique, il convient de déterminer la masse volumique à 15 °C du produit mesuré. Celle-ci est déterminée à l'aide de la table ASTM 53 B à partir de la masse volumique lue et de la température de l'échantillon.

Suivant la norme NA 417 équivalente à ASTM D 1298 : La présente norme internationale prescrit une méthode pour la détermination de la densité à 15°C des produits pétroliers liquides à l'aide d'un densimètre en verre.

C. Appareillage et méthode de calcul

➤ **Table ASTM 53B**

La table 53 B permet de déterminer la masse volumique à 15°C, directement à partir de la masse volumique observée à la température du produit mesuré, à l'aide d'un densimètre pour produits pétroliers (étalonné à 15°C). (**Voir Annexe A**)

La table 53B s'applique exclusivement aux produits pétroliers raffinés [34].

➤ **Eprouvette de 500 ml**

Avec un diamètre intérieur au moins supérieur de 25 mm au diamètre extérieur de l'aéromètre et une hauteur telle que l'aéromètre puisse flotter dans l'échantillon.

➤ **Thermomètre**

Utiliser pour mesurer la température de l'échantillon dans le laboratoire (référence de la température IP39C/IP64C/ASTM12C). La **figure II-7** illustre une éprouvette avec le thermomètre



Figure II-7 : Eprouvette 500 ml et thermomètre

➤ **Aréomètre**

Un aréomètre de Fahrenheit se présente comme une ampoule de verre qui est représenté sur la **Figure II-8** :

- Gasoil : 0,8100 – 0,8600 g/l
- Essence : 0,7300 – 0,7700 g/l



Figure II-8 : Aréomètre

D. Mode opératoire

- Assurer que l'échantillon est fluide lors de la prise de l'essai (sa température ni trop élevée pour ne pas perdre tous les légers ni trop basse pour ne pas avoir la formation des solides)

- Eviter toute les bulles d'air lors de transfert de l'échantillon vers l'éprouvette.

- L'éprouvette et le thermomètre sont environ 5°C de la température d'essai.

Placer l'éprouvette contenant la prise en position verticale dans un endroit à l'abri des courants d'air, et où la température du milieu ambiant ne variera pas de plus de 2°C pendant la durée nécessaire pour réaliser l'essai.

- Introduire un thermomètre approprié et agiter de manière uniforme l'échantillon (horizontalement et verticalement) ensuite mesurer avec une précision de 0.1°C près de la température d'essais et cela pour avoir une masse volumique et une température uniforme durant l'essai

- Retirer le thermomètre du liquide après enregistrement de la température d'essai.

- Introduire l'aréomètre au sein du liquide est laissé se déposer lentement

- Noter la valeur obtenue sur l'aréomètre au point de l'échelle où l'échantillon apparait en dessus de la surface principale de liquide, déterminer ce point en se plaçant au-dessus de la surface plane de liquide.

- On note la température et la densité du produit analysé, Puis on calcul la densité à 15°C

- Appliquer la relation suivante :

$$D \text{ à } 15 = D_{\text{lue}+} + a (T_{\text{lue}-} - 15)$$

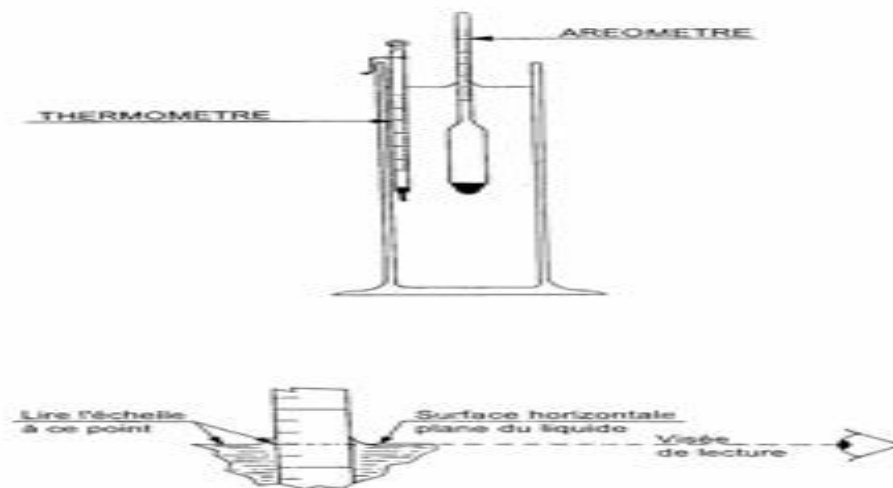


Figure II-9 : Mesurer de la densité et méthode de lecture

II.1.4 Le volume à 15°C

Pour calculer le volume à 15 °C du produit présent dans le bac, il convient en suite de déterminer un facteur de correction du volume au moyen de la table ASTM54B. Celui-ci est obtenu à partir de la masse volumique à 15°C et de la température du produit en bac.

Le volume du produit à 15 °C (V_{15}) est obtenu en multipliant le volume à température (V_t) par le facteur de correction de volume (FCV) :

$$V_{15} = V_t \times \text{FCV}$$

A. Table ASTM 54B:

La table 54 B permet d'obtenir le facteur de conversion des volumes et des masses volumiques en fonction de la masse volumique à 15°C, D15. Elle s'applique exclusivement aux produits pétroliers raffinés. (**Voir ANNEXE B**)

II.2 Détermination de la quantité des produits en bac :

Chaque mois est divisé en trois décades, et chaque décade comporte au maximum deux ou trois transferts, prenons donc le premier transfert de la première décade pour l'essence sans plomb et le gasoil en mois de février.

II.2.1 Essence sans plomb

Le premier transfert de l'essence sans plomb c'était le 01 et le 02 février 2022 dans trois bacs sont ; R150, R170, R160.

A. Relevé de la hauteur du produit : (mesurage par plein)

- Il convient tout d'abord de déterminer la hauteur totale témoin (HTT) du bac. Celle-ci figure sur le certificat de jaugeage du bac, chaque bac à son HTT ;
- On résume les valeurs de la hauteur estimative d'essence sans plomb dans chaque bac avant et après le transfert est dans le tableau II-1

Tableau II-1- : Hauteurs avant et après le transfert

Date	N°Bac	HTT (mm)	Avant le transfert		Après le transfert		
			Heur	Hauteur (mm)	Heur	Hauteur (mm)	Température (°C)
01-02-22	R150	10375	15h39	996	22h30	9012	14
01-02-22	R170	10354	22h30	845	24h40	8772	14
02-02-22	R160	10695	24h40	859	10h19	8606	14

B. Détection de la présence d'eau

Le lest est enduit d'une pâte réactive spécifique et la vérification est effectuée aux points de jauge.

Dans cet exemple, aucune présence d'eau n'a été détectée, la pâte détectrice n'étant pas pigmentée.

C-Relevé de la température du produit en bac

- La température moyenne du transfert est :

$$t = \frac{14 + 14 + 14}{3}$$

T = 14°C

D-détermination de la masse volumique à 15 de l'échantillon

Après avoir mesuré la température de l'échantillon, la température lue est : $T_{lue} = 13.5^{\circ}\text{C}$. On mesure directement la densité lue : $D_{lue} = 0.7403 \text{ g/l}$.

La correction de la densité se fait selon la table ASTM.IP (Petroleum Measurement table Metric Edition) TABLE 53, la lecture de la densité est de 0.7403 qui est entre (0.740 – 0.745), donc le facteur de correction est :

$$a = 0.00079$$

- On appliquant la formule suivante :

$$D \text{ à } 15 = D_{lue} + a (T_{lue} - 15)$$

$$= 0.7403 + 0.00079 (13.5 - 15)$$

$$D \text{ à } 15 = 0.7392 \text{ g/l}$$

Les résultats du test de chaque bac sont notés dans le **tableau II-2** suivant :

Tableau II-2 : les résultats de la densité à 15 °C d'essence

N° Bac	T lue (°C)	D lue (g/l)	D à 15 (g/l)
R150	13.5	0.7403	0.7392
R170	13	0.740	0.739
R160	13	0.740	0.7392

- La densité à 15°C moyenne de ce transfert est :

$$D \text{ à } 15 = \frac{0,7392 + 0,739 + 0,7392}{3}$$

$$D \text{ à } 15 = 0.7391 \text{ g/l}$$

E. Détermination du volume apparent

- **Lecture de la table des volumes**

La table des volumes indique pour une hauteur donnée, les volumes correspondants. Elle est complétée par une table d'interpolation des hauteurs en mm. On calcule la hauteur de chaque bac :

$$\mathbf{R150} : 9012 \text{ mm} - 996 \text{ mm} = 8016 \text{ mm}$$

$$\mathbf{R170} : 8772 \text{ mm} - 845 \text{ mm} = 7927 \text{ mm}$$

$$\mathbf{R160} : 8606 \text{ mm} - 859 \text{ mm} = 7747 \text{ mm}$$

- Chaque hauteur correspond à un volume : (**voir annexe C**)

R150 : 8010 mm correspond à 1717628 litres ou 17176.28 hl et 6 mm = 1281 litres ou 12.81 hl.

Alors 8016 mm = (17176.28 + 12.81) hl = 17189.09 hl. (**Barimage R150, annexe C**)

R170 : 7920 mm correspond à 1020888 litres ou 10208.88 hl et 7 mm = 900.2 litres ou 9.002 hl.

Alors 7927 mm = (10208.88 + 9.002) hl = 10217.882 hl .

R160 : 7740 correspond à 1657765 litres ou 16577.65 hl et 7 mm = 1497.3 litres ou 14.973 hl.

Alors 7747 mm = (16577.65 + 14.973) = 16592.623 hl .

- D'où le volume total est :

$$V_{\text{apparent}} = 17189.09 \text{ hl} + 10217.882 \text{ hl} + 16592.623 \text{ hl} = 43999,595 \text{ hl}$$

$$V_{\text{apparent}} = 43999,595 \text{ hl} \quad \text{à } t = 14^{\circ}\text{C}$$

F. Détermination du volume du produit à 15°C

Le volume de produit à 15°C est obtenu en multipliant le volume à température par le facteur de correction de volume FCV.

On a $D_{15} = 0,7391$ et la $T = 14^{\circ}\text{C}$ donc le $\text{FCV} = 1.00123$ (**voir Annexe B**)

$$V_{15} = V_t \times \text{FCV}$$

$$V_{15} = 43999,595 \text{ hl} \times 1.00123$$

$$V_{15} = 44053.71 \text{ hl}$$

G. Détermination des écarts de V_{app} et V à 15

Nous comparons les résultats des volumes (V_{app} et V à 15) et on calcule la différence entre les deux volumes.

- D'après la raffinerie on a :

$$V_{\text{app}} = 44079,43 \text{ hl}$$

$$V \text{ à } 15 = 43848,78 \text{ hl}$$

- D'abord, on calcule la différence entre les V_{app} et les V à 15 :

$$\begin{aligned} V_{app} &= V_{app}(\text{centre}) - V_{app}(\text{raffinerie}) \\ &= 43999,595 - 44053,71 \end{aligned}$$

$$V_{app} = -79,835 \text{ hl.}$$

$$\begin{aligned} V \text{ à } 15 &= V \text{ à } 15(\text{centre}) - V \text{ à } 15(\text{raffinerie}) \\ &= 44053,71 - 43795,67 \end{aligned}$$

$$V \text{ à } 15 = 258,04 \text{ hl}$$

- Après, on calcule le pourcentage de ces valeurs :

$$\left. \begin{array}{l} 44053,71 \text{ hl} \longrightarrow 1000\% \\ -79,835 \text{ hl.} \longrightarrow V_{app}\% \end{array} \right\} \begin{aligned} V_{app}\% &= \frac{-79,835 \times 1000}{44079,43} \\ V_{app}\% &= -1,81 \% \end{aligned}$$

$$\left. \begin{array}{l} 43795,67 \text{ hl} \longrightarrow 1000\% \\ 258,04 \text{ hl} \longrightarrow V \text{ à } 15 \% \end{array} \right\} \begin{aligned} V \text{ à } 15\% &= \frac{258,04 \times 1000}{43795,67} \\ V \text{ à } 15 \% &= 5,89 \% \end{aligned}$$

II.2.2 Gasoil

Le transfert de première décennie du mois de février de gasoil est dans sept bacs sont : R110, R130, R120, R100 R120, R130, R100. On applique la même méthode que l'essence.

- A. Relevé de la hauteur de produit (mesurage par plein).** Les résultats sont regroupés dans le tableau II-3 suivant :

Tableau II-3 : Hauteurs avant et après les transferts de gasoil

date	N°bac	Avant le transfert			Après le transfert			
		HTT (mm)	Heur	Hauteur (mm)	Heur	Hauteur (mm)	D à 15 (g/l)	Température (°C)
01-02-22	R110	10383	01h15	1392	06h15	8954	0.8356	15
01-02-22	R130	10357	06h15	1382	11h05	9011	0.8342	15
01-02-22	R120	15154	11h05	1250	15h39	13504	0.8333	15.5
02-02-22	R100	14718	10h19	9793	00h40	13743	0.8335	15
03-02-22	R120	15154	00h40	10853	11h44	13868	0.8338	15
03-02-22	R130	10357	11h44	1024	16h30	8655	0.8339	14.5
03-02-22	R100	14718	16h30	11473	23h17	13331	0.8335	15

B. Relevé de la température du produit en bac

- La température moyenne du transfert est :

$$t = \frac{15+15+15.5+15+15+14.5+15}{7}$$

$T = 15^{\circ}\text{C}$

C. Détermination de la masse volumique à 15

On appliquant la même méthode qu'on a appliquée précédemment avec l'essence sans plomb

- L'échantillon du bac R170 :

$T_{luc} = 22^{\circ}\text{C}$ et la $D_{luc} = 0.8307 \text{ g/l}$.

Pour déterminer le facteur de correction a, on applique la TABLE 53 :

$D_{luc}=0.8307 \text{ g/l}$, entre (0.830 – 0.835) et $a= 0.00067$ (**voir annexe A**)

On appliquant la formule précédente de la densité, on trouve :

$D \text{ à } 15 = 0.8356$

- Les résultats du test de chaque bac de ce transfert sont notés dans le tableau II-4 suivant :

Tableau II-4 : Résultat de la densité à 15 °C de gasoil

N° Bac	D lue (g/l)	T lue (°C)	D à 15 (g/l)
R110	0.8307	22	0.8356
R130	0.8314	19	0.8342
R120	0.8281	22	0.833
R100	0.8300	20	0.8335
R120	0.8296	21	0.8338
R130	0.8311	19	0.8339
R100	0.83005	20	0.8335

- La densité moyenne de transfert est :

$$D \text{ à } 15 = \frac{0,8356+0,8342+0,8333+0,8335+0,8338+0,8339+0,8335}{7}$$

$$D \text{ à } 15 = 0,8340 \text{ g/l}$$

D. Détermination du volume apparent

La table des volumes indique pour une hauteur donnée, les volumes correspondants. Elle est complétée par une table d'interpolation des hauteurs en mm.

- On calcule la hauteur de produit transféré dans chaque bac :

R110 → 8954 – 1392 = 7562 mm

R130 → 9011 – 1382 = 7659 mm

R120 → 13504 – 12150 = 1354 mm

R100 → 13743 - 9793 = 3950 mm

R120 → 13868 - 10853 = 3015 mm

R130 → 8655 – 1024 = 7631 mm

R100 → 13331 – 11473 = 1858 mm

- Chaque hauteur correspond à un volume :

R110 : 7560 mm correspond à 976883 litres ou 9768.83 hl et 2 mm = 257.2 litres ou 2.572 hl.

Alors 7562 mm = (9768.83 + 2.572) hl = 9771.402 hl. (**Barimage R110, annexe C**)

R130 : 7650 mm correspond à 986010 litres ou 9860.10 hl et 9 mm = 1158.3 litres ou 11.583 hl. Alors 7659 mm = (9860.10 + 11.583) hl = 9871.683 hl.

R120 : 1350 mm correspond à 971395 litres ou 9713.95 hl et 4 mm = 2824 litres ou 28.24 hl. Alors 1354 mm = (9713.95 + 28.24) hl = 9742.19 hl.

R100 : 3950 mm correspond à 2787436 litres ou 27874.36 hl

R120 : 3010 correspond à 2143557 litres ou 21435.55 hl et 5 mm = 3530.5 litres ou 35.305 hl. Alors 3015 mm = (21435.55 + 35.305) = 21470.855 hl.

R130 : 7630 mm correspond à 983438 litres ou 9834.38 hl et 1 mm = 128.6 litres ou 1.286 hl
Alors : 7631 mm = (9834.38 + 1.286) hl = 9835.666 hl

R100 : 1850 mm correspond à 1306946 litres ou 13069.46 hl et 8 mm = 5640 litres ou 56.40hl. Alors 1858 mm = (13069.46 + 56.40) = 13125.4 hl

- Nous concluons que le volume total est :

$V_{\text{apparent}} = 9771.402 \text{ hl} + 9871.683 \text{ hl} + 9742.19 \text{ hl} + 27874.36 \text{ hl} + 21470.855 \text{ hl} + 9835.666 \text{ hl} + 13125.4 \text{ hl}$

$$V_{\text{apparent}} = 101691.556 \text{ hl}$$

E. Détermination du V15

Le volume de produit à 15°C est obtenu en multipliant le volume à température par le facteur de correction de volume FCV.

On a D à 15 = 0,8340 g/l et la T = 15°C donc le FCV= 1.00000 (voir annexe B)

$V_{15} = V_t \times \text{FCV} = 101691.556 \text{ hl} \times 1.00000$

$$V_{15} = 101691.556 \text{ hl}$$

F. détermination des écarts de V_{app} et V15 :

Nous comparons les résultats des volumes (V_{app} et V15) et on calcule la différence entre les deux volumes.

- D'après la raffinerie on a :

$V_{\text{app}} = 101089.88 \text{ hl}$

$V_{15} = 100184.24 \text{ hl}$

- D'abord on calcule la différence entre les V_{app} et les V_{15} :

$$V_{app} = V_{app}(\text{centre}) - V_{app}(\text{raffinerie})$$

$$= 101691.556 - 101089.88$$

$$V_{app} = 606.676 \text{ hl.}$$

$$V_{15} = V_{15}(\text{centre}) - V_{15}(\text{raffinerie})$$

$$= 101691.565 - 100184.24$$

$$V_{15} = 1507.316 \text{ hl}$$

- le pourcentage de ces valeurs :

$$101089.88 \text{ hl} \longrightarrow 1000\text{‰}$$

$$606.676 \text{ hl.} \longrightarrow V_{app}\text{‰}$$

$$V_{app}\text{‰} = \frac{606.676 \times 1000}{101089.88}$$

$$V_{app}\text{‰} = 5.96 \text{ ‰}$$

$$100184.24 \text{ hl} \longrightarrow 1000\text{‰}$$

$$1507.316 \text{ hl} \longrightarrow V \text{ à } 15 \text{ ‰}$$

$$V \text{ à } 15 \text{ ‰} = \frac{1507.316 \times 1000}{100184.24}$$

$$V \text{ à } 15 \text{ ‰} = 14.82 \text{ ‰}$$

Chapitre III

Résultats et discussions

Introduction :

Dans ce chapitre, nous présentons les résultats trouvés dans les tableaux III-1 et III-2 ci dessous, qui a été divisée en plusieurs tableaux pour faciliter l'étude, reliant le volume à la température, le volume à la densité et l'écart entre les volumes à 15.

Tableau III-1 : Les écarts d'essence sans plomb de mois de février

Date	Raffinerie				Centre				Ecart			
	Vapp (hl)	T (°C)	D à 15(g/l)	V à 15	V app (hl)	T (°C)	D à 15	V à 15	Vapp(hl)	‰	V à (15hl)	‰
01-févr	44079,43	19	0,7360	43795,67	43999,595	14	0,7391	444053,71	-79,835	-5,23	258,04	5,89
05-févr	59140,06	19	0,7350	58805,52	59562,29	13,88	0,7374	59632,83	422,23	7,14	827,31	14,07
1 ère décade	103219,49	19	0,7354	102601,19	103411,07	13,93	0,7381	103531,00	191,58	1,86	829,81	9,06
11-févr	48029,82	21	0,7330	47459,00	48510,23	14	0,7351	48555,22	480,41	10,00	1096,22	23,10
13-févr	32640,59	20	0,7420	32355,12	32495,73	15,5	0,7454	32470,20	-144,86	-4,44	115,08	3,56
18-févr	43977,70	17	0,7350	43724,68	44687,61	15,5	0,7411	44648,57	709,91	16,14	923,89	21,13
2 eme décade	124648,11	19,33	0,7361	123538,80	125693,57	14,92	0,7399	125673,99	1045,46	8,39	2135,19	17,28
22-févr	58484,36	21	0,7415	57947,30	58435,37	16,50	0,7420	58321,14	-48,99	-0,84	373,84	6,45
26-févr	44069,90	22	0,7420	43556,41	43723,52	15,50	0,7435	43690,98	-346,38	-7,86	134,57	3,09
3 eme décade	102554,26	21,43	0,7417	101503,71	102158,89	16,07	0,7427	102012,12	-395,37	-3,86	508,41	5,01
Totale	330421,86	19,88	0,7376	327643,70	331263,53	14,97	0,7402	331217,11	841,67	2,55	3573,41	10,91

Tableau III-2 : Les écarte de gasoil de mois de février

Date	Raffinerie				Centre				Ecart			
	Vapp (hl)	T(°C)	D à 15 (g/l)	V à 15 (hl)	V app (hl)	T(°C)	D à 15 (g/l)	V à 15 (hl)	V app(hl)	‰	V à 15(hl)	‰
01-févr	101089,88	23	0,8340	100184,24	101691,556	15	0,8340	101691,556	606,676	5,96	785,69	7,84
05-févr	42574,28	26	0,8330	42091,87	41485,03	15	0,8339	41405,52	-1089,25	-25,58	-686,65	-16,31
07-févr	57601,82	27,5	0,8330	56850,02	57386,92	14,25	0,8335	57390,67	-214,90	-3,73	540,65	9,51
1 ère décade	201265,98	24,92	0,8335	199126,13	200005,97	14,78	0,8338	199766,12	-1260,01	-6,26	639,99	3,21
11-févr	59878,92	31,5	0,8318	58763,02	58241,46	14,75	0,8347	58219,53	-1637,46	-27,35	-543,49	-9,25
13-févr	104793,81	30	0,8358	103259,80	103446,53	15,75	0,8370	103296,04	-1347,28	-12,86	36,24	0,35
18-févr	161559,75	30,5	0,8347	159315,13	159048,40	16	0,8375	158765,86	-2511,35	-15,54	-549,27	-3,45
2 eme décade	326232,48	30,52	0,8345	321337,95	320736,39	15,69	0,8364	320281,43	-5496,09	-16,85	-1056,52	-3,29
22-févr	141900,55	29,5	0,8336	139802,52	140112,94	17	0,8353	139837,10	-1787,61	-12,6	34,58	0,25
26-févr	89670,89	29	0,8294	88462,81	89138,96	16,33	0,8326	88955,61	-531,93	-5,93	492,80	5,57
3 eme décade	231571,44	29,31	0,8319	228265,33	229251,90	16,74	0,8343	228792,71	-2319,54	-10,02	527,38	2,31
Totale	759069,90	28,67	0,8335	748729,41	749994,26	15,77	0,8350	748840,26	-9075,64	-13,63	110,85	60,88

III.1 Influence de la température et de la densité sur le volume

III.1.1 Influence de la température sur le volume

Pour simplifier l'étude on va tout d'abord parler comment la température et la densité influent sur le volume des hydrocarbures. Et pour cela nous présentons les tableaux suivant : Nous comparons ensuite le volume apparent du centre avec celle de la raffinerie, les résultats sont donnés dans le **tableau III-4**.

Tableau III-4 : Volumes apparents et les températures d'essence sans plomb de raffinerie et du centre

Date	Raffinerie		Centre	
	V app (hl)	Température °C	V app (hl)	Température °C
01-févr	44079,43	19.00	43999.595	14
05-févr	59140,06	19.00	59562,29	13,88
1 ère décade	103219,49	19.00	103411,07	13,93
11-févr	48029,82	21.00	48510,23	14
13-févr	32640,59	20.00	32495,73	15,5
18-févr	43977,70	17.00	44687,61	15,5
2^{eme} décade	124648,11	19.33	125693,57	14,92
22-févr	58484,36	21.00	58435,37	16,50
26-févr	44069,90	22.00	43723,52	15,50
3^{eme} décade	102554,26	21.43	102158,89	16,07
Totale	330421,86	19.88	331263,53	14,97

Tableau III-5 : Volumes apparents et les températures de gasoil de la raffinerie et du centre

Date	Raffinerie		centre	
	V app (hl)	Température °C	V app (hl)	Température °C
01-févr	101089,88	23	101691.556	15
05-févr	42574,28	26	41485,03	15
07-févr	57601,82	27,5	57386,92	14,25
1 ère décade	201265,98	24,92	200005,97	14,78
11-févr	59878,92	31,5	58241,46	14,75
13-févr	104793,81	30	103446,53	15,75
18-févr	161559,75	30,5	159048,40	16
2^{eme} décade	326232,48	30,52	320736,39	15,69
22-févr	141900,55	29,5	140112,94	17
26-févr	89670,89	29	89138,96	16,33
3^{eme} décade	231571,44	29,31	229251,90	16,74
Totale	759069,90	28,67	749994,26	15,77

Pour faciliter la comparaison, nous représentons les valeurs mentionnées dans les tableaux ci-dessus par des histogrammes des volumes et des courbes de température.

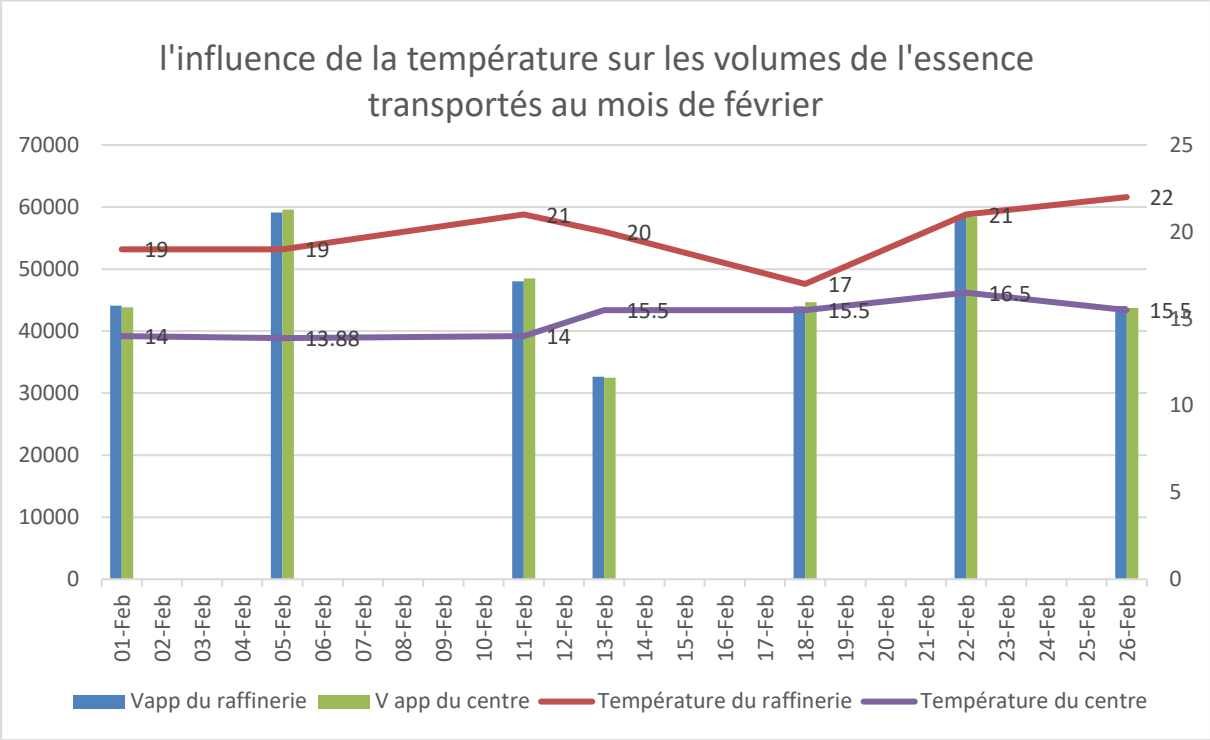


Figure III-1 : Températures et volumes d'essence sans plomb du centre et de la raffinerie

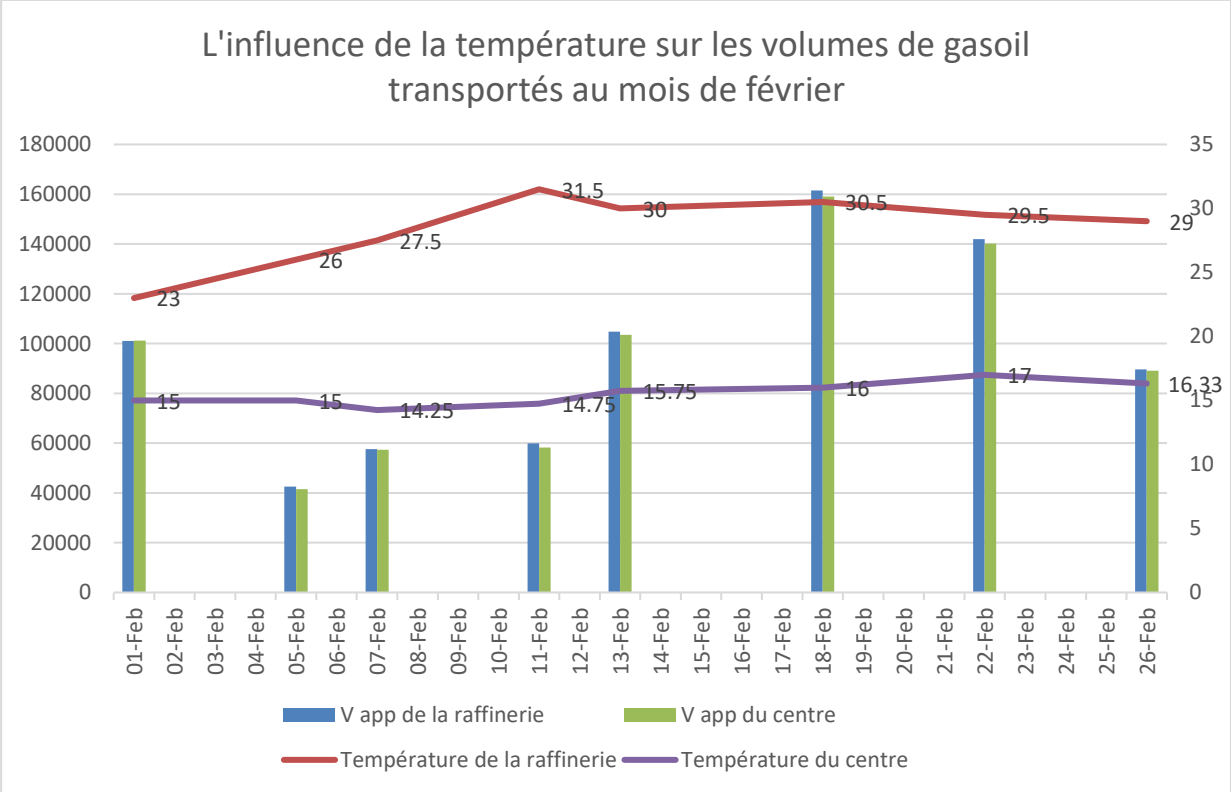


Figure III-2 : Températures et volumes de gasoil de centre et de la raffinerie

- **Interprétations**

Pour montrer l'effet de la température sur le volume de l'essence sans plomb et le gasoil dans chaque transfert, on doit faire une comparaison entre les valeurs des volumes dans la raffinerie et le centre avec la surveillance de la température

- Le transfert du 1^{er} février de l'essence sans plomb : on note un volume égal à **44079.43** hl présent dans les bacs de la raffinerie, ce volume correspond à une température **19°C**. Après le transfert lorsque la température diminue à **14°C**, nous remarquons que ce volume transporté diminue dans le centre, il sera **43999.595** hl.
- On remarque la même chose pour **les transferts du 13, 22 et 26 février** ou la température du centre diminue et le volume transporté aussi diminue.
- Cela est dû au déplacement des particules avec le changement de la température, lorsque la température diminue dans le centre, les particules du produit se rapprochent donc ils se contractent ce qui fait une diminution dans le volume, et quand la température augmente les particules s'éloignent les unes par rapport aux autres et le produit se dilate donc le volume augmente.
- Concernant **les transferts du 5, 11 et 18 février**, nous voyons que le volume n'est pas affecté même si la température est abaissée, au lieu de cela le volume est augmenté, ce qui est illogique selon cette étude, alors la raison pourrait être soit il y a une certaine quantité d'eau dans le bac n'est pas détecté, et il n'est pas purgé. Aussi on peut dire que n'importe quelle erreur dans la mesure des paramètres, nous nous attendions à une erreur comme celle-ci.
- Le même phénomène se déroule par rapport au gasoil. Ou nous trouverons que la température diminue et le volume apparent diminue aussi, sauf le premier transfert de 01 février a le même problème que le problème de l'essence sans plomb dans les transferts cité au-dessus

III.1.2 Influence de la température sur la densité et le volume

On va comparer le volume apparent de centre avec celle de la raffinerie et on résume tous les volumes apparents par rapport à la densité dans les tableaux suivants :

Tableau III-6 : Densités et le volume apparent entre la raffinerie et le centre d'essence sans plomb

Date	Raffinerie		Centre	
	V app (hl)	Densité (g/l)	V app (hl)	Densité (g/l)
01-févr	44079,43	0,736	43999,78	0,7391
05-févr	59140,06	0,735	59562,29	0,7374
11-févr	48029,82	0,733	48510,23	0,7351
13-févr	32640,59	0,742	32495,73	0,7454
18-févr	43977,7	0,735	44687,61	0,7411
22-févr	58484,36	0,7415	58435,37	0,742
26-févr	44069,9	0,742	43723,52	0,7435

Tableau III-7 : Densités et le volume apparent entre la raffinerie et le centre de gasoil

Date	Raffinerie		Centre	
	V app (hl)	Densité (g/l)	V app (hl)	Densité (g/l)
01-févr	101089,88	0,834	101691,556	0,834
05-févr	42574,28	0,833	41485,03	0,8339
07-févr	57601,82	0,833	57386,92	0,8335
11-févr	59878,92	0,8318	58241,46	0,8347
13-févr	104793,81	0,8358	103446,53	0,837
18-févr	161559,75	0,8347	159048,4	0,8375
22-févr	141900,55	0,8336	140112,94	0,8353
26-févr	89670,89	0,8294	89138,96	0,8326

Pour faciliter la comparaison, nous représentons les valeurs mentionnées dans les tableaux ci-dessus par des histogrammes des volumes et des courbes pour la densité :

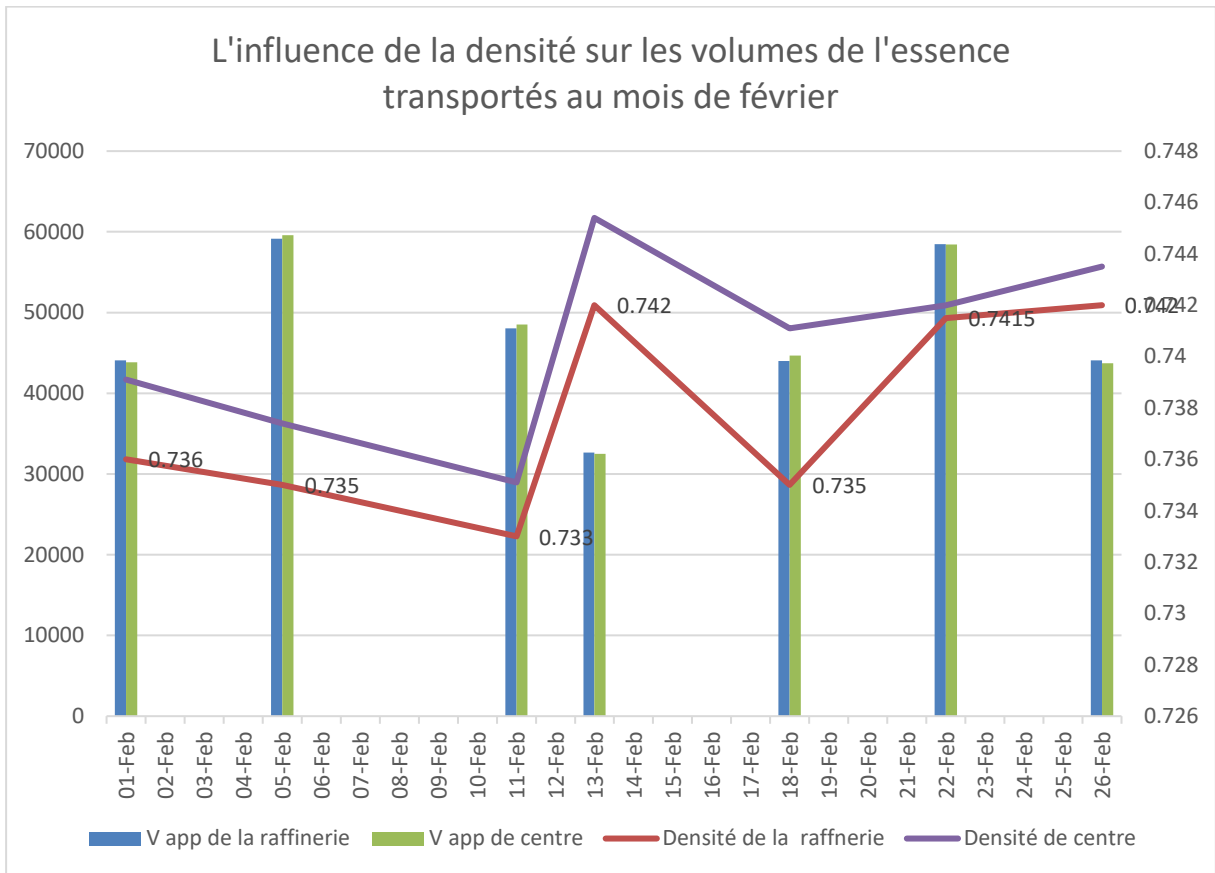


Figure III-3 : Densité et volume apparent d'essence de la raffinerie et du centre

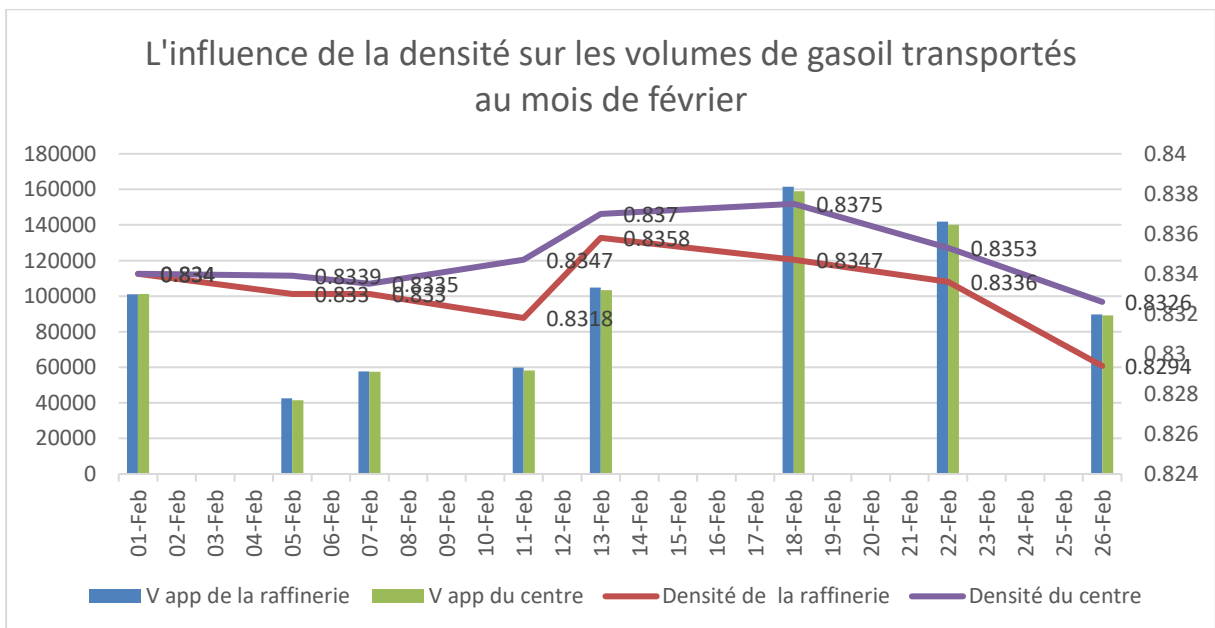


Figure III-4 : Densité et volume apparent de gasoil de centre et de raffinerie

➤ **Interprétation**

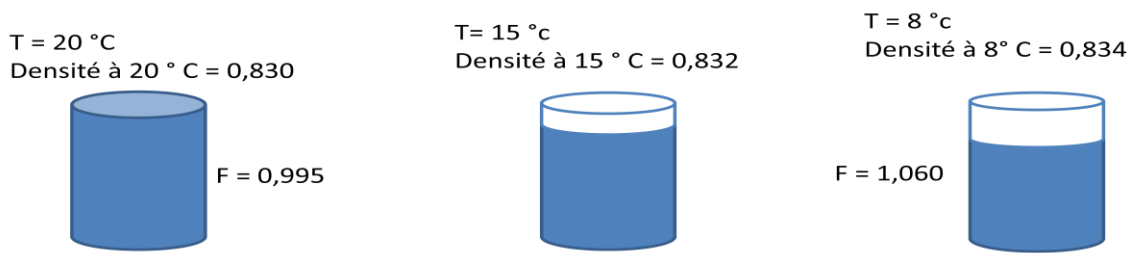
Pour montrer l'impact de changement de densité sur la variation du volume d'essence sans plomb et le gasoil, on devrait faire une comparaison entre le volume des produits avant et après chaque transfert au cours du mois de février.

- Le transfert du 1^{er} février de l'essence sans plomb : on note un volume égal à **44079,43hl** présent dans les bacs de la raffinerie, ce volume correspond à une densité **0,7360 g/l**. Après le transfert lorsque la densité augmente **0,7391g/l** on remarque que ce volume transporté diminue dans le centre, donc il existe une relation inverse entre le volume et la densité.
- On remarque la même chose pour les **transferts du 13, 18, 22 et 26 février**.
- Cette relation inverse s'explique par l'effet de la température sur la masse volumique d'une substance puisque le volume d'un produit varie avec la température. La densité augmente lorsque la température diminue vu que le volume transporté diminue proportionnellement à l'augmentation de leur température.
- Concernant les **transferts du 5, 11 et 18 février**, on remarque qu'il y a une relation directe entre le volume et la densité, ce qui ne peut pas arriver donc on explique ça par une erreur dans les mesures des paramètres (volume apparent, densité ou bien la température).
- Les mêmes remarques concernant la relation entre la densité, température et la variation de chaque volume de gasoil transporté au mois de février.

III.1.3 Discussion sur la relation de la température et de la densité sur les volumes

On distingue que les produits pétroliers sont affectés par la température par une relation directe : se rétractent à froid (basse température), se dilatent à chaud (haute température). Et affectés par la densité par une relation indirecte.

A cet effet, le fournisseur corrige la quantité du carburant à 15°C, ce qui veut dire que peu importe la température réelle du produit livré, le volume est automatiquement corrigé comme si la température du produit était de 15°C. Et le schéma ci-dessous représente la variation de volumes entre trois températures et trois densités différentes :



V15 = facteur de correction * le volume à T°C

Figure III-5 : schéma représentatif comment la température et la densité affectent sur le volume

- La température augmente le volume augmente et la densité diminue
- La température diminue le volume diminue et la densité augmente

III.2 Les écarts entre les volumes à 15

Après avoir calculé tous les volumes à 15 de tous les transferts du mois de février de l'essence et du gasoil, on trouve que même avec la correction, il reste toujours un écart entre les volumes à 15. Ces derniers de la raffinerie et celle du centre sont représentés par des histogrammes qui peuvent être facilement interprétable.

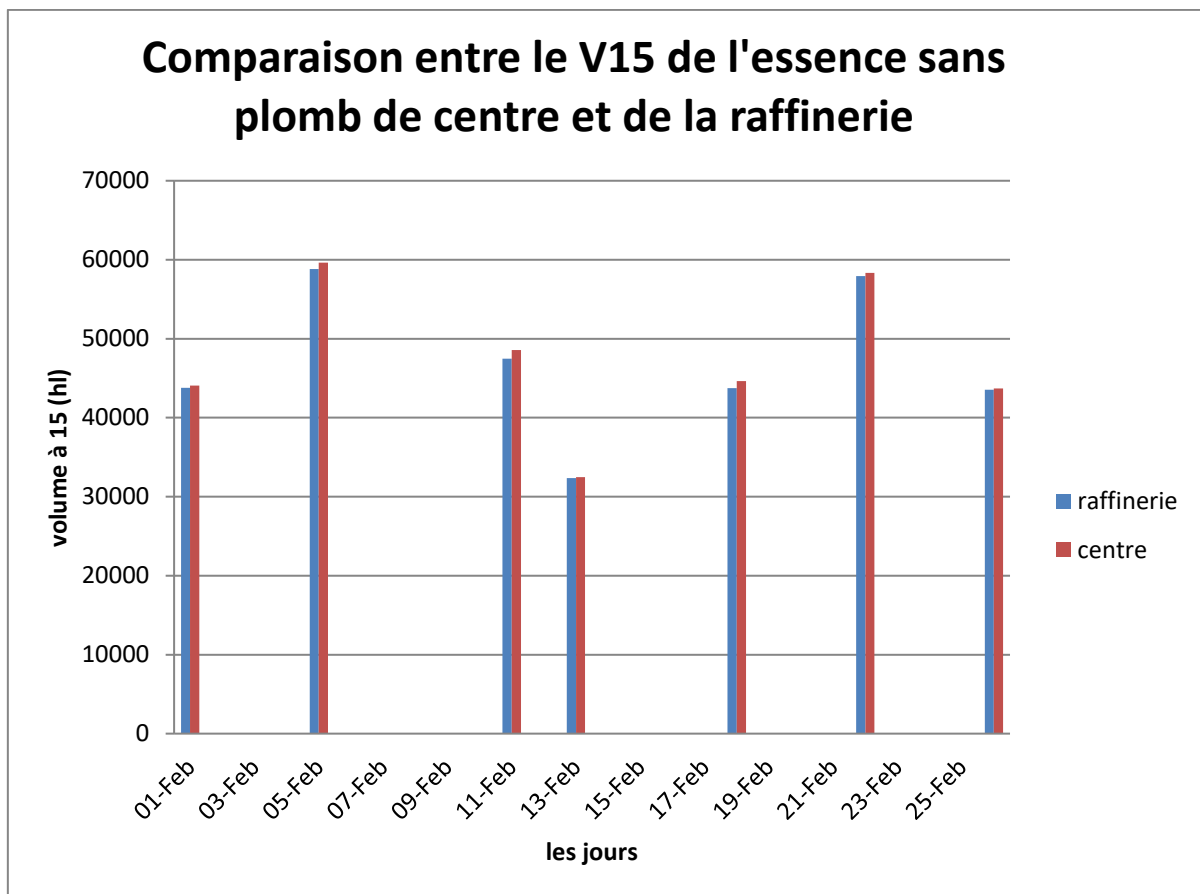


Figure III-6 : Histogrammes des écarts d'essence

➤ **Interprétation de figure III-6**

Les colonnes représentent l'évolution des volumes corrigés à 15°C de l'essence sans plomb dans les bacs de la raffinerie et le centre au cours du mois de février :

- Premier décade : du 1 au 5 février :

Dans le transfert du 1^{er} février, on note une légère augmentation dans le volume à 15°C du centre. Par contre dans le deuxième transfert, on remarque une augmentation significative.

- Deuxième décade : du 11 au 18 février :

Dans cette période le volume corrigé transporté est fluctué entre une forte et léger augmentation. Dans le 11 et le 18 février, on note une augmentation significative du volume par contre le 13 février le volume transporté est plus proche à l'état stable.

- Troisième décade : Du 22 au 26 février :

Le 1^{er} transfert note une forte augmentation dans le volume du centre par contre le transfert du 26 février est presque stable.

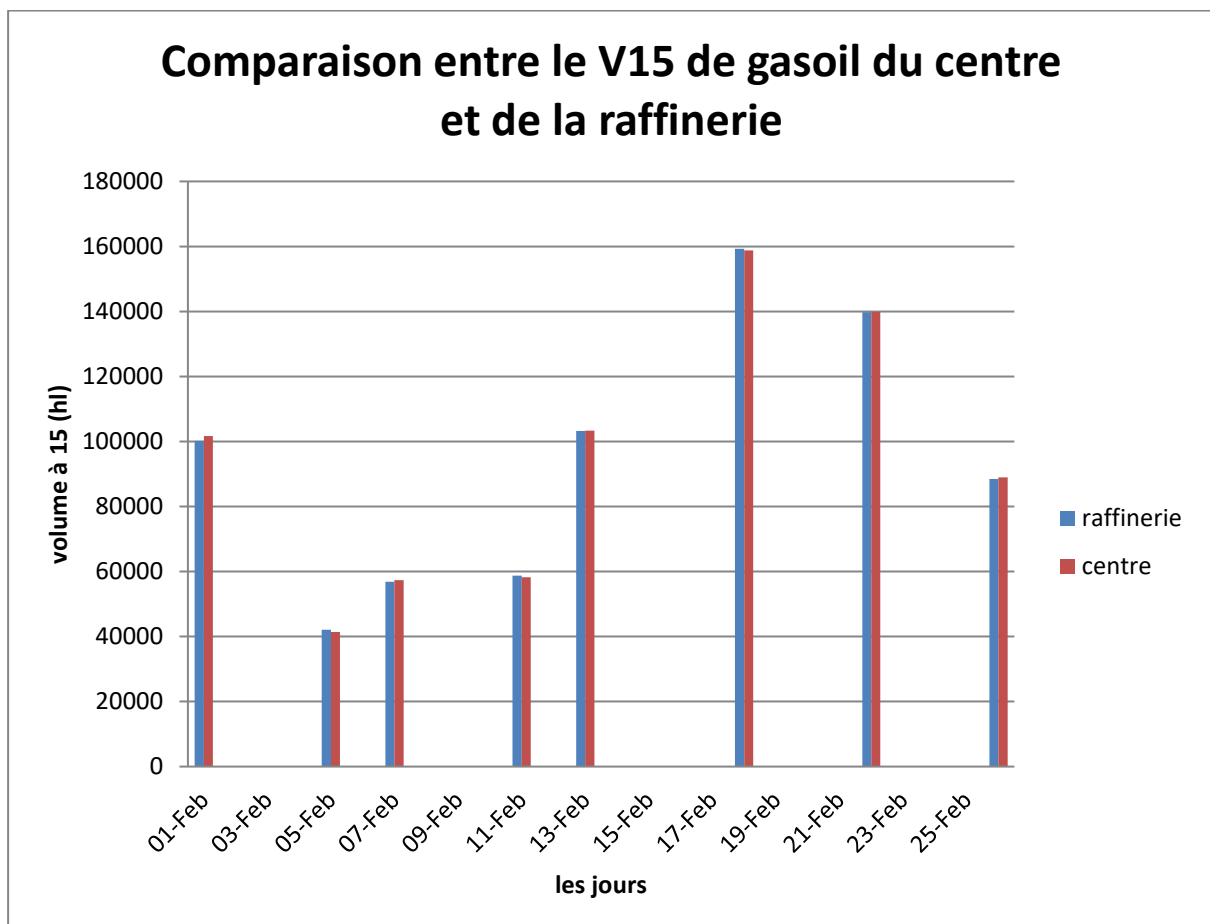


Figure III-7 : Histogramme des écarts de gasoil

- **Interprétation de figure III-7 :**

Les histogrammes représentent la variation du volume corrigé à 15°C du gasoil entre la raffinerie et le centre durant le mois du février.

- Premier décade : Du 1 au 7 février :

Le volume à 15°C du gasoil transporté dans cette décade est fluctué entre augmentation et diminution. Le 1^{er} février on remarque augmentation du volume dans le centre par rapport la raffinerie.

Puis une diminution significative du volume dans le centre par rapport la raffinerie, puis le volume de produit transporté remonté une autre fois dans le centre.

- Deuxième décade : Du 11 au 18 février :

Durant cette période concernant les transferts de 11 et 18 février noté une diminution dans le volume de centre, par contre le transfert du 13 février le volume est presque le même dans le centre et la raffinerie.

- Troisième décades : Du 22 au 26 février :

On note une augmentation du V 15 dans le centre pendant le 22 et le 26 février.

III.2.1 Les Facteurs influant sur le volume corrigé

Après avoir interpréter les résultats des tableaux, on note des fluctuations nettes et importantes dans le volume de l'essence sans plomb et le gasoil réceptionnés de la raffinerie, ainsi une instabilité dans les écarts du V15 est cela peut être dû à plusieurs facteurs.

- **Prélèvement par méthode traditionnels** : on prélevait l'échantillon après être monté sur le toit du bac, insérer le tube et prélever l'échantillon, cela peut provoquer une perte de volume des carburants par l'évaporation.
- **Les instruments de mesure de la masse volumique** : thermomètre, aréomètre peut être non-bien étalonnés.
- **Du point de vue de la température** : Concernant la température des carburants présent dans les bacs de la raffinerie est toujours supérieure par rapport au centre est cela dû au fait que l'essence sans plomb et le gasoil ont été stocké immédiatement après le processus du raffinage.
- **Relevé de la température** : dysfonctionnement possible de la sonde électronique, suite à se fait les résultats détecté seront erronés.

- **Du point de vue de calcul du volume apparent** : la hauteur du carburant mesurée par un ruban, ce dernier peut avoir une graduation moins lisible ou bien comporter des pliures, ou soit l'agent effectuant le relevé de la hauteur à détecter un faux relevé.

- **Influence de mesure de la température et calcul de la densité sur le V 15** : Toute erreur dans la mesure de la température ou le calcul de la densité ou bien le volume apparent influent sur la valeur du facteur de correction, entraînant une erreur dans le volume corrigé à 15 °C en raison de la relation mathématique entre eux.

- **L'influence de la tension de vapeur Reid TVR et le point initial de la distillation PI sur l'essence sans plomb** :

l'essence sans plomb étant un produit volatil, c'est-à-dire que la température d'évaporation des légers est faible, nous avons constaté que plus le point de début de distillation est bas, inférieur à 30°C, plus l'évaporation du produits légers augmente et le volume diminue, et le contraire est juste, par rapport au TVR, nous avons des limites d'été et des limite d'hiver, plus le TVR est proche de la limite maximale, plus l'évaporation augmentera.

- Possibilité de présence d'eau ou bien des impuretés au fond du bac.
- Les toits des bacs utilisés sont des toits fixes.

III.2.2 Les recommandations :

Après avoir interpréter les résultats des tableaux, on constate des différences de volume ainsi des écarts même après la correction et cette différence représentait des sommes d'argent énormes, et après avoir identifié les facteurs qui causent cette différence. Nous avons suggéré ces modestes recommandations pour réduire les écarts

- **Le temps de chargement** : De préférence le transfert et le remplissage des bacs serait aux horaires du soir, en raison des températures élevées à midi, sur tout en été.
- **Les bacs isolés thermiquement** : pour éviter l'évaporation des carburants et la grande différence de densité.
- **Utilisation des bacs flottants avec agitation** : pour éviter les pertes par évaporation de produit et les risques d'émissions de composés organique volatils.
- **Un système d'échantillonnage automatique** : au lieu la méthode manuelle.
- **Utilisation d'un bac sloop** : c'est un réservoir de décantation pour éviter présence de mélange et assurer la qualité des produits (essence sans plomb pure ou bien gasoil pure), et pour la récupération des produits et préserver la quantité.

- **Des opérateurs aptes** : les personnes désignées à l'échantillonnage, au chargement et de déchargement des bacs...doivent être des spécialiste et bien formés sur le domaine.
- **Les instruments de mesure étalonnée et vérifier** : des vérifications périodique au barème de jaugeage tous les dix ans, ainsi des vérifications primitive pour tous les récipients de mesure.
- **Des compteurs au niveau de poste de chargement** : pour des quantités plus précis.

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans le cadre de la mise en œuvre de nos travaux qui permettent de comprendre le comportement des hydrocarbures et la manière dont ces derniers interagissent avec la température et la densité, nous avons décidé d'étudier la situation durant le transport de l'essence sans plomb et le gasoil en mois de février.

Les graphiques obtenus par les résultats trouvés, on constate qu'il y a une relation directe entre la température et le volume des hydrocarbures, et en relation indirect avec la densité, c'est à dire que quand la température augmente le volume augmente et la densité diminue.

Cette étude nous a permis de tirer les points suivants :

- Affirmer l'importance de mesure des paramètres à savoir la température, la densité et le volume apparent des produits pétroliers (essence sans plomb et gasoil) dans le dépôt Naftal Chiffa.
- Tenir compte de l'impact de la température sur les caractéristiques physiques des hydrocarbures (dilatation et la compression).
- Application des facteurs standards international tels que le FCV et les tables 53 et 54 pour éviter la dilatation ou bien la compression.
- Nos résultats après la correction de volume apparent à V15 permis d'affirmer que malgré la correction de V15, il existe toujours certains facteurs qui provoquent un écart sur les V15.

En perspective, on propose des recommandations pour minimise l'écart bien que l'écart ne soit pas nul ou idéal.

ANNEXES

Annexe A :

Tableau de correction des températures d'après ASTM. IP Petroleum Measurement Table (Metric Edition) TABLE 53

Densité à la température de l'essai T Densité mesurée (g / ml)	Facteur de correction à g / ml degré	Densité à la température de l'essai T Densité mesurée (g / ml)	Facteur de correction à g / ml degré
0,620 - 0,625	0,00097	0,775 - 0,780	0,00073
0,625 - 0,630	0,00096	0,780 - 0,785	0,00073
0,630 - 0,635	0,00095	0,785 - 0,790	0,00072
0,635 - 0,640	0,00094	0,790 - 0,795	0,00072
0,640 - 0,645	0,00093	0,795 - 0,800	0,00071
0,645 - 0,650	0,00092	0,800 - 0,805	0,00070
0,650 - 0,655	0,00092	0,805 - 0,810	0,00069
0,655 - 0,660	0,00091	0,810 - 0,815	0,00069
0,660 - 0,665	0,00090	0,815 - 0,820	0,00069
0,665 - 0,670	0,00089	0,820 - 0,825	0,00068
0,670 - 0,675	0,00089	0,825 - 0,830	0,00067
0,675 - 0,680	0,00088	0,830 - 0,835	0,00067
0,680 - 0,685	0,00087	0,835 - 0,840	0,00067
0,685 - 0,690	0,00087	0,840 - 0,845	0,00066
0,690 - 0,695	0,00086	0,845 - 0,850	0,00066
0,695 - 0,700	0,00086	0,850 - 0,855	0,00066
0,700 - 0,705	0,00085	0,855 - 0,860	0,00066
0,705 - 0,710	0,00084	0,860 - 0,870	0,00065
0,710 - 0,715	0,00083	0,870 - 0,880	0,00064
0,715 - 0,720	0,00083	0,880 - 0,890	0,00064
0,720 - 0,725	0,00082	0,890 - 0,900	0,00064
0,725 - 0,730	0,00082	0,900 - 0,910	0,00064
0,730 - 0,735	0,00081	0,910 - 0,920	0,00064
0,735 - 0,740	0,00080	0,920 - 0,930	0,00064
0,740 - 0,745	0,00079	0,930 - 0,940	0,00064
0,745 - 0,750	0,00079	0,940 - 0,950	0,00063
0,750 - 0,755	0,00078	0,950 - 0,960	0,00063
0,755 - 0,760	0,00077	0,960 - 0,970	0,00063
0,760 - 0,765	0,00076	0,970 - 0,980	0,00063
0,765 - 0,770	0,00075	0,980 - 0,990	0,00063
0,770 - 0,775	0,00074	0,990 - 1,000	0,00063

$D_t \text{ à } 15\text{ °C} = D_{t \text{ Lue}} + a (T_{\text{Lue}} - 15)$

Figure A-1 : Table 53

Annexe B :

Cette application est faite par des informaticiens pour calculer le facteur de correction de volume plus rapidement, on ajoute la température des bacs en °C et la densité à 15 en g/l on trouve le FCV plus rapide :

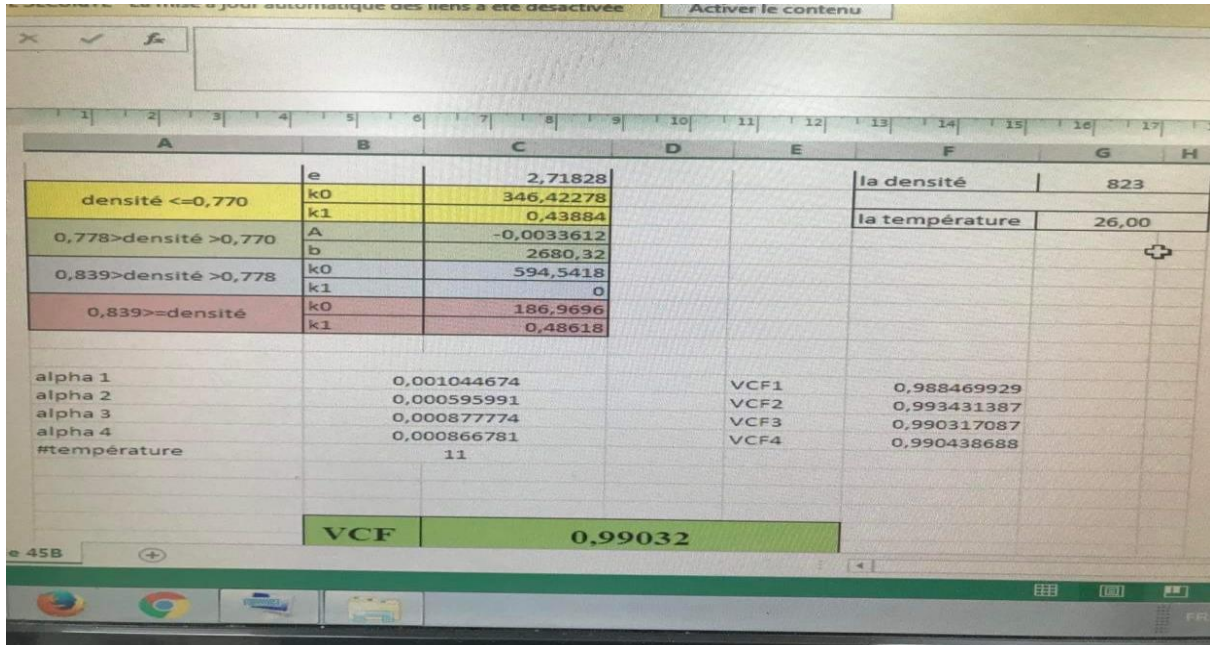


Figure B-1 : application pour calculer le facteur de correction

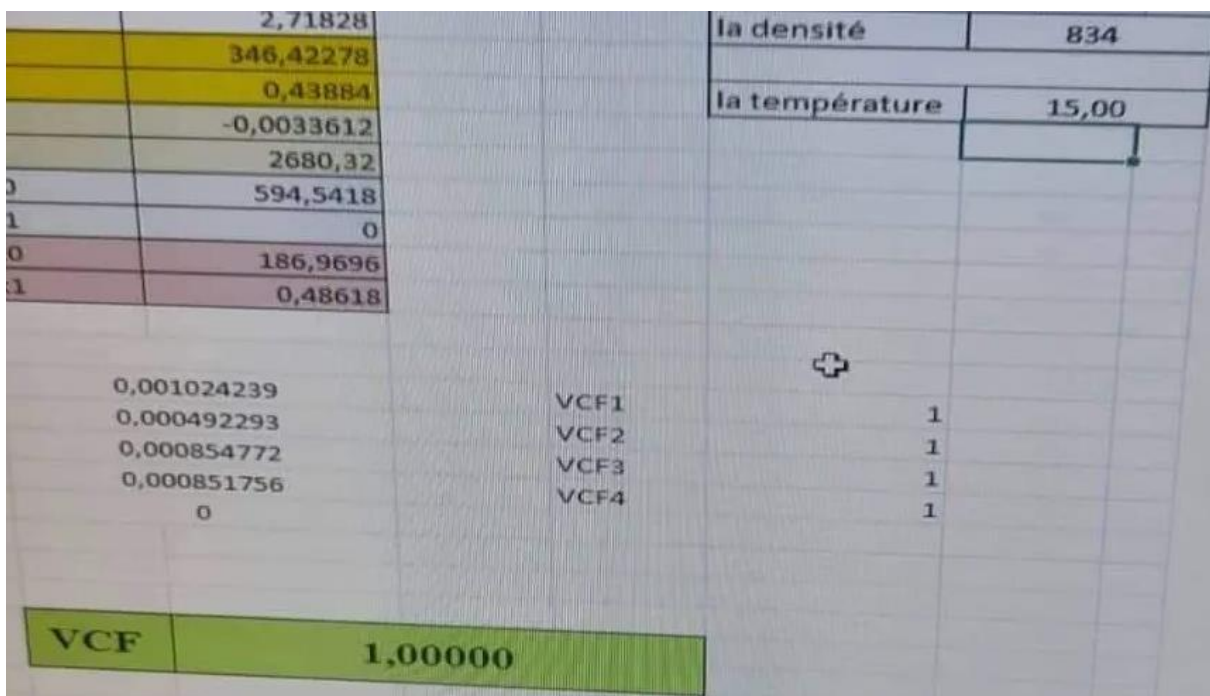


Figure B-2 : le FCV de l'essence sans plomb à T=15°C et D À 15°C = 0.834 g/l

k0	2,71828	la densité	739
k1	346,42278	la température	14,00
A	0,43884		
b	-0,0033612		
k0	2680,32		
k1	594,5418		
k0	0		
k1	186,9696		
k0	0,48618		
	0,001228163	VCF1	1,001227709
	0,001546723	VCF2	1,001546003
	0,001088663	VCF3	1,001088307
	0,001000248	VCF4	1,000999948
	-1		
+			
VCF	1,00123		

Figure B-3 : FCV du gasoil T= 14°C et D à 15°C = 0.739 g/l

Annexe C :

Les Barimages des bacs pour convertir les hauteurs au volume, chaque bac a son propre barimage

- REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE -

MINISTRE DE L'INDUSTRIE ET DE LA RESTRUCTURATION Limite de validité : SEPTEMBRE 2025

CJ N° [R-008] 2015- BLIDA
ANNEXE AU CERTIFICAT DE JAUGEAGE

OFFICE NATIONAL DE METROLOGIE LEGALE NAFTAL CBR CHIFFA CHIFFA

ANTENNE : BLIDA RESERVOIR : 110

Barème donnant le volume en décimètres cubes du liquide existant dans le réservoir en fonction de la hauteur de plein en centimètres du niveau de ce liquide au dessus du plein de la verticale de pige repérée au plan par la hauteur témoins : **10538 mm** 1° Feuillet

HAUTEUR	VOLUMES EN DECIMETRES CUBES POUR HAUTEURS EN CENTIMETRES A 20° C									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0			9 871	11 157	12 444	13 730	15 016	16 302	17 588
	1	18 874	20 160	21 446	22 732	24 018	25 304	26 590	27 876	29 162
	2	31 734	33 021	34 307	35 593	36 879	38 165	39 451	40 737	42 023
	3	44 595	45 881	47 167	48 453	49 739	51 025	52 312	53 598	54 884
	4	57 456	58 742	60 028	61 314	62 600	63 886	65 172	66 458	67 744
	5	70 316	71 602	72 889	74 175	75 461	76 747	78 033	79 319	80 605
	6	83 177	84 463	85 749	87 035	88 321	89 607	90 893	92 180	93 466
	7	96 038	97 324	98 610	99 896	101 182	102 468	103 754	105 040	106 326
	8	108 898	110 184	111 470	112 757	114 043	115 329	116 615	117 901	119 187
	9	121 759	123 045	124 331	125 617	126 903	128 189	129 475	130 761	132 048
1	0	134 620	135 906	137 192	138 478	139 764	141 050	142 336	143 622	144 908
	1	147 480	148 766	150 052	151 339	152 625	153 911	155 197	156 483	157 769
	2	160 341	161 627	162 913	164 199	165 485	166 771	168 057	169 343	170 629
	3	173 202	174 488	175 774	177 060	178 346	179 632	180 918	182 204	183 490
	4	186 062	187 348	188 634	189 920	191 207	192 493	193 779	195 065	196 351
	5	198 923	200 209	201 495	202 781	204 067	205 353	206 639	207 925	209 211
	6	211 784	213 070	214 356	215 642	216 928	218 214	219 500	220 786	222 072
	7	224 644	225 929	227 215	228 491	229 773	231 054	232 335	233 617	234 898
	8	237 461	238 742	240 023	241 305	242 586	243 867	245 149	246 430	247 711
	9	250 279	251 555	252 836	254 118	255 399	256 680	257 962	259 243	260 524
2	0	263 087	264 368	265 650	266 931	268 212	269 493	270 775	272 056	273 337
	1	275 900	277 181	278 463	279 744	281 025	282 307	283 588	284 869	286 151
	2	288 713	289 994	291 276	292 557	293 838	295 120	296 401	297 682	298 964
	3	301 526	302 808	304 089	305 370	306 652	307 933	309 214	310 495	311 777
	4	314 339	315 621	316 902	318 183	319 465	320 746	322 027	323 309	324 590
	5	327 153	328 434	329 715	330 996	332 278	333 559	334 840	336 122	337 403
	6	339 966	341 247	342 528	343 810	345 091	346 372	347 654	348 935	350 216
	7	352 779	354 060	355 341	356 623	357 904	359 185	360 467	361 748	363 029
	8	365 592	366 873	368 155	369 436	370 717	371 999	373 280	374 561	375 842
	9	378 405	379 686	380 967	382 248	383 529	384 810	386 091	387 372	388 653

MINISTRE DE L'INDUSTRIE
ET DE L'ENERGIE

Limite de validité : SEPTEMBRE 2025

CJ.N° | R - 008 | - 2015- BLIDA
ANNEXE AU CERTIFICAT DE JAUGEAGE

OFFICE NATIONAL
DE METROLOGIE LEGALE

RESERVOIR : 110

NAFTAL CBR CHIFFA
CHIFFA

ANTENNE : BLIDA

Barème donnant le volume en décimètres cubes du liquide existant dans le réservoir en fonction de la hauteur de plein en centimètres
du niveau de ce liquide au dessus du plein de la verticale de pige repérée au plan par la hauteur témoin : **10338 mm**

4° Feuille

HAUTEUR		VOLUMES EN DECIMETRES CUBES POUR HAUTEURS EN CENTIMETRES A 20° C									
M	DM	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	0	1161 682	1162 964	1164 246	1165 527	1166 809	1168 091	1169 373	1170 655	1171 937	1173 219
	1	1174 501	1175 783	1177 065	1178 347	1179 629	1180 911	1182 193	1183 475	1184 756	1186 038
	2	1187 320	1188 602	1189 884	1191 166	1192 448	1193 730	1195 012	1196 294	1197 576	1198 858
	3	1200 140	1201 422	1202 703	1203 985	1205 267	1206 549	1207 831	1209 113	1210 395	1211 677
	4	1212 959	1214 241	1215 523	1216 805	1218 087	1219 369	1220 651	1221 932	1223 214	1224 496
	5	1225 778	1227 060	1228 342	1229 624	1230 906					



Barimage Bac R110

MINISTRE DE L'INDUSTRIE
ET DE LA RESTRUCTURATION

CJ.N° | R-002 | 2016- BLIDA

Limite de validité : MARS 2026

OFFICE NATIONAL
DE METROLOGIE LEGALE
ANTENNE : ANNEXE/BLIDA

ANNEXE AU CERTIFICAT DE JAUAGEAGE

RESERVOIR

NAFTAL CBR CHIFFA
CHIFFA

Barème donnant le volume en décimètres cubes du liquide existant dans le réservoir en fonction de la hauteur de plein en centimètres
du niveau de ce liquide au dessus du plein de la verticale de pige repérée au plan par la hauteur témoin : **1 0375 mm** 1° Feuillet

Table with columns for HAUTEUR (M, DM) and VOLUMES EN DECIMETRES CUBES POUR HAUTEURS EN CENTIMETRES A 20° C (0-9). Includes sub-sections for 0, 1, and 2 meters.

Table with columns for HAUTEUR (DM) and VOLUMES EN DECIMETRES CUBES POUR HAUTEURS EN CENTIMETRES A 20° C (0-9). Includes sub-sections for 3, 4, 5, and 6 meters.

MINISTRE DE L'INDUSTRIE
ET DE LA RESTRUCTURATION

CJ.N° [R-002]-2016-BLIDA

Limite de validité : MARS 2026

OFFICE NATIONAL
DE METROLOGIE LEGALE

ANNEXE AU CERTIFICAT DE JAUGEAGE

RESERVOIR

NAFTAL CBR CHIFFA
CHIFFA

ATTENNE : ANNEXE/BLIDA

Barème donnant le volume en décimètres cubes du liquide existant dans le réservoir en fonction de la hauteur de plein en centimètres
du niveau de ce liquide au dessus du plein de la verticale de pige repérée au plan par la hauteur témoin : 10375 mm

3° Feuillet

HAUTEUR		VOLUMES EN DECIMETRES CUBES POUR HAUTEURS EN CENTIMETRES A 20° C									
M	DM	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	0	1287 754	1289 888	1292 022	1294 156	1296 290	1298 424	1300 559	1302 693	1304 827	1306 961
	1	1309 095	1311 229	1313 363	1315 498	1317 632	1319 766	1321 900	1324 034	1326 168	1328 302
	2	1330 437	1332 571	1334 705	1336 839	1338 973	1341 107	1343 241	1345 375	1347 510	1349 644
	3	1351 778	1353 912	1356 046	1358 180	1360 314	1362 449	1364 583	1366 717	1368 851	1371 006
	4	1373 146	1375 280	1377 415	1379 549	1381 683	1383 817	1385 951	1388 085	1390 219	1392 353
	5	1394 543	1396 677	1398 811	1400 945	1403 079	1405 213	1407 347	1409 481	1411 615	1413 749
	6	1415 940	1418 074	1420 208	1422 342	1424 476	1426 610	1428 744	1430 878	1433 012	1435 146
	7	1437 337	1439 471	1441 605	1443 739	1445 873	1448 007	1450 141	1452 275	1454 409	1456 543
	8	1458 734	1460 868	1463 002	1465 136	1467 270	1469 404	1471 538	1473 672	1475 806	1477 940
	9	1480 131	1482 265	1484 399	1486 533	1488 667	1490 801	1492 935	1495 069	1497 203	1499 337
7	0	1501 528	1503 662	1505 796	1507 930	1510 064	1512 198	1514 332	1516 466	1518 600	1520 734
	1	1522 925	1525 059	1527 193	1529 327	1531 461	1533 595	1535 729	1537 863	1540 000	1542 134
	2	1544 322	1546 456	1548 590	1550 724	1552 858	1555 000	1557 142	1559 284	1561 426	1563 568
	3	1565 719	1567 853	1569 987	1572 121	1574 255	1576 389	1578 523	1580 657	1582 791	1584 925
	4	1587 116	1589 250	1591 384	1593 518	1595 652	1597 786	1599 920	1602 054	1604 188	1606 322
	5	1608 513	1610 647	1612 781	1614 915	1617 049	1619 183	1621 317	1623 451	1625 585	1627 719
	6	1629 910	1632 044	1634 178	1636 312	1638 446	1640 580	1642 714	1644 848	1646 982	1649 116
	7	1651 307	1653 441	1655 575	1657 709	1659 843	1661 977	1664 111	1666 245	1668 379	1670 513
	8	1672 704	1674 838	1676 972	1679 106	1681 240	1683 374	1685 508	1687 642	1689 776	1691 910
	9	1694 101	1696 235	1698 369	1700 503	1702 637	1704 771	1706 905	1709 039	1711 173	1713 307
8	0	1715 494	1717 628	1719 762	1721 896	1724 030	1726 164	1728 298	1730 432	1732 566	1734 700
	1	1738 841	1740 975	1743 109	1745 243	1747 377	1749 511	1751 645	1753 779	1755 913	1758 047
	2	1758 188	1760 322	1762 456	1764 590	1766 724	1768 858	1770 992	1773 126	1775 260	1777 394
	3	1779 536	1781 670	1783 804	1785 938	1788 072	1790 206	1792 340	1794 474	1796 608	1798 742
	4	1800 883	1803 017	1805 151	1807 285	1809 419	1811 553	1813 687	1815 821	1817 955	1820 089
	5	1822 230	1824 364	1826 498	1828 632	1830 766	1832 900	1835 034	1837 168	1839 302	1841 436
	6	1843 577	1845 711	1847 845	1849 979	1852 113	1854 247	1856 381	1858 515	1860 649	1862 783
	7	1864 925	1867 059	1869 193	1871 327	1873 461	1875 595	1877 729	1879 863	1882 000	1884 134
	8	1886 272	1888 406	1890 540	1892 674	1894 808	1896 942	1899 076	1901 210	1903 344	1905 478
	9	1907 619	1909 753	1911 887	1914 021	1916 155	1918 289	1920 423	1922 557	1924 691	1926 825

MINISTRE DE L'INDUSTRIE
ET DE LA RESTRUCTURATION

CJ.N° [R-002]-2016-BLIDA

Limite de validité : MARS 2026

OFFICE NATIONAL
DE METROLOGIE LEGALE

ANNEXE AU CERTIFICAT DE JAUGEAGE

RESERVOIR

NAFTAL CBR CHIFFA
CHIFFA

ATTENNE : ANNEXE/BLIDA

Barème donnant le volume en décimètres cubes du liquide existant dans le réservoir en fonction de la hauteur de plein en centimètres
du niveau de ce liquide au dessus du plein de la verticale de pige repérée au plan par la hauteur témoin : 10375 mm

4° Feuillet

HAUTEUR		VOLUMES EN DECIMETRES CUBES POUR HAUTEURS EN CENTIMETRES A 20° C									
M	DM	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	0	1928 967	1931 101	1933 235	1935 371	1937 505	1939 640	1941 775	1943 910	1946 044	1948 179
	1	1950 314	1952 448	1954 583	1956 718	1958 853	1960 988	1963 122	1965 257	1967 392	1969 526
	2	1971 661	1973 796	1975 931	1978 065	1980 200	1982 335	1984 470	1986 604	1988 739	1990 874
	3	1993 008	1995 143	1997 278	1999 413	2001 547	2003 682	2005 817	2007 952	2010 086	2012 221
	4	2014 356	2016 490	2018 625	2020 760	2022 895	2025 029	2027 164	2029 299	2031 434	2033 568
	5	2035 703	2037 838								

Mr. S.BENAMGHAR (Inspecteur)

Melle. D.AZOUT (Inspectrice principale)

رئيس مصلحة ولاية البليدة بالتبعية

مختصون بصياغة

Barirage R150

Références

- [1]: Rabchi KH. Rezigat T. " Etude de suivi par caractérisations de la production de l'essence sans plomb", université Mohamed Boudhiaf M'sila, 2020.
- [2] : Chitour, Chems Eddine. Raffinage: les propriétés physiques des hydrocarbures et des fractions pétrolières. Office des publications universitaires, 1999.
- [3] : É. Tequé, C. travers. " Pétrole". BE 8520 Techniques de l'ingénieur, pp.1-16.2010.
- [4] : J.-P. Favennec (1998). "Le raffinage d pétrole : exploitation et gestion de la raffinerie". Tome 5, pp. 55-126. Éditions OPHRYS, 1998.
- [5]: Perret, J., and P. Wuithier. "Pétrole brut et fractions pétrolières. 296 ed.." Paris: Institut Français de Pétrole(1958).
- [6] : Belghit Cha., "Nouvelles corrélations pour la détermination des propriétés physiques et thermodynamiques des hydrocarbures et des fractions pétroliers", thèse du doctorat, 2019 .
- [7] : Uzio D., 'Catalyse a raffinage', Division catalyse-société chimique de France, 2011, pp. 1-2.
- [8]: Ministry of Energy and Mining – Algeria.
- [9] : Montage X., Guibet. J-C. "Carburant liquides : essences et carburants pour moteurs à allumage commandé " . BE 8 544 Technique de l'ingénieur, 2011, pp. 12-13.
- [10] : Motage X. " Carburants liquides : gazoles, jets fuels et autres distillats moyens". BE 8 545 v2 Technique de l'ingénieur, 2011, pp. 3-4.
- [11] : Pilorget .C, Dananche. B., Luce .D., Fevotte. J." éléments techniques sur l'exposition professionnelle aux carburants et solvants pétroliers ". Institut de veille sanitaire, 2007, pp.6-8.
- [12] : publications Un. "2000 annuaire des statistiques de l'énergie" .Notion unies, 2002 pp. 114-117.
- [13] : Belhadri. F "Étude de la production de l'essence sans plomb" , Université de Mohammed Boudiaf, Oran.
- [14] : Guibet J.C, "Carburants liquides, caractéristiques et principes généraux", technique d'ingénieur. be8543, 2011.
- [15] : Delon .J, "Approche de la toxicologie des garages", Comite d'Hygiène Industrielle, 1986.

- [16] : Piloret .C, Dananche. B, Luce. D, Fevotte .J, "Eléments techniques sur l'exposition professionnelle aux carburants et solvants pétroliers", Saint-Maurice (France), Lyon, 2007.
- [17] : Piloret. C, Dananche. B, Luce. D, Fevotte. J, "Eléments techniques sur l'exposition professionnelle aux carburants et solvants pétroliers", Institut de veillesanitaire – Saint-Maurice (France), – Lyon, 2007. 21 p.
- [18] : Guibet J.C., "Essences et carburants pour moteurs à allumage commandé", technique d'ingénieur, b8544. 10/04/2011.
- [19]: Book of ASTM, standard (part17) Decembre, 1968.
- [20] : Weissmann..J, "Carburants et combustibles pour moteurs à combustion interne", édition Technip Paris, 1970.
- [21] : Wuithei P. r " raffinage et génie chimique" tome 1,2, institut français de Pétrole, édition Technip(1972).
- [22] : Documentation du centre Naftal Chiffa, Blida.
- [23] : James G. Speight.- Handbook of Petroleum Product Analysis, New York, 2002
- [24] : Furimsky. E, "Catalysts for Upgrading Heavy Petroleum Feeds", Elsevier, 2007.
- [26] : Guibet J-C, "Carburants et moteurs" : technologie. Energie. Environnement tome 2, 1779.
- [27]: James G, Speight. "The Chemistry and Technology of Petroleum." 4th Edition, New York, 2006.
- [28]: R. A. Kishore Nadkarni.- Guide to ASTM Test Methods for the Analysis of Petroleum Products and Lubricants, Millennium Analytics, Inc., East Brunswick NJ, ASTM, 200.
- [29] : Agoune. F. "Évaluation de L'endommagement des tubes dans leurs Conditions D'exploitation" Mémoire de Magister, Université Mentouri – Constantine 2010
- [30] : Tasinkou ne goue gael brice " Le transport et stockage des hydrocarbures", université d'antananarivo 2017.
- [31] : Dr. Ake, "Cours de stockage et transport des hydrocarbures (STDH) ", licence 2 Cote d'ivoire.
- [32] : Belhadj F.Z et Djari M , "Analyse des risques liés au stockage atmosphériques des hydrocarbures" université Ksdi Merbah Ouergla , 2016-2017.

[33] : ISO 91 : (Fr) Pétrole et produits connexes – facteur de correction de volume par rapport à la température et à la pression (tables de mesure du pétrole) et condition de référence standard. 2017.

[34] : Sarl afa France.