

République Algerian Démocratique et Popular
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique Université Ahmed Draïa Adrar



Faculté des Sciences et de la Technologie

Département d'Hydrocarbures et Energies Renouvelables

Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de Master en:

Filière : Génie des Procédés

Spécialité : Génie Chimique

Thème :

**La procédure d'échantillonnage des produits raffinés au niveau
de dépôt carburant Naftal d'Adrar**

Préparé par :

Mlle. Slimani Marwa

Mlle. Abbassi Khadidja

Membres de jury d'évaluation:

M.HADJAJ Kacem	Président	MCA	Univ. Adrar
M. HARROZ Abdelkader	Encadreur	MCA	Univ. Adrar
M. DEBBAGHI Slimane	Examineur	MCA	Univ. Adrar

Année Universitaire : 2021/2022

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

People's Democratic Republic of Algeria

Ministry of Higher Education and
Scientific Research
University Ahmed Draia of Adrar
The central library



وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
جامعة أحمد دراية - أدرار
المكتبة المركزية
مصلحة البحث البليوغرافي

شهادة الترخيص بالإيداع

انا الأستاذ(ة): حروز عبد القادر
المشرف مذكرة الماستر الموسومة بـ: la procédure d'échantillonnage des produits raffinés au niveau de dépôt carburant NaFtoPAs d'ADRAR

من إنجاز الطالب(ة): عياشي حدة إيجة

و الطالب(ة): سليمانتي هروية

كلية: العلوم وتكنولوجيا

القسم: المحروقات والطاقات المتجددة

التخصص: هندسة كيميائية

تاريخ تقييم / مناقشة: 2022 / 06 / 08

أشهد ان الطلبة قد قاموا بالتعديلات والتصحيحات المطلوبة من طرف لجنة التقييم / المناقشة، وان المطابقة بين النسخة الورقية والإلكترونية استوفت جميع شروطها.
وإمكانهم إيداع النسخ الورقية (02) والإلكترونية (PDF).

ادرار في: 2022/06/26

مساعد رئيس القسم:



عبد القادر حروز
أ. حروز عبد القادر

- امضاء المشرف:

عبد القادر حروز
Pr. HARROUZ Abdelkader

Dédicace:

Je dédie ce travail à ceux que mon Seigneur m'a recommandés dans la droiture et la bonté envers la femme dont les mots et les expressions sont difficiles à décrire.

À qui elle brûlait d'éclairer nos vies, à qui j'ai appris l'amour de la vie, la bonté et la tendresse, qui s'est créé dans mon cœur par sa main.

Les boutons floraux et la verdure des vergers sont dédiés à ma chère mère.

A celui qui m'a appris les bonnes manières et m'a élevé sur l'honnêteté de la parole et le désir de savoir depuis mon enfance, à celui qui a été Il est toujours mon soutien dans cette vie, et il ne m'a pas épargné l'âme et le précieux, à mon cher père, à mes chers frères et mes chères sœurs, à tous Une perle précieuse dans ma vie.

A mes amis les plus chers Fatima Zahra, Asma et Marwa, à ceux qui m'ont éclairé le chemin afin d'acquérir ne serait-ce qu'un peu de connaissances, mes chers professeurs.

A tous les collègues, dans la promotion du Master 2, Génie chimique, 2021-2022, Université d'Adrar -Aux personnes les plus proches de mon cœur, de près ou de loin, à tous ceux que mon cœur a pu atteindre et que ma plume n'a pas écrits.

Khadija

Dédicace

A qui Dieu a confié prestige et révérence A ceux qui m'ont appris à donner sans attendre A qui je porte son nom avec fierté Je demande à Dieu de prolonger sa vie afin qu'il puisse voir les fruits qui sont venus après une longue attente, et vos mots resteront des étoiles pour vous guider.

Au printemps de l'amour, la compassion et le dévouement à sourire de la vie qui priait le secret de mon succès et d'affection ma chère mère

À mes chers frères à chaque bijou précieux dans ma vie à aimer mes

Amis à moi évasé le chemin afin de recueillir même autant qu'une simple connaissance de mes professeurs honorés

À tous les collègues et collègues 2 Engineering chimique lot master 2021 – Université de Adrar – aux personnes les plus proches de mon cœur de loin et à proximité de tout mon cœur et à qui ils peuvent stylo leurs livres

Marwa

Remerciement

Au début, Nous voulons remercier Dieu qui m'a donné la force de la santé pour faire ce travail. Tout cela grâce à nos parents qui ont été la principale raison de ce que nous avons accompli. Tous nos remerciements au professeur **HARROUZ Abdelkader** qui nous a appuyés et qui nous a guidés tout au long de ce travail.

Tous nos remerciements et notre appréciation à l'ingénieur **TIAGA Abdelkader** qui a supervisé notre éducation et nous a aidés avec l'information et le temps.

Nous remercions chaleureusement les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant d'évaluer notre travail.

Un grand merci à chaque enseignant et collègue qui nous a aidés même avec des informations sur la durée de notre carrière scolaire.

Résumé :

La mesure de la densité est un paramètre de qualité important pour les matières premières et les produits finis. Diverses techniques permettent de déterminer avec précision la masse volumique de matériaux solides, visqueux et liquides. Une différence dans la matière première, qui se traduit par un changement de densité, peut avoir des conséquences néfastes sur le fonctionnement ou la qualité du produit final. La mesure de la densité des matières premières peut être utilisée pour confirmer la pureté du matériau. Si le matériau est frelaté par une alternative moins chère, la densité mesurée du matériau composite sera différente de celle du matériau pur. La densité peut également être utilisée pour assurer l'homogénéité. Si une pièce fabriquée n'est pas homogène, les attributs de performance clés tels que la résistance et la résistance à la fissuration peuvent être affectés. Nous avons mené une perquisition au niveau du dépôt pétrolier NAFTAL d'Adrar, nous avons donc mesuré la densité et la température des articles à étudier (essence, gaz oil).

Mots clé : mesure, masse volumique, température, écart, norme

Abstract

Density measurement is an important quality parameter for both raw materials and finished products. Various techniques make it possible to accurately determine the density of solid, viscous and liquid materials. A difference in the raw material, which is indicated by a change in density, may have adverse consequences for the functioning or quality of the final product. Density measurement of raw materials can be used to confirm the purity of the material. If the material is adulterated by a cheaper alternative, the measured density of the composite material will be different from the pure material. Density may also be used to ensure homogeneity. If a manufactured part is not homogeneous, key performance attributes such as strength and resistance to cracking can be affected. We conducted a search at the oil depot NAFTAL in Adrar, so we measured the density and temperature of the items to be studied (gasoline, gas oil).

Key words: metering, density, temperature, error, norm

الملخص

قياس الكثافة عبارة عن معلمة جودة مهمة لكل من المواد الخام والمنتجات النهائية. تتيح التقنيات المختلفة تحديد الكثافة للمواد الصلبة واللزجة والسائلة بدقة. قد يكون للاختلاف في المادة الخام، والذي يشير إليه تغير في الكثافة، نتائج ضارة على عمل أو جودة المنتج النهائي. يمكن استخدام قياس الكثافة للمواد الخام لتأكيد نقاء المادة. إذا كانت المادة مغشوشة بديل أرخص، فإن الكثافة المقاسة للمادة المركبة ستكون مختلفة عن المادة النقية. يمكن استخدام الكثافة أيضًا لضمان التجانس. إذا كان الجزء المصنوع غير متجانس، فيمكن أن تتأثر سمات الأداء الرئيسية مثل القوة ومقاومة التشقق. أجرينا عملية بحث في مستودع النفط ادرار نפטال، بحيث قمنا بقياس الكثافة ودرجة الحرارة للمادتين المراد دراستهما (البنزين)

الكلمات المفتاحية: القياس، الكثافة، درجة الحرارة، الخطأ، المعيار.

A decorative orange banner with a wavy, ribbon-like shape, centered on the page. It has a gradient from light orange at the top to a darker orange at the bottom.

Liste de tableau

Liste de tableau :

Tableau I. 1	Composition élémentaire des hydrocarbures pétroliers (Speight, 2014)	07
Tableau I. 2	Les compositions chimiques des principaux hydrocarbures pétroliers	12
Tableau I.3	Propriétés des principaux hydrocarbures pétroliers (fingas .2013)	15
Tableau II .1	quelque utilisations des hydrocarbure	45
Tableau II.2	Principales spécifications du brut traité	55
Tableau II.3	Production finale de la raffinerie	58
Tableau II.4	temps de décantation par rapporte le type de réservoir	62
Tableau III.1	Appareillages utilisé	78
Tableau III.2	Résultats de stage	78



Liste de figure

Liste de figure

Figure I.1	Structure moléculaire de base des principaux hydrocarbures pétroliers (Colomban et collab. 2008)	07
Figure I.2	Structure moléculaire du décane (a), du 2,4-diméthylhexane (b), du cyclohexane (c) et de l'éthylène (d)	08
Figure I.3	Exemples de la structure moléculaire des asphaltènes à structure condensée (a) et dispersée (d), des résines (b) et des acides naphthéniques (c), tirés de Langevin et collab. 2004.	11
Figure I.4	schéma d'un réservoir de stockage	15
Figure I.5	Réservoirs à toit flottant	16
Figure I.6	Toit à flotteur unique	17
Figure I.07	Toit à double flotteur	17
Figure I.08	Accessoires	17
Figure I.09	Joint mécanique	18
Figure I.10	système d'évacuation des eaux de pluie	19
Figure I.11	Béquille réglable	20
Figure I.12	Déversoir d'injection de la mousse	20
Figure I.13	Réservoirs sous pression (les sphères).	21
Figure I.14	Réservoir horizontal	22
Figure I.15	Réservoir atmosphérique	22
Figure I.16	Le parc de stockage	23
Figure I.17	les réservoirs à simple intégrité	25
Figure I.18	reservoir a double integrité	26
Figure I.19	Les réservoirs à intégrité totale	28
Figure I.20	Réservoir à membrane – Pyeong Taek en Corée	29
Figure I.21	Réservoir semi-enterré	29
Figure I.22	Réservoir enterré	29
Figure I.23	Type de réservoirs	30
Figure II.1	undecane	35
Figure II.2	Dodecane	36
Figure II.3	Le Decane	36
Figure II.4	iso-butane	37
Figure II.05	2,2, 3 trimethylpentane	37
Figure II.06	2, 2,4 trimethylpentane	37
Figure II.07	(Cycloalcanes) C_nH_{2n}	38
Figure II.08	des exemples composés aromatique	38
Figure II.09	Exemples des composés non acides	39
Figure II.10	exemples des composés acides R-SH	40
Figure II.11	schima de direves par distillation	43
Figure II.12	Plan de masse de la raffinerie d'ADRAR	46
Figure II.13	Image par Google earth de la Raffinerie	47
Figure II.14	Sources pétrolières de la Raffinerie	48
Figure II.15	Bac d'alimentation d'eau	49
Figure II.16	Filtration par osmose inverse	49
Figure II.17	économiseur	51
Figure II.18	chaudière	51

Figure II.19	générateur turbo diesel	52
Figure II. 20	turbo générateur	52
Figure II.21	salle de contrôle réseaux électrique	52
Figure II.22	Unité d'air comprimé	53
Figure II.23	Tour de refroidissement d'eau et d'autres biocides	54
Figure II.24	bassin de traitement des eaux	54
Figure II.25	Vue de l'unité de distillation atmosphérique	55
Figure II. 26	Unité reforming catalytique	56
Figure II.27	Unité craquage catalytique	57
Figure II.28	Sphères de stockage gaz	58
Figure II.29	bac de stockage pour produit pétrolier	58
Figure II.30	Schéma de production de la raffinerie	59
Figure II.31	Niveau d'Echantillonnage	60
Figure III.1	courbe de changement de densité en fonction de température	79
Figure III.2	courbe de changement de densité en fonction de température	79
Figure III.3	lecture de l'échelle hydrométrique pour les liquides	83
Figure III.4	Lecture de l'échelle de l'hydromètre pour liquides opaques	84

Sommaire

Sommaire

Dédicace:	II
Dédicace	III
Remerciement	IV
Résumé :	V
Introduction générale.....	2
I 1. Introduction	6
I 2. Définition	6
I 3. Caractéristique d'hydrocarbure pétrolier :	6
I.3.2 Propriétés physiques :	12
I.3.2.1 La viscosité et le point d'écoulement :	12
I.3.2.2 La densité :	13
I.3.2.3 La solubilité :	14
I.3.2.4 Le point d'éclair :	14
I.3.2.5 La tension interraciale :	14
I.4. Le stockage des hydrocarbures	15
I.4.1. Le Stockage du pétrole brut :	15
I.4.2. Définition du Parc de stockage :	16
I.4.3. Les différents types de réservoirs :	16
I.4.3.1. Réservoirs à toit flottant :	16
I.4.4. Autres types de réservoirs	21
I.4.4.1. Réservoirs sous pression	21
I.4.5. Stockage du GNL :	24
I.4.5.1. But De l'unité de Stockage:	24
I.4.5.2. Caractéristiques Générales des Réservoirs :	24
I.4.5.3. Les différents types des réservoirs :	25
I.5. Conclusion	32
II 1. Introduction	33
II 2. Définition	33
II 3. Classification de pétrole brut	33
II 3. A. Classification industrielle:	33
II 3. B. classification selon le facteur de correction KUOP:	34
II 3. C. Classification chimique:	34

II 4. Composition du pétrole brut	34
II 4.1. Les paraffines: (Alcanes) C_nH_{2n+2}	35
II 4.1. A. Les paraffines normales:	36
II 4.1. B. Les iso-paraffines:	36
II 4.2. Les naphènes : (Cycloalcanes) C_nH_{2n}	37
II 4.5. Les composés soufrés : (0.05% à 6% en masse)	39
II 4.6. Les composés acides R-SH :	39
II 4.7. Les autres composés :	39
II 5. LES DERIVES DU PETROLE	39
II 5.1. Gaz naturel	40
II 5.2. Gaz liquéfiés	40
II 5.3. Essence	40
II 5.3. A. L'essence automobile:	40
II 5.3. B. L'essence aviation:	41
II 5.3. C. Essences spéciales	41
II 5.4. White-spirit	41
II 5.5. Pétrole lampant	41
II 5.6. Kérosènes	41
II 5.7. Gazole	41
II 5.8. Fuel domestique	41
II 5.9. Diesel marine léger	42
II 5.10. Huiles et graisses	42
II 6. Raffinerie d'Adrar	44
II 6.1. Introduction	44
II 6.2. Identification de la raffinerie SBAA	45
II 6.3. Identification des installations de la Raffinerie SBAA ADRAR	46
II 6.4. Les unités de production	47
II 6.4.1. Les utilités sont composées des unités suivantes	48
II 6.4.2. Unité de traitement des eaux	48
II 6.4.3. Unité de production de vapeur (chaudières)	49
II 6.4.4. Distribution d'énergie électrique	51
II 6.4.5. Unité de production d'air comprimé	52
II 6.4.6 Unité d'exploitation d'eau de refroidissement	53
II 6.4.7. Eaux usées	53
II 6.4.8 Unité de distillation atmosphérique	54

II 6.4.9. Unité reforming catalytique	55
II 6.4.10. Unité de craquage catalytique	55
II 6.4.11. Aperçu sur le procédé.....	56
II 6.4.12. Carburant sans plomb.....	57
II 7. Instruction échantillonnage de produit	59
II 7.1. Terminologie des échantillonnages :	59
II 7.2. Echantillonnages de produits	60
II 7.3. Procédure de prise d'échantillonnage :	61
II 7.4. Temps de décantation :	61
II 7.5. Purge des capacités de stockage	62
II 7.6. Mode opératoire : Purge.....	62
II 7.6. A. Essences Sans Plomb	62
II 7.6. B .Gas oil	63
II 7.7. Echantillonnage :	63
II 7.7.1. Echantillon du haut, du milieu et du bas: (Cas d'un Bac)	63
II 7.7.2. Echantillon du Fond:.....	64
II 7.7.3. Echantillon de linge:.....	65
II 7.7.4. Etiquage du récipient d'échantillon	65
II 7.8. Récipients :	65
II 8. Présentation de la norme et standard algérienne utilisé :	66
A. Détermination en laboratoire de la masse volumique Méthode à l'aréomètre Selon NF EN 3675 :1998 / ASTM D 1298	66
II 8.1. Principe :	66
II 8.2. Appareillage :	66
B. Méthode d'essai standard pour la densité, la densité relative ou la gravité API du pétrole brut et du pétrole liquide produits par méthode hydrométrique.....	69
II 8.4. Champ d'application	69
II 9. Conclusion.....	70
III 1. Introduction:	72
III 2. LA SOCIETE NAFTAL	72
III 2.1. Histoire	72
III 2.2. Activité.....	73
III 2.3. Infrastructures.....	73
III 2.3.1. Infrastructures opérationnelles.....	73
III 3. NAFTAL center CRB 108G Adrar	74
III 3.1. Présentation générale de l'établissement	74

III 3.2. Principaux produits dangereux stockes ou mis en ceuvre	74
III 3.3. Points dangereux.....	75
III 3.4. Points névralgiques	75
III 3.5. Effectif	75
III 3.6. Horaire de travail.....	76
III 4. Mode opératoire:	76
III 5. Appareillage	77
III 6. Résulta de stage.....	78
III 7. Méthode d'essai standard pour la densité, la densité relative ou la gravité API du pétrole brut et des produits pétroliers liquides par la méthode de l'hydromètre	80
III 7.1. Procédure:	80
III 7.1.1 Température de l'essai:.....	80
III 7.2Calcul:	84
III 8. Détermination en laboratoire de la masse volumique Méthode à l'aréomètre:	86
III 8.1. Appareillage :.....	86
III 8.2. Mode Opératoire :.....	86
III 9. Calcul :.....	89
III 11. Conclusion	90
Conclusion générale	91
Les références	

Annexe



Introduction générale

Introduction générale

La densité de la molécule est affectée par la température et la pression. Lorsque les objets se dilatent par la Chaleur, ils perdent leur force d'attraction entre leurs molécules, augmentant ainsi les distances entre elles et Augmentant leur mouvement moléculaire interne. Ils se dilatent et lorsque ; ils sont comprimés et contractés Par pression, ils gagnent leur force d'attraction entre leurs molécules (forces moléculaires internes ce qui est observé dans les gaz sur le En particulier), sa masse volumétrique augmente, et donc la densité est Généralement enregistrée à température et pression standard. Il y a ce qu'on appelle la densité absolue. Zéro degré Celsius et à la pression atmosphérique. La densité contrôle la nature de la substance. Si elle est Grande, la substance devient solide, et si la densité est moyenne, la substance devient liquide, et si la Densité est petite, elle devient gazeuse (mais il est possible que ; il y ait une solide substance et sa densité est Inférieure à celle du liquide, et cela est dû à la taille et à la masse du corps de cette substance) Les propriétés volumétriques jouent de abord un rôle au niveau thermodynamique dans le cas de la détermination De l'équilibre de phase. De ; un point de vue économique, les caractéristiques volumétriques permettent de Déterminer le volume des différents éléments du procédé. L'essence dans toutes les stations du monde, Selon les lois, s'épuise à une température de 15 degrés Celsius, et plus la température est élevée, plus L'essence se dilate de sorte que le volume augmente et la densité diminue.

Généralement, les stations de dépôt de stockage hydrocarbure vend leurs produits par système volumétrique, pas par système massique. Et lorsque la température descend à zéro ou en dessous de 15 degrés Celsius, le matériau rétrécit en hiver, Le volume diminue et la densité augmente, et ainsi les stations-service perdent en hiver et profitent en été.

Annuellement, les dépôts de stockage de carburants souffrent d'une baisse significative du niveau de carburants stockés (après avoir rempli le réservoir et l'avoir fermé des jours ou des semaines plus tard, une diminution significative du niveau de carburants stockés est observée) suivie d'une perte importante dans l'argent de l'entreprise.

Vu l'importance de ce problème stratégique, nous avons choisi ce sujet comme projet de fin d'études sur la procédure d'échantillonnage des produits raffinés au niveau de dépôt carburant NAFTAL d'Adrar. Pour réaliser expérimentale ce projet, nous allons procéder réellement sur site du dépôt carburant des tests et des essais sur la densité et les volumes des produits pétrolière. Pendant cette période de notre étude, nous avons rencontré quelques difficultés, Notamment le manque de références et d'études antérieures parlant de ce sujet, le manque de laboratoires de recherche dédiés à approfondir la nature de la recherche, et le manque de dispositifs permettant

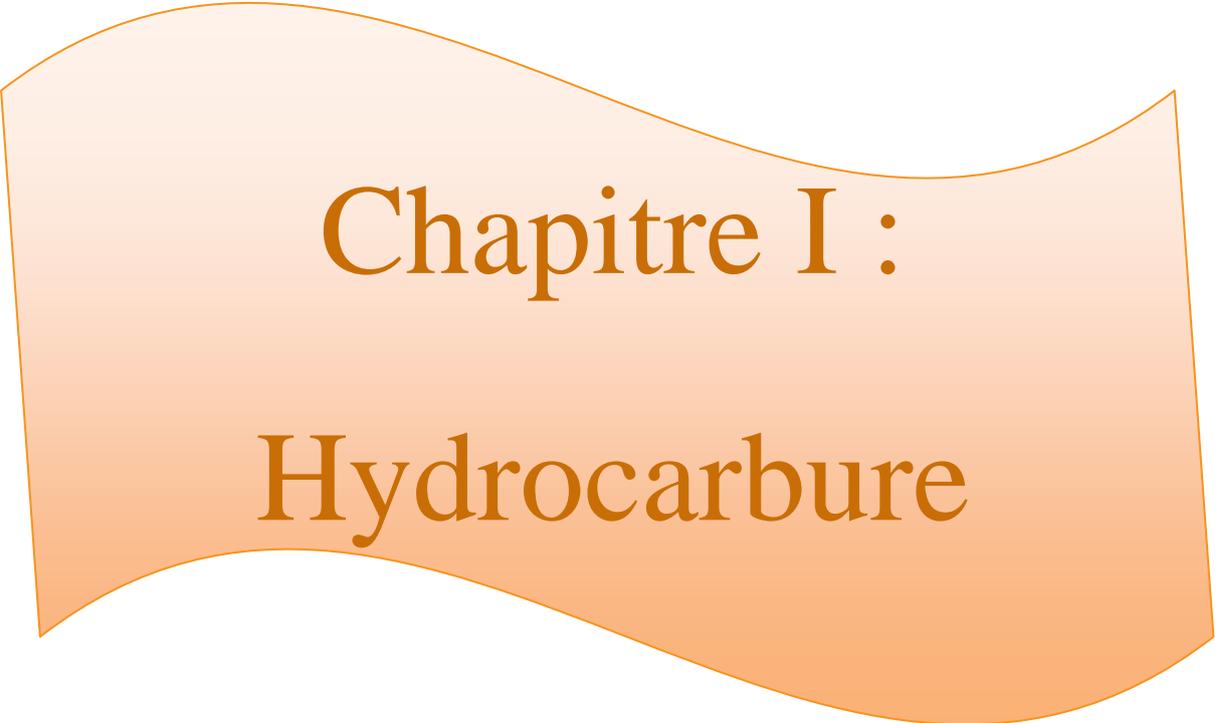
de comprendre et d'observer les Interactions entre molécules dans le domaine des liquides pétroliers. Nous avons divisé l'étude dans ce mémoire en trois chapitres :

Le premier chapitre : nous présenterons le concept hydrocarbures en général car ils sont une source d'énergie liée au pétrole et au gaz naturel, ainsi qu'une source pour certaines industries et secteurs professionnels. En raison de leur importance et de leur rôle dans l'économie des pays, nous avons étudié leurs propriétés chimiques et Physiques, qui comprennent deux facteurs principaux, à savoir la densité et la température des matériaux pétroliers et de ses dérivés, car ils affectent la qualité du produit et le mécanisme de stockage dans divers entrepôts.

Dans la deuxième chapitre ; nous avons étudié les matériaux pétroliers dans les laboratoires de Sonatrach, qui travaille à préserver les valeurs et les normes internationales et donc la densité et la température du liquide à des valeurs précises des nature matériaux pétroliers se compose de différents composés distinguer tous les moyens de lutter son travail, et aussi nous avons eu dans ce chapitre les guide utilisé par NAFTAL pour les procédures d'échantillonnage.

Le troisième chapitre : Se concentre sur le travail expérimental que nous avons effectué dans le dépôt NAFTAL où nous avons mesuré la densité et la température de l'essence et du diesel en utilisant des moyens techniques utilisé par NAFTAL.

Nous avons terminé ce travail par des recommandations et des perspectives.



Chapitre I :
Hydrocarbure

Chapitre I :

I 1. Introduction

Le vingtième siècle, surtout au cours de sa deuxième moitié, a été caractérisé comme une ère de combustion de pétrole et de gaz naturel, ils sont des sources d'énergie, de mouvement et de fabrication.

Le secteur brûlant algérien joue un rôle important dans la construction et l'établissement des bases de l'économie nationale, d'autant plus que l'Algérie possède d'importantes ressources naturelles. Cependant, cette richesse a été monopolisée par les entreprises, ce qui a incité l'Algérie à la récupérer par nationalisation et à l'exploiter au profit de l'économie nationale pour une industrie nationale forte.

Dans ce chapitre, nous en apprendrons davantage sur les hydrocarbures, leurs propriétés physiques et leurs composés chimiques. Nous aborderons ensuite la définition du stockage, les types de réservoirs, leurs objectifs et leurs propriétés.

I 2. Définition

L'hydrocarbure est composé d'atomes de carbone et d'hydrogène. C'est pour cette raison qu'on lui donne la formule moléculaire HC. On peut le trouver sous forme d'énergie fossile (carbone), ce qui fait de lui une ressource énergétique assez importante pour l'économie des pays, notamment pour alimenter certaines industries et certains secteurs professionnels. Cette énergie est souvent associée au pétrole et au gaz naturel.

Comme c'est une énergie fossile, l'hydrocarbure est non renouvelable et ses gisements commencent à se raréfier depuis ces dernières années. Son utilisation est donc de plus en plus coûteuse et son exploitation de plus en plus difficile. Les derniers gisements se trouvent en majeure partie dans les fonds marins, ce qui rend leur extraction complexe. [01]

I 3. Caractéristique d'hydrocarbure pétrolier :

I 3.1 Composition chimique :

Les hydrocarbures pétroliers contiennent principalement des molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène. Il s'agit d'alcanes non cycliques (ou paraffines), des cycloalcanes (ou naphtènes), d'alcènes (ou oléfines) et d'hydrocarbures aromatiques (Figure 1). D'autres constituants mineurs sont également présents dans les hydrocarbures pétroliers, comme des métaux et des composés polaires qui contiennent de l'azote, du soufre ou de l'oxygène. Les

molécules polaires de faible masse moléculaire sont appelées des résines, les plus lourdes étant regroupées sous l'appellation d'asphaltées. La composition élémentaire des hydrocarbures pétroliers est présentée dans le Tableau 1. [02]

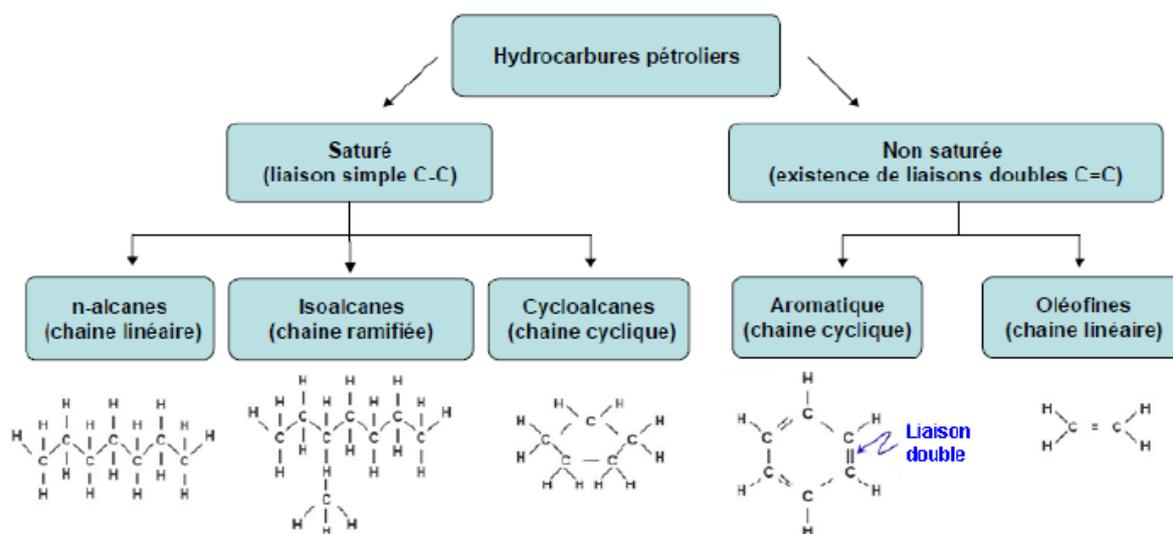


Figure I.01. Structure moléculaire de base des principaux hydrocarbures pétroliers (Colomban et collab. 2008)

Élément	Pourcentage
Carbone	83 à 87%
Hydrogène	10 à 14 %
Azote	0.1 à 2 %
Oxygène	0.05 à 6.0 %
Soufre	0.05 à 6.0 %
Métaux	< 0.1 %

Tableau I.01. Composition élémentaire des hydrocarbures pétroliers (Speight, 2014)

Les alcanes sont des hydrocarbures saturés qui sont répartis en deux groupes : les alcanes non cycliques, qui correspondent aux alcanes linéaires ou ramifiés, et les alcanes cycliques ou

Cycloalcanes, également connus sous le nom de naphtènes (Figure 1). Les alcènes sont des hydrocarbures insaturés caractérisés par la présence d'au moins une double liaison covalente entre deux atomes de carbone (Figure 1). Les alcènes non cycliques n'ayant qu'une double liaison possèdent une formule brute de la forme C_nH_{2n} , où « n » est un entier naturel supérieur ou égal à 2. L'alcène le plus simple est l'éthylène. Les alcanes et les alcènes non cycliques constituent les hydrocarbures non aromatiques, qui sont également désignés sous le terme hydrocarbures aliphatiques. [02]

La Figure 2 présente des exemples de la structure moléculaire des alcanes non cycliques (le décane, un alcane linéaire, et le 2,4-diméthylhexane, un alcane ramifié), d'un cyclo alcane (le cyclohexane) et de l'alcène le plus simple, l'éthylène.

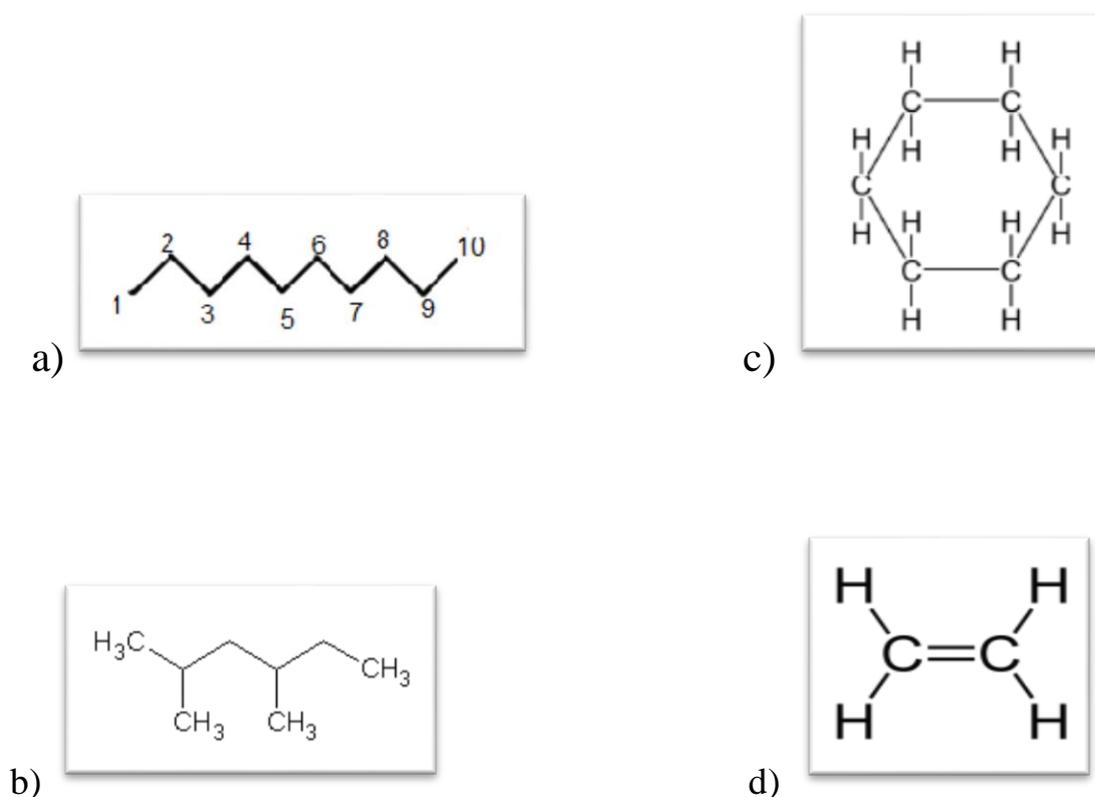


Figure I.02 Structure moléculaire du décane (a), du 2,4-diméthylhexane (b), du cyclohexane (c) et de l'éthylène (d)

Les hydrocarbures aromatiques sont répartis en deux familles d'hydrocarbures insaturés : les hydrocarbures aromatiques monocycliques (HAM), tels que les BTEX (benzène, toluène, éthylbenzène, xylènes), et les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP). Le fluorène et les benzols (a)pyrène sont des exemples d'HAP. Les HAP sont reconnus comme étant toxiques

pour les organismes aquatiques et plusieurs pays ont établi des critères de qualité des sédiments pour ces derniers (Persaud et collab. 1993; Swartz, 1999; USEPA, 2003). Le Québec dispose également de critères de qualité pour les sédiments, et ce, pour 13 molécules d'HAP (EC et MDDEP, 2007). [02]

Les résines sont les composés polaires les plus petits et constituent un groupe hétérogène de composés aromatiques qui comprend les acides naphthéniques, les cétones, les quinones et les phénols. Leur caractéristique principale est leur polarité élevée, qui les rend solubles dans l'eau, ce qui est à l'origine de leur biodisponibilité et de leur toxicité vis-à-vis des organismes en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu aquatique (Melbye et collab. 2009; Neff et collab. 2000). Par ailleurs, les résines peuvent également contenir des produits issus de l'altération des hydrocarbures pétroliers, comme des composés polycycliques oxydés dont les concentrations sont souvent plus importantes dans des hydrocarbures altérés que dans des hydrocarbures frais (Ehrhardt et Douabul, 1989). Ces produits ont démontré un niveau de toxicité élevé et une certaine persistance dans les milieux aquatiques (Hinga et Pilson, 1987). Un exemple de la structure moléculaire des résines est présenté à la Figure 3b. [02]

Les asphaltènes sont définis selon leur solubilité, à savoir que c'est une classe d'hydrocarbures qui précipitent à la suite de l'addition, dans le pétrole brut, d'un excès de *n*-alcanes tels que le *n*-pentane ou le *n*-heptane et sont solubles dans les solvants aromatiques tels que le toluène ou le benzène. Cette définition opérationnelle est utilisée en raison du fait que les asphaltènes contiennent entre 10⁵ et 10⁶ molécules de différentes formes et tailles, et que, par conséquent, il n'est pas possible de décrire simplement leur structure chimique. Les asphaltènes sont ainsi constitués de plusieurs centaines de composés qui ont des solubilités similaires, mais qui peuvent avoir des structures, tailles et formes différentes (Tharanivasan, 2012). Des exemples de la structure moléculaire des asphaltènes sont présentés à la Figure 3a et la Figure 3d. Ce sont des hydrocarbures aromatiques polynucléaires qui contiennent, en plus des chaînes *n*-alcanes, des alcanes cycliques et des hétéroatomes, tels que le soufre, l'azote et l'oxygène, et des traces de métaux (vanadium, nickel, fer). Ils représentent la fraction des hydrocarbures la plus stable et jouent un rôle important dans la stabilisation de l'émulsion des hydrocarbures (McLean et Kilpatrick, 1997). [02]

Le soufre est principalement retrouvé dans les hydrocarbures pétroliers sous forme de composés organiques soufrés. Ces derniers peuvent être acides, tels que les thiols et les mercaptans, ou non acides, comme les thiophènes, les sulfures et les disulfures (Jukic, 2013). De façon générale, ils sont associés aux résines et aux asphaltènes, en particulier dans les hydrocarbures lourds tels que

les bitumes (Dettman et collab. 2010). Il en va de même pour l'azote. Les composés azotés organiques se retrouvent dans les pétroles bruts sous une forme simple hétérocyclique, comme la pyridine (C₅H₅N) et le pyrrole (C₄H₅N), ou dans une structure plus complexe comme les porphyrines (Speight, 2014). Ces molécules correspondent aux produits de dégradation de la chlorophylle, le pigment photosynthétique des plantes, et des thèmes, qui sont des cofacteurs servant à accueillir un gaz diatomique, tel que l'oxygène, au centre d'une porphyrine (Speight, 2014). [02]

Les composés oxygénés présentent des structures chimiques plus complexes que les composés soufrés. Un grand nombre de ces composés sont faiblement acides. Il s'agit principalement des acides naphthéniques, une famille complexe d'acides carboxyliques saturés, acycliques ou cycliques (Figure 3). La formule générale des acides naphthéniques est C_nH_{2n+z}O₂, où « n » est le nombre d'atomes de carbone et où « z » réfère à la déficience en hydrogène due aux cycles ou aux doubles liaisons (Greuer et collab. 2010). [02]

Enfin, plusieurs ions et métaux sont présents dans certains hydrocarbures pétroliers, notamment le sodium, le calcium, le magnésium, l'aluminium, le fer, le vanadium et le nickel. Ils sont présents sous forme de sels inorganiques, tels que les chlorures de sodium et de magnésium, ou sous forme de composés organométalliques, tels que des complexes métal-porphyrines contenant du nickel ou du vanadium (Radovic et collab. 2012). La concentration de ces complexes est élevée dans les hydrocarbures lourds et faibles dans l'hydrocarbure Légers (Wang et Stout, 2007). Ces complexes organométalliques peuvent jouer un rôle dans l'émulsifiassions des hydrocarbures. [02]

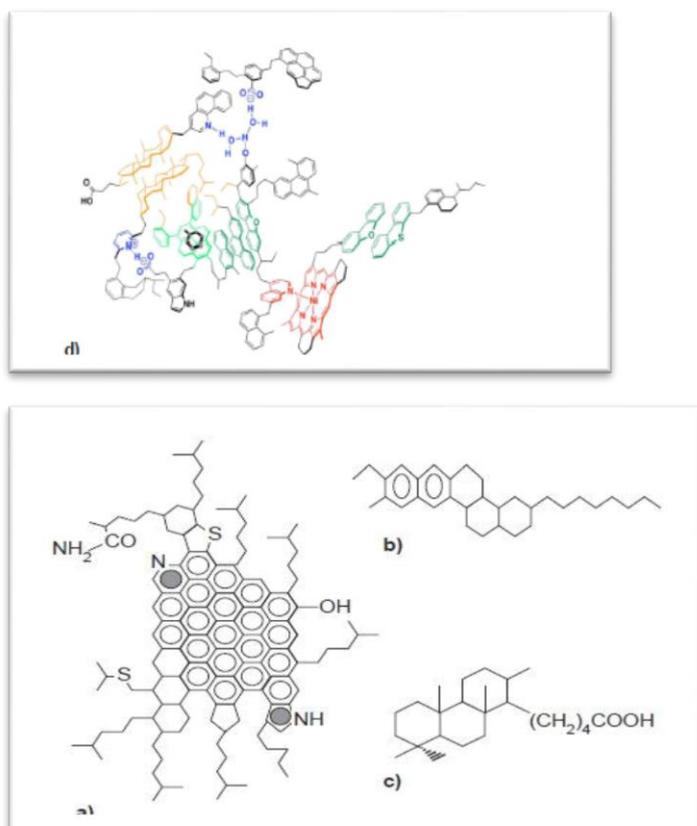


Figure I.03. Exemples de la structure moléculaire des asphaltènes à structure condensée (a) et dispersée (d), des résines (b) et des acides naphténiques (c), tirés de Langevin et collab. 2004

Groupe	Composition	Unité	Essence	diesel	Pétrole brut		Mazout	Mazout
					Lège	lourd	intermédiaire	lourd n°6
Alcanes	Totaux	%	50 – 60	65-95	55-90	25-80	25-35	20-30
	Alcane non cyclique		45 – 55	35-45	40-85	20-60	10-25	10-20
	Cycloalcanes		5	25-50	5-35	0-10	0-5	0-5
Alcènes			5 – 10	0-10	-	-	-	-
Aromatique	Totaux		25 – 40	5-25	10-35	15-40	40-60	30-50
	BTEX		15 – 25	0.5-2	0.1-2.5	0.01-2	0.05-1	0.00-0.1
	HAP		-	0-5	10-35	15-40	30-50	30-50
Composé polaires	Totaux		-	0-2	1-15	5-40	15-25	10-30
	Résines		-	0-2	0-10	2-25	10-15	10-20
	Asphaltènes		-	-	0-10	0-20	5-10	5-20
Métaux		Ppm	-	-	30-250	100-500	100-1000	100-2000
Soufre		%	0.02	0.1-0.5	0-2	0-5	0.5-2	2-4

Le tableau I.02. Présente les compositions chimiques des principaux hydrocarbures pétroliers [01]

I.3.2 Propriétés physiques :

Plusieurs propriétés physiques permettent de caractériser et de distinguer les hydrocarbures pétroliers en plus de prédire leur comportement dans l'environnement. Le Tableau 3 présente les valeurs des propriétés physiques les plus couramment utilisées pour caractériser les hydrocarbures pétroliers. Ces propriétés sont décrites de façon sommaire dans les sections suivantes. [02]

I.3.2.1 La viscosité et le point d'écoulement :

La viscosité peut être définie comme la résistance à l'écoulement d'un liquide. Elle influence ainsi la propagation d'une nappe d'hydrocarbures à la surface de l'eau. Des hydrocarbures pétroliers ayant une faible viscosité sont très fluides et se propagent rapidement, rendant leur confinement difficile. Notons que la viscosité est influencée par la température. En effet, plus la

température est faible, plus la viscosité est élevée. Enfin, la viscosité influence les processus d'évaporation et d'émulsification des hydrocarbures (Fingas, 2011). [02]

La viscosité des hydrocarbures est essentiellement déterminée par la proportion de composés légers et lourds qu'il contient. Plus le pourcentage de composés légers est élevé, plus le pourcentage d'asphaltènes est faible et plus la viscosité est faible. C'est le cas des pétroles légers tels que l'essence et le diesel, qui ont des viscosités de 0,5 et 2,0 mPa.s-1 respectivement, à 15°C (Tableau 3).

Le point d'écoulement est la température à laquelle un produit commence à s'écouler. Dans le cas des hydrocarbures, le produit devient semi-solide et ne coule plus en dessous de cette température. En effet, plus la température baisse, plus les alcanes non cycliques (paraffines) présentent dans l'hydrocarbure forment des structures cristallines qui compromettent l'écoulement (ITOPF, 2012). Cette propriété est fortement liée à la viscosité. Ainsi, plus le contenu en alcanes non cycliques (paraffines) est faible, comme dans le cas des mazouts intermédiaires et lourds, plus les hydrocarbures seront caractérisés par un point d'écoulement élevé, tel qu'il est indiqué dans le Tableau 3.

1.3.2.2 La densité :

La densité des hydrocarbures correspond à la masse par unité de volume. Cette propriété est utilisée par l'industrie pétrolière pour distinguer les hydrocarbures légers et lourds. Elle est aussi importante pour indiquer la flottabilité des hydrocarbures dans l'eau en cas de déversement. La plupart des hydrocarbures ont des densités comprises entre 0,7 et 0,99 g/ml à 15 °C (Tableau 3), et, par conséquent, flottent sur l'eau. Toutefois, la densité tend à diminuer lors des processus d'altération des hydrocarbures, en particulier le processus d'évaporation des fractions plus légères, les changements de température ou l'interaction avec des particules (Radovic et collab. 2012). Ainsi, lorsque la densité des hydrocarbures devient supérieure à celles de l'eau douce (1,0 g/cm³) ou marine (1,03 g/cm³), les hydrocarbures coulent.

L'échelle des masses volumiques de l'*American Petroleum Institute* (API) est couramment utilisée pour décrire la densité des hydrocarbures pétroliers, qui est alors exprimée en degré API. L'équation suivante permet de déterminer le degré API d'un pétrole brut ou raffiné : $API^\circ = (141,5/densité) - 131,5$. Ainsi, les hydrocarbures ayant une densité API supérieure à 10° seront moins denses que l'eau et auront tendance à flotter, alors que les hydrocarbures ayant une densité API inférieure à 10° seront plus denses que l'eau et auront tendance à couler (Tableau 3). On parle généralement de pétrole brut lourd pour les hydrocarbures dont la densité API est inférieure à 20°, de pétrole brut moyen pour les hydrocarbures dont la densité API est située entre 20° et

30° et de pétrole brut léger pour les hydrocarbures dont la densité API est supérieure à 30°. Notons que ces bornes varient selon les pays. [02]

I.3.2.3 La solubilité :

La solubilité est la capacité d'une substance à se dissoudre dans la colonne d'eau. Cette propriété est importante chez les hydrocarbures, car certains, une fois solubilisés, peuvent être toxiques pour les organismes aquatiques (Fingas, 2013), même à très faibles concentrations. Les hydrocarbures pétroliers les plus solubles sont essentiellement les composés aromatiques légers tels que le benzène. D'ailleurs, plus la proportion d'hydrocarbures légers sera importante, plus la solubilité du produit pétrolier dans l'eau sera significative. C'est ce qui explique les différences de solubilité entre les différents hydrocarbures pétroliers présentés dans le Tableau 3. [02]

I.3.2.4 Le point d'éclair :

Le point d'éclair, ou point d'inflammabilité, est la température à partir de laquelle un produit dégage suffisamment de vapeur pour former avec l'air un mélange inflammable au contact d'une flamme ou d'une étincelle. Beaucoup d'hydrocarbures fraîchement déversés peuvent facilement s'enflammer tant que les composés volatils ne se sont pas évaporés et dispersés dans l'atmosphère (Fingas, 2013). Selon le règlement sur les matières dangereuses du Québec, un liquide est considéré comme inflammable si le point d'éclair est inférieur à 61 °C. C'est le cas de l'essence, du diesel et de la majorité des pétroles bruts (Tableau 3). [02]

I.3.2.5 La tension interraciale :

La tension interraciale correspond à la force d'attraction ou de répulsion qui s'exerce à l'interface entre les hydrocarbures et l'eau. C'est une donnée qui doit être considérée avec la viscosité pour évaluer la rapidité de la propagation des hydrocarbures sur l'eau. Plus la tension interfaciale est faible, plus les hydrocarbures se répandront facilement sur l'eau (Fingas, 2013). Cette donnée est présentée pour quelques hydrocarbures pétroliers dans le Tableau 3. Notons que la tension interraciale a tendance à diminuer lorsque la température augmente. [02]

Propriété	Unité	Essence	diesel	Pétrole brut		Mazout	Mazoute
				Léger	Lourd	intermédiaire	lourd n°6
Viscosité	mPa.s (15°C)	0.5	2.0	5 à 50	50 à 50000	1000 à 15000	10000 à 50000
Point d'écoulement	°C	-	-35 à -10	-40 à 30	-40 à 30	-10 à 10	0.96 à 1.04
Densité	g/ml (15°C°)	0.72	0.84	0.78 à 0.88	0.88 à 1	0.94 à 0.99	0.96 à 1.04
Densité API	Degré API	65	35	30 à 50	10 à 30	10 à 20	5 à 15
Solubilité dans l'eau	mg/L	200		10 à 50	5 à 30	10 à 30	1 à 5
Point d'éclair	°C	-35	45	-30 à 30	-30 à 60	80 à 100	> 100
Tension interraciale	mN/m (15°C)	27	27	10 à 30	15 à 30	25 à 30	25 à 35

Tableau I.03: propriétés des principaux hydrocarbures pétroliers (fingas .2013) [01]

I.4. Le stockage des hydrocarbures

I.4.1. Le Stockage du pétrole brut :

les réservoirs de stockage sont nécessaire à l'exploitation des champs pétroliers pour que la production ne soit pas interrompue suite à des arrêts de la cheminement de pétrole brut vers les bacs de stockages des terminaux qui se trouve sur les côtes ou près des unités de transformation de ces hydrocarbures le transport et le stockage sont des secteurs stratégiques dans l'industrie pétrolier. Le stockage joue le rôle de régulation des systèmes de transport des hydrocarbures par canalisation ou autre moyens de transport et en plus du traitement pour décantation qui consiste à éliminer l'eau et comptabiliser la quantité du pétrole brut à expédier. Le choix de la capacité d'un parc de stockage est fait en fonction du débit véhicules et des capacités des moyens de transport. [03]

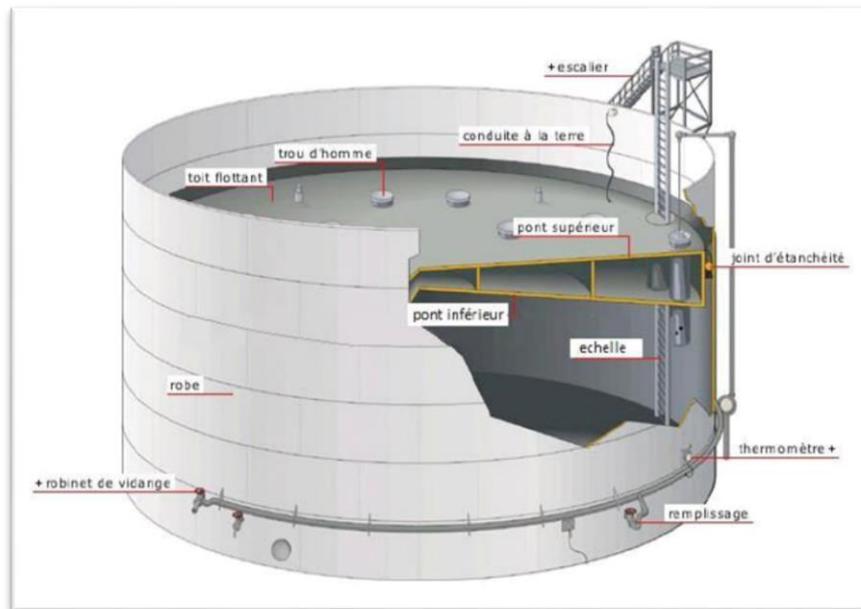


Figure I.04. schéma d'un réservoir de stockage [04]

I.4.2. Définition du Parc de stockage :

Le parc de stockage C'est une zone généralement de grande surface où se situe un ensemble des bacs de stockage. Ils peuvent être de différente ou de même capacité. Ils sont bien sûr connectés à une canalisation d'entrée et une autre de sortie et éventuellement connectés entre eux.[03] Nous pouvons diviser le groupe des bacs en trois, en fonction de leurs états :

- Premier groupe en phase de remplissage.
- Deuxième groupe en phase de décantation.
- Troisième groupe en phase de vidange.

I.4.3. Les différents types de réservoirs :

I.4.3.1. Réservoirs à toit flottant :

Ils sont utilisés pour le stockage des produit volatils (pétrole brut, condensat, carburants auto...etc.) ils ressemblent au réservoir à toit fixe sauf dans la conception du toit. Le toit dans ce cas repose directement sur le liquide et flotte au-dessus cela grâce à des double fonds constituant des poches d'air indépendantes réduisant ainsi le poids spécifique de l'ensemble du toit par rapport à celui du liquide. La circonférence du toit est rendue étanche par des bandes en caoutchouc glissant sur la paroi interne de la robe du réservoir, ce qui réduit les pertes par évaporation du produit. Ce dispositif étanchéité permis par ailleurs le déplacement du

toit. Lorsque le toit repose sur le fond du réservoir, il repose sur des supports spéciaux (béquilles) [03]



Figure I.05. Réservoirs à toit flottant

Le toit flottant peut être de deux types :

- à flotteur unique
- à double flotteur

1.4.3.1.a. toit à flotteur unique (simple ponton)

Il est constitué par une surface centrale de plaques avec une couronne circulaire soudée sur sa périphérie composée de caissons étanches flottants (voir figure)



Figure I.06. Toit à flotteur unique

I.4.3.1.b.toit à double flotteur (double ponton)

Il est constitué par deux surfaces de tôles circulaires. L'une recouvre l'autre et séparées l'une de l'autre par des cloisons ou des charpentes de façon à créer un matelas d'air entre le produit stocké et l'atmosphère.[03]

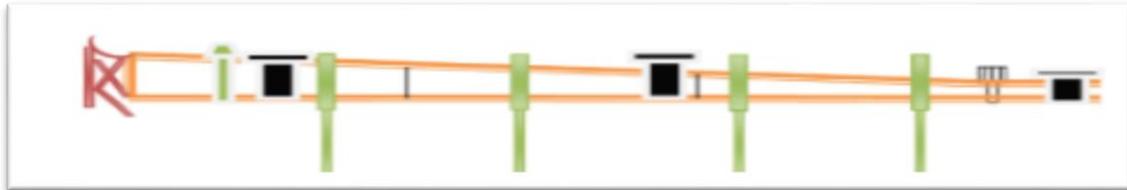


Figure I.07. Toit à double flotteur

I.4.3.1.c.Accessoires

En plus de quelques accessoires identiques à ceux dans un réservoir à toit flottant on trouve :

- Bague de renforcement au-dessus de la robe avec une main courante qui à deux rôles : augmenter la rigidité de la partie supérieure de la robe et permettre l'accès autour du toit.[03]

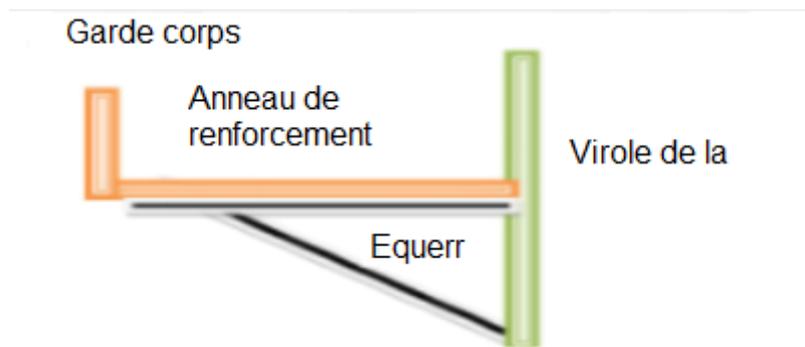


Figure I.08. Accessoires

- **Plate-forme supérieure :**

Elle se trouve au-dessus de la bague de renforcement et à laquelle est fixée une échelle coulissante sur des glissières fixées sur le toit flotta

- Event pour la zone périphérique pour permettre aux gaz excédentaires qui ont été formés de s'échapper

- **Clapet d'aération automatique :**

Il s'ouvre lorsque le toit repose sur le fond. Il a les mêmes fonctions que celles des événements décrites pour les événements dans les réservoirs à toit fixe.

- **Systèmes de joint:**

L'étanchéité entre le toit flottant et la robe du bac est assurée par des joints qui peuvent être réalisés de différentes manières:

- **Joint mécanique :**

Des patins d'acier viennent racler la paroi. L'étanchéité est réalisée par un joint élastomère flexible situé au-dessus du liquide et ne subissant pas de contrainte. Le joint est maintenu appliqué contre la paroi par un contre poids.

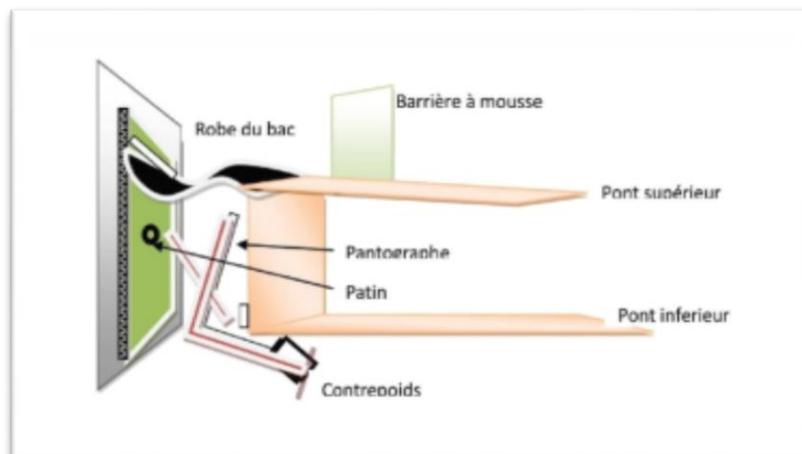


Figure I.09. Joint mécanique

- **Joint liquide :**

L'étanchéité entre la robe et le toit est maintenue par un "boudin" rempli de kérosène ou de gazole

- **Système d'évacuation des eaux de pluie :**

La pluie s'accumule au centre du toit et est évacuée à l'aide d'un tube articulé placé dans le réservoir pour être évacué par une prise de soutirage se trouvant dans le fond de la robe. De plus, en cas de bouchage de ce système, un drain de sécurité permet à l'eau de s'écouler dans le produit afin d'éviter que le toit coule.[03]

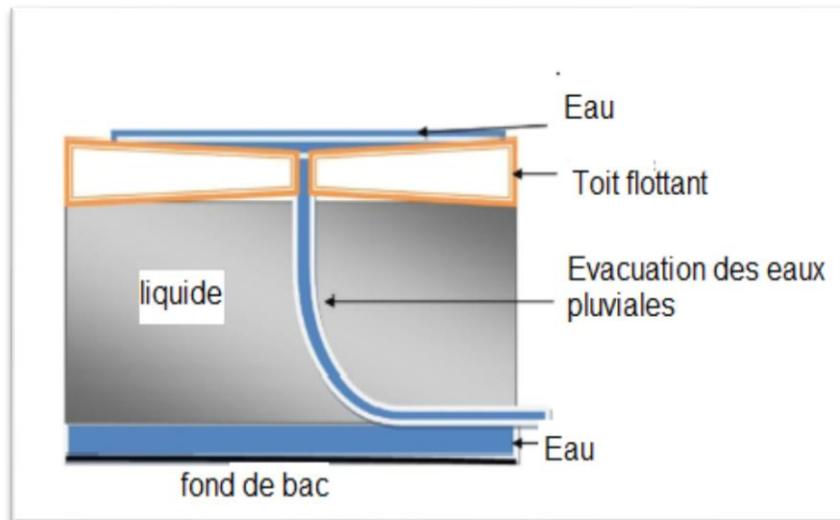


Figure I.10. système d'évacuation des eaux de pluie

Béquille :

Lorsque la hauteur du liquide ne permet plus de maintenir le toit en flottaison, son supportage est assuré par des béquilles. Les bacs peuvent comporter deux types de béquilles (on à citer un type):

Les béquilles réglables (la hauteur de réglage est fonction des consignes d'exploitation)

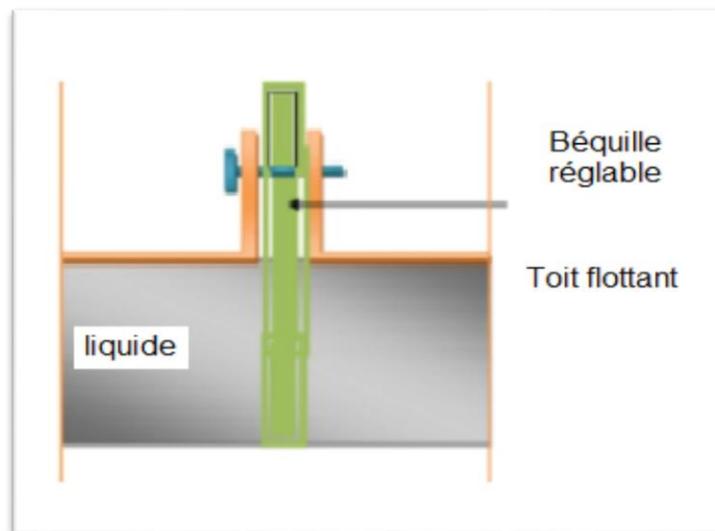


Figure I.11. Béquille réglable

- ***Déversoir d'injection de la mousse :***

Injection à l'extérieur d'un bac à toit flottant, sur le joint d'étanchéité. Une couronne métallique soudée sur le toit permet de retenir la mousse sur la périphérie afin de recouvrir le joint[03]

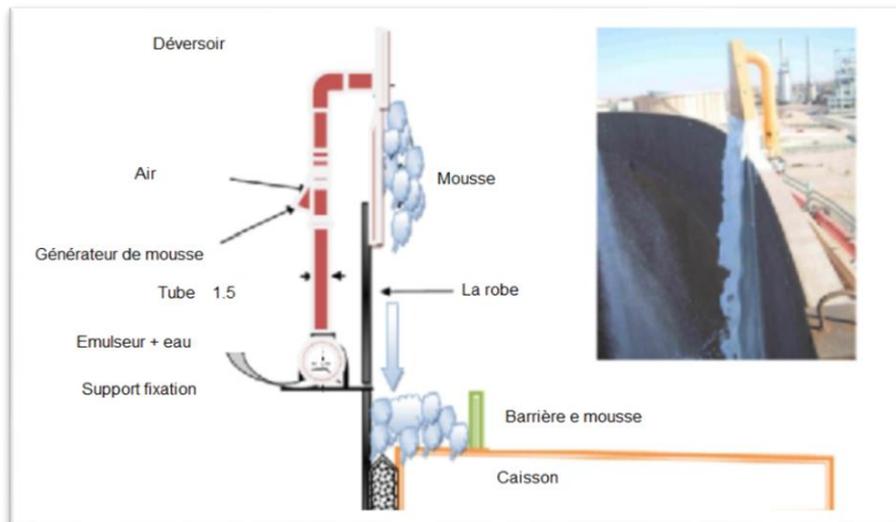


Figure I.12. Déversoir d'injection de la mousse

I.4.4. Autres types de réservoirs

I.4.4.1. Réservoirs sous pression

- *Les sphères :*

Dans ce type de réservoir, et pour ce qui concerne les raffineries, sont stockés sous pression des produits sous phase liquide tels que le propane, le butane, ... Leur rayon est compris entre 5 et 10 m, pour un volume de 500 à 4500 m³. La masse stockée varie selon la densité de la phase de liquide de produit stocké. Pour une sphère de 1000 m³, la masse varie de 400 t (propanes) à 700 t (oxydes d'éthylène). L'épaisseur de la paroi est toujours supérieure à 10 mm. Ce réservoir doit résister à des pressions internes de 8-9 bars pour le butane jusqu'à 25 bars pour le propane.[03]

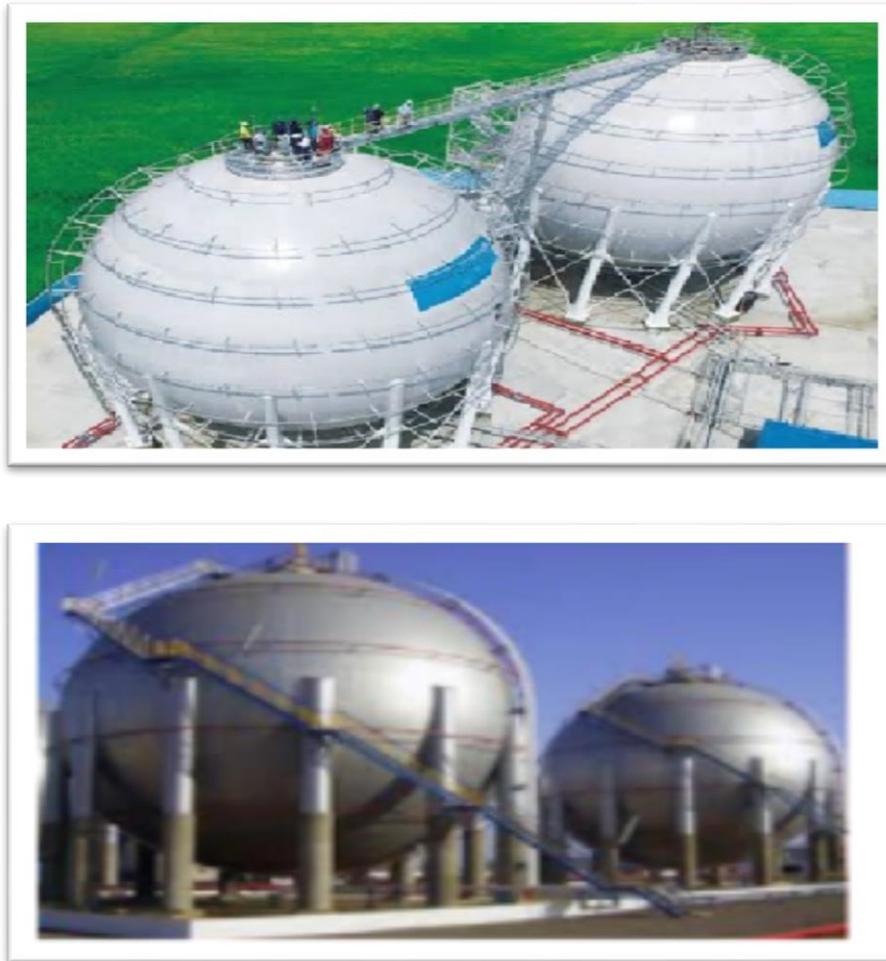


Figure I.13. Réservoirs sous pression (les sphères) [05]

- ***Les réservoirs horizontaux :***

Ce type de réservoirs cylindriques est susceptible de stocker les mêmes produits que les sphères dont il vient d'être question. La majorité de ces réservoirs présente un diamètre de 1,5 m à 3 m, pour une longueur d'une dizaine de mètres, ce qui correspond à un volume compris entre 100 à 2 000 m³. Les plus longs réservoirs peuvent mesurer quelques dizaines de mètres. Les réservoirs horizontaux sont, dans le cas général, posés sur des berceaux. Il est possible de rencontrer des cas où ils sont ceinturés sur les berceaux.[03]



Figure I.14. Réservoir horizontal

- **Réservoirs atmosphérique**

Les réservoirs atmosphériques représentent la très grande majorité du parc de réservoirs de grande capacité contenant des liquides inflammables. Ils présentent classiquement un grand diamètre et donc par voie de conséquence un élanement faible. Ils sont constitués d'une unique enveloppe ou d'une double enveloppe métallique. Ces réservoirs sont le plus souvent : -
Métalliques: leurs fonds, leurs robes et leurs toits sont en acier; [03]

-*Verticaux* : leur axe de symétrie est vertical



Figure I.15. Réservoir atmosphérique

- Le Parc de stockage du terminal d'in-amenas :

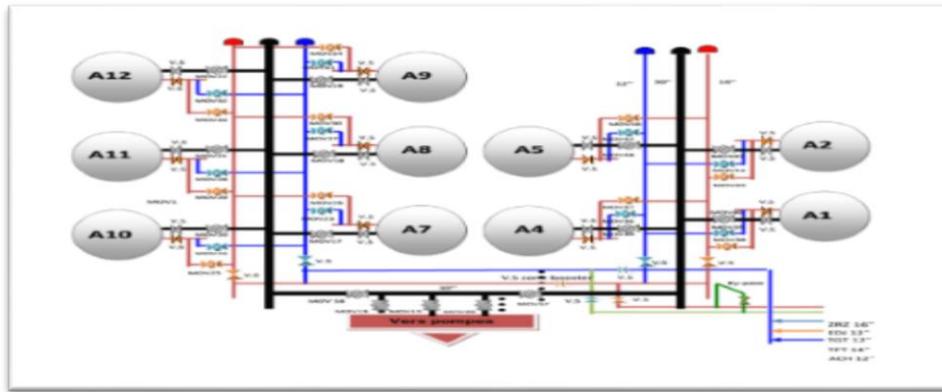


Figure I.16. Le parc de stockage

I.4.5. Stockage du GNL :

I.4.5.1. But De l'unité de Stockage:

Le but de l'unité de stockage et expédition est d'assurer le bon stockage de GNL produit par le train de liquéfaction dans les bacs de stockages. En moyenne, un GNL a une masse volumique de l'ordre de 480 kg/m³ et un pouvoir calorifique de 25 GJ. La grande volatilité représente un danger potentiel très important. La conception des réservoirs et de leur environnement est donc dominée par le problème de la sécurité. Celui-ci s'analyse en plusieurs aspects :

- la sécurité passive : consiste à concevoir le réservoir de stockage de manière à minimiser la probabilité des incidents et leurs conséquences. Ces incidents peuvent être de nature interne ou externe.
- interne : risque de fuite, de choc thermique, de surpression, d'évaporation anormale et brutale, etc.
- externe : incendie à l'extérieur du réservoir, séisme, chute d'objets volants, sabotage par arme à distance, Sabotage par charge portative.
- la sécurité active : consiste à disposer de moyens de lutte contre les conséquences incidents: cuvettes de rétention en cas de fuite, dispositifs de lutte contre l'incendie, etc. [03]

I.4.5.2. Caractéristiques Générales des Réservoirs :

Un réservoir de stockage est déterminé par sa forme, ses dimensions géométriques qui déterminent notamment le volume contenu, sa pression et la température du produit stocké d'ailleurs liée à sa pression par la loi de vapeur saturante. La forme sphérique est la mieux adaptée à l'isolation, mais pour des capacités dépassant 15 à 20 000 m³, on a toujours recours à la

forme cylindrique. Si l'on suppose (hypothèse grossière) que les échanges thermiques ont même intensité au m² sur la surface latérale, le fond et le toit, on démontre que la forme la plus favorable d'un réservoir cylindrique vérifie l'égalité : Hauteur=Diamètre [03]

En fait, il est quelquefois difficile de réaliser cette condition, pour des raisons d'environnement ; il est fréquent que le rapport diamètre/hauteur soit supérieur à 1. La pression est toujours légèrement supérieure à la pression atmosphérique, de manière à éviter les rentrées d'air qui, avec la vapeur du GNL, provoqueraient des mélanges explosifs ; la surpression est de l'ordre de quelques dizaines de millibars. La température interne est celle correspondant à l'ébullition du produit ; elle est de l'ordre de -160°C. Un réservoir est donc toujours constitué de deux enveloppes séparées par une épaisseur importante de calorifuge. Malgré cette isolation, les apports calorifiques inévitables, en provenance de l'extérieur, se traduisent par une évaporation du produit, à température constante. La qualité de l'isolation se traduit donc par le taux d'évaporation, exprimé généralement en Pourcentage par jour. Les réservoirs doivent satisfaire à des conditions de nature mécanique et de nature thermique ; ces deux types de conditions sont énumérés séparément ci-dessous, dans un but de clarification, mais en fait les problèmes mécanique et thermique sont intimement liés. [03]

1.4.5.3. Les différents types des réservoirs :

Types des réservoirs : On distingue actuellement les principales variantes suivantes : On distingue actuellement les principales variantes suivantes :

1.4.5.3.1. Les réservoirs aériens à pression atmosphérique :

Avec cuve interne "autoportante" (c'est-à-dire capable de contenir la charge hydrostatique du GNL) et avec cuve externe métallique ou d'autre nature ce type est réparti en trois métallique ou d'autre nature ce type est réparti en trois :

a- réservoirs à simple intégrité ou à confinement simple :

Les premiers réservoirs conçus pour le stockage de GNL étaient issus des pratiques des industries pétrolières, adaptées pratiques des industries pétrolières, adaptées aux conditions cryogéniques particulières. [03]



Figure I.17. Les réservoirs à simple intégrité [07]

a. Un réservoir simple intégrité est composé de :

Une cuve interne autoportante qui contient directement le GNL, réalisée en matériau ductile à basse température réalisée en matériau ductile à basse température (aluminium, acier inoxydable ou acier à 9% de nickel),

-une isolation permettant de contrôler l'évaporation isolation permettant de contrôler l'évaporation du contenu liquide de la cuve interne réalisée en :

- matériau pulvérulent pour les parois latérales (nom commercial "perlite", fabriquée sur place par expansion de sable de Silice),
- perlite ou laine de verre pour l'isolation haute,
- bloc de verre cellulaire (foam glass), glass),
- une cuve externe remplissant trois fonctions :
 - Empêcher la pénétration d'eau provenant de l'extérieur vers la cuve interne,
 - contenir l'isolation,
 - être étanche au gaz d'évaporation produit par le liquide stocké être étanche au gaz d'évaporation produit par le liquide stocké. [03]

b- réservoir aérien à doublé intégrité ou confinement double réservoir :

L'objectif de cette seconde technologie de réservoir était de diminuer les surfaces au sol de ces zones de stockage au sol de ces zones de stockage (directement par les cuvettes de rétention et indirectement par les distances d'effets consécutives à un accident majeur) tout en améliorant les conditions de sécurité (limiter les risques d'épandage de GNL suite à des agressions externes, diminuer les sessions externes, diminuer les zones d'effets thermiques autour des réservoirs)...



Figure I.18.reservoir a double integrité

c. Les réservoirs à double intégrité

Pour assurer cette fonction de rétention du liquide, la principale modification apportée a été de rapprocher les cuvettes de rétention au plus près des réservoirs (réduisant la superficie) tout en garantissant la collecte de l'ensemble du contenu de l'enceinte primaire. [03]

Les réservoirs à double intégrité sont composés de :

- une enceinte primaire Auto--porteuse en acier spécial (cryogénique– 9% Nickel) capable de contenir le liquide 9% Nickel) capable de contenir le liquide réfrigéré en conditions normales de fonctionnement (cf. réservoir à simple intégrité décrit dans le paragraphe ci-dessus) et comprenant une cuve interne, une isolation et une enveloppe externe,
- une enceinte secondaire (structure supplémentaire) autour de ce réservoir constituée d'un talus ou d'une cuve en (structure supplémentaire) autour de ce réservoir constituée d'un talus ou d'une cuve en matériaux résistants aux conditions cryogéniques (béton, acier cryogénique), conçue pour retenir tout le liquide (béton, acier cryogénique), conçue pour retenir tout le liquide contenu dans la cuve primaire, en cas de fuites, et placée à proche distance de la cuve primaire fuites, et placée à proche distance de la cuve primaire.

La cuve secondaire est du type à toit ouvert et ne peut donc nullement retenir les vapeurs émises par le produit. L'espace des vapeurs émises par le produit. L'espace compris entre les cuves primaire et secondaire peut être couvert par « un et secondaire peut être couvert par « un écran anti-pluie » assurant la pluie » assurant la protection contre les intempéries (pluie, neige), l'infiltration d'impuretés, etc. Il est à noter que les réservoirs à double intégrité ne possèdent pas noter que les réservoirs à double intégrité ne possèdent pas de cuvette de rétention supplémentaire autour de la cuve extérieure car rétention supplémentaire autour de la cuve extérieure car cette fonction est assurée par l'enceinte secondaire. [03]

Ainsi, la zone d'effets thermiques se trouve considérablement réduite.

d- réservoir aérien à intégrité totale :

La troisième évolution a consisté à intégrer au réservoir lui-même une cuve externe, résistant aux conditions cryogéniques, nt aux conditions cryogéniques, permettant de protéger le contenu de la cuve interne contre une agression extérieure, de contenir le volume de GNL stocké, de fournir une étanchéité pour les liquides et de confiner les vapeurs de GNL. Ce sont les réservoirs à intégrité totale. [03]

La principale évolution du réservoir à intégrité réside dans l'intégration d'une enceinte en béton armé précontraint, l'intégration d'une enceinte en béton armé précontraint, directement liée et construite sur la base du réservoir couronnée d'un dôme d'acier et de béton construite sur la base du réservoir couronnée d'un dôme d'acier et de béton armé. Ces réservoirs sont composés de:

- une enceinte primaire autoporteuse en acier spécial porteuse en acier spécial (cryogénique – 9% Nickel) capable de contenir le liquide 9% Nickel) capable de contenir le liquide réfrigéré en conditions normales de fonctionnement,
- une isolation identique aux technologies précédentes,
- une enceinte secondaire auto secondaire auto-porteuse en béton armé précontraint pourvue d'un dôme hémisphérique capable pourvue d'un dôme hémisphérique capable D'assurer les fonctions suivantes :

En service normal :

- Contenir les vapeurs émises du réservoir et maintenir l'isolation de la cuve primaire,

- éviter la perte de capacité de confinement à la suite d'un scénario accidentel résultant d'une agression extérieure
- éviter la perte de capacité de confinement à la suite d'un scénario accidentel résultant d'une agression extérieure (Impact, feu...).

En fonctionnement dégradé (cas de fuite de l'enceinte primaire) :

- Contenir la totalité du liquide réfrigéré,
- Contrôler l'évacuation de la vapeur provenant de cette fuite et ce sans que la capacité structurelle contenant la vapeur provenant de cette fuite et ce sans que la capacité structurelle contenant la vapeur ne soit affectée. La mise à l'air libre des vapeurs est autorisée mais elle doit être contrôlée La mise à l'air libre des vapeurs est autorisée mais elle doit être contrôlée (système de décharge). [03]

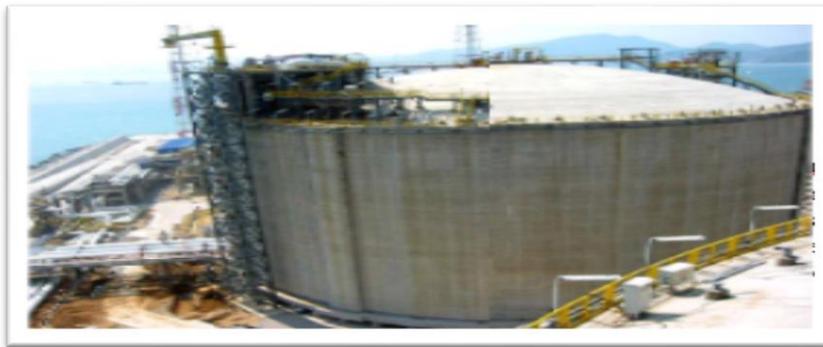


Figure I.19. Les réservoirs à intégrité totale

I.4.5.3.2. Réservoirs aériens dits à "membrane"

Où sont appliquées les techniques de cuves des navires méthaniers. La cuve navires méthaniers. La cuve interne est soit métallique en tôle mince, soit en matière plastique mince et elle ne joue qu'un rôle d'étanchéité, la charge hydrostatique du liquide étant reportée, par l'intermédiaire de l'isolation, sur la cuve externe construite en béton précontraint [03]

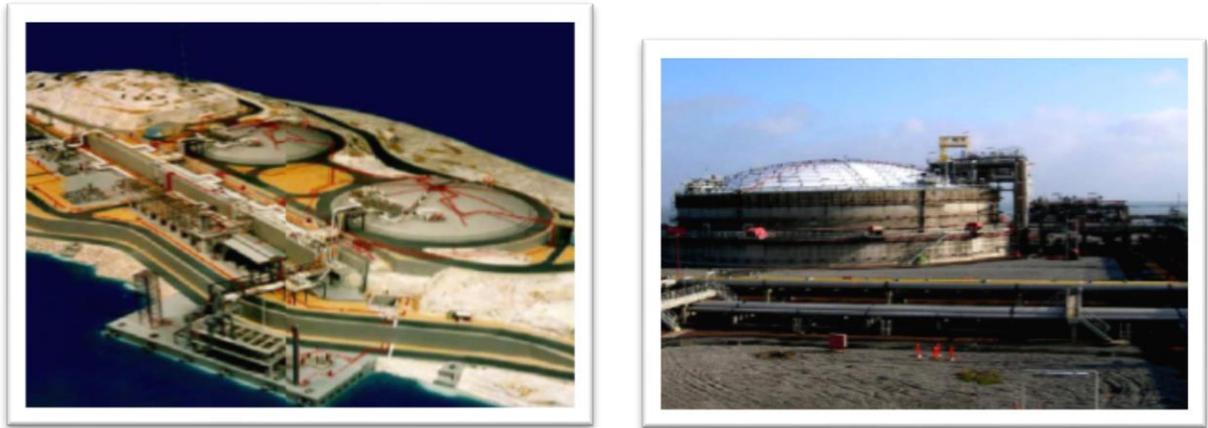


Figure I.20.Réservoir à membrane – Pyeong Taek en Corée

I.4.5.3.3. Réservoirs enterrés et semi-enterrés

Cette conception a été développée, pour les réservoirs enterrés, au Japon par Tokyo Gas Engineering (TGE) au début des années 1970 puis reprise par la suite par d'autres industries gazières japonaises suite par d'autres industries gazières japonaises. Elle combine deux techniques : la membrane (basée sur un développement de la technologie TECHNIGAZ) et la technique d'une cuve en béton semi-enterrée. Les trois principales raisons associées à cette dominance de technologie de réservoir sont liées à l'environnement industriel présent sur le pays :

- L'exiguïté des surfaces disponibles,
- La proximité des villes par rapport aux sites industriels par rapport aux sites industriels,
- Le risque de tremblement de terre.



Figure I.21.Réservoir semi-enterré



figure I.22. Réservoir enterré

Le système de confinement est très similaire à celui décrit précédemment : Une membrane en acier inoxydable en tôles ondulées soudées entre elles. La principale différence est l'épaisseur de la membrane légèrement supérieure par rapport à celle de la technologie TECHNIGAZ,

- Des panneaux d'isolation du type mousse de polyuréthane,
- Un toit suspendu à la coupole en acier carbone,
- Une structure en béton,[03]

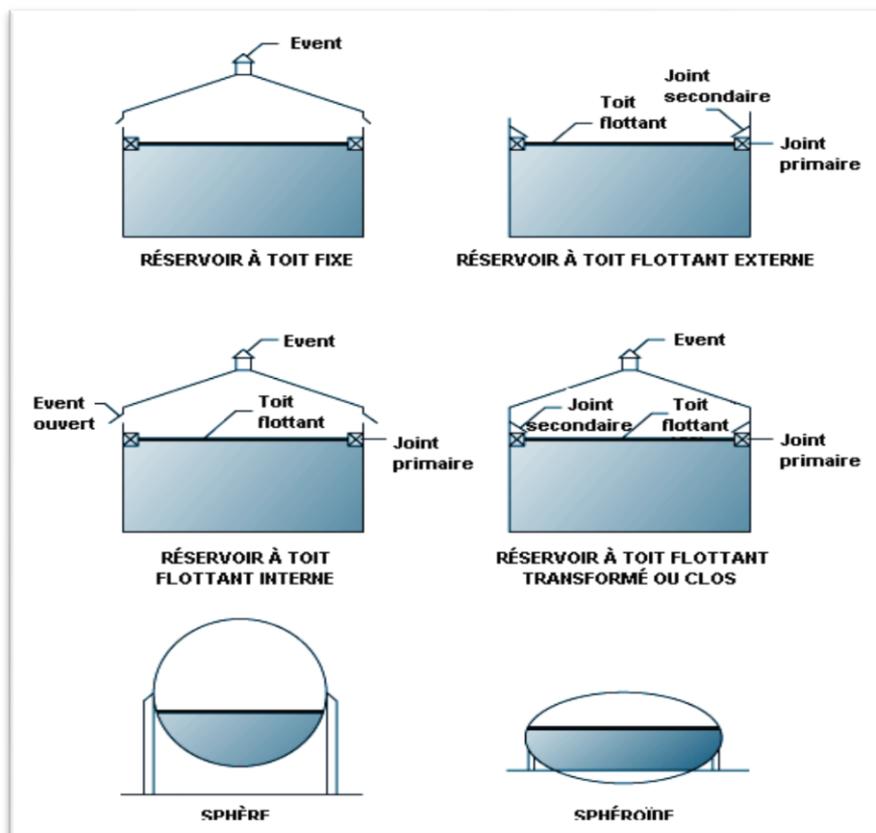


Figure I.23. Types de réservoirs [07]

1.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons parlé des hydrocarbures pétroliers, de leurs caractéristiques et de la façon dont nous les entreposerons. Les réservoirs changent selon le type de matériel à entreposer. Le stockage du pétrole est plus difficile qu'il n'y paraît. L'une des difficultés les plus importantes dans la création de réservoirs de stockage de pétrole brut concerne la santé, la sécurité et l'environnement. Les produits doivent être entreposés et transformés en toute sécurité pour éviter les fuites et les autres substances susceptibles de détruire le sol ou l'aquifère, qui exigent tous un investissement énorme et non un rendement garanti.

L'économie nationale dépend du brûlage, du fait que c'est une énergie non renouvelable qui fait de l'Algérie une réalité amère et un avenir inconnu.



Chapitre II :

Raffinage

II 1. Introduction

Le raffinage est l'étape qui suit l'extraction de l'hydrocarbures et avant le stockage des dérivés qui en résultent.

Qu'est-ce que le raffinage et quels sont les composants et les dérivés du pétrole et où ces dérivés sont utilisés? Nous prenons raffiner de SBAA comme modèle d'étude.

II 2. Définition

Le raffinage du pétrole est un procédé industriel qui permet de transformer le pétrole brut en différents produits finis tels que l'essence, le fioul lourd ou le naphta. Mélange hétérogène d'hydrocarbures divers (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène), le pétrole brut est inutilisable en l'état (il existe plusieurs types de pétrole brut qui se distinguent entre autres par leur viscosité et leur teneur en soufre). Ses composants doivent être séparés afin d'obtenir les produits finaux exploitables directement.

On en distingue en général deux grands types :

- les produits énergétiques, tels que l'essence, le diesel (gazole) ou le fioul ;
- les produits non énergétiques, tels que les lubrifiants, le bitume et les naphas utilisés en pétrochimie.

Le raffinage ne se limite plus aujourd'hui à la séparation des différents hydrocarbures. Des procédés chimiques complexes sont également mis en œuvre afin d'optimiser les produits finaux. Les différentes coupes pétrolières peuvent ainsi subir des transformations, des améliorations et des mélanges pour obtenir des produits commercialisables et répondre notamment aux nouvelles normes environnementales.

Il existe des raffineries simples ou complexes. Les raffineries simples sont constituées seulement de quelques unités de traitement tandis que les raffineries complexes en possèdent bien plus. [08]

II 3. Classification de pétrole brut

On peut citer le pétrole selon trois méthodes:

II 3. A. Classification industrielle:

Généralement, on classe les pétroles bruts en fonction de la densité en 4 grandes catégories:

- **Les pétroles légers** dont la densité inférieure à 0.828 ($d_4^{15} < 0.825$);

- **Les pétroles moyens** d'une densité compris entre 0.824 et 0.875 ($0.825 < d_4^{15} < 0.875$);
- **Les pétroles lourds** dont la densité allant de 0.875 à 1 ($0.875 < d_4^{15} < 1.000$);
- **Les pétroles extra-lourds** d'une densité est supérieure à 1 ($d_4^{15} > 1.000$). [09]

II 3. B. classification selon le facteur de correction KUOP: Ce facteur peut mesurer la nature des paraffines et prendre les valeurs suivantes selon la nature de pétrole :

- KUOP=10 pour les aromatiques purs ;
- KUOP=11 pour les naphènes purs ;
- KUOP=12 pour les hydrocarbures où les poids des chaînes et cycles sont équivalents.
- KUOP=13 pour les paraffines.

II 3. C. Classification chimique: C'est le classement du brut selon les familles prédominances des hydrocarbures. Le pétrole peut être de types:

- Paraffines ;
- Naphténique ;
- Aromatiques ;[09]

II 4. Composition du pétrole brut

Les pétroles sont tous différents suivant leur origine et leur composition chimique. Ils sont principalement composés de molécules hydrocarbonées, c'est à dire de molécules composées uniquement d'hydrogène et de carbone. Ces hydrocarbures se présentent essentiellement sous forme de chaînes linéaires plus ou moins longues, ou bien des chaînes cycliques naphéniques ou aromatiques. Les différents types de pétrole varient selon leur densité, leur fluidité, leur teneur en soufre et en différentes classes d'hydrocarbures. Il existe des centaines de pétroles bruts dans le monde qui dépendent de leur emplacement géologiques comme l'Arabian Light (brut de référence du Moyen-Orient), le Brent (brut de référence européen) et le West Texas Intermediate (WTI, brut de référence américain).[09]

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

- Les paraffines (Alcanes)
- Les naphènes (Cyclo-alcanes)

- Les aromatiques [09]

II 4.1. Les paraffines: (Alcane) C_nH_{2n+2}

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

Nomenclature des alcanes: terminaison enan

C1: CH₄ Methane

C2: C₂H₆ Ethane

C3: C₃H₈ Propane

C4: C₄H₁₀ Butane

C5: C₅H₁₂ Pentane

C6: C₆H₁₄ Hexane

C7: C₇H₁₆ Heptane

C8: C₈H₁₈ Octane

C9: C₉H₂₀ Nonane

C10: C₁₀H₂₂ Decane

C11: C₁₁H₂₄ undecane



Figure II.01.undecane

C12: C₁₂H₂₆ dodecane



Figure II. 02.dodecane

C13: C₁₃H₂₈ Tridecane

C14: C₁₄H₃₀ Tétradecane

C15: C₁₅H₃₂ Hexadecane

.....

C20: C₂₀H₄₂ Cosane

C21: C₂₁H₄₄ Henicosane

C22: C₂₂H₄₆ Docosane

.....

C30: C₃₀H₆₂ Triacontane

C40: C₄₀H₈₂ Tétracontane

C50: C₅₀H₁₀₂ Pentacontane

On distingue deux types de paraffines, les alcanes (normale) et les alcanes (isomère)[09]

II 4.1. A. Les paraffines normales: la chaîne des carbones est une chaîne droite unique.



Figure II. 03. Le Decane

II 4.1. B. Les iso-paraffines:

La chaîne des carbones est une chaîne ramifiée ou branchée (ce sont des isomères des paraffines normaux, on les différencie par l'utilisation du préfixe **iso**). •Le premier dans la série des iso-paraffines est l'iso-butane:

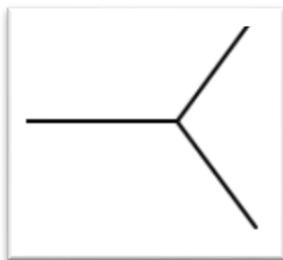


Figure II.04. iso-butane

• Pour la nomenclature on considère la chaîne droite la plus longue et on repère les positions des chaînes ramifiées en numérotant les carbones de la chaîne principale de gauche à droite.

Exemple : La figure ci-dessous présente deux isomères de l'isooctane (08 carbones) qui compte en total 18 isomères.

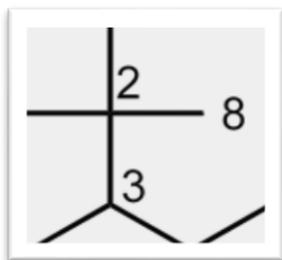


Figure II. 05. 2,2, 3 trimethylpentane

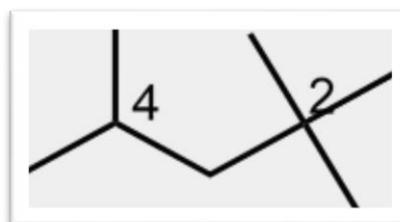


figure II. 06. 2, 2,4 trimethylpentane

II 4.2. Les naphènes : (Cycloalcanes) C_nH_{2n}

Ce sont des hydrocarbures cycliques saturés, leurs appellations est celles des paraffines précédée du préfixe cyclo, on trouve ainsi :

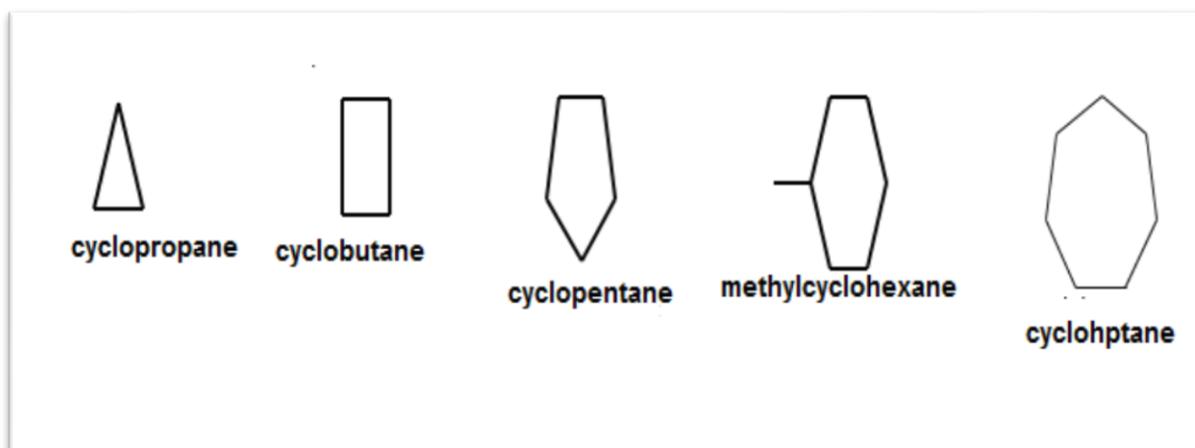


Figure II.07. Les naphènes (Cycloalcanes) C

II 4.3. Les Aromatiques : (Benzènes) C_nH_{2n-6}

Ce sont des structures insaturées cycliques avec trois doubles liaisons dans chaque cycle. [09]

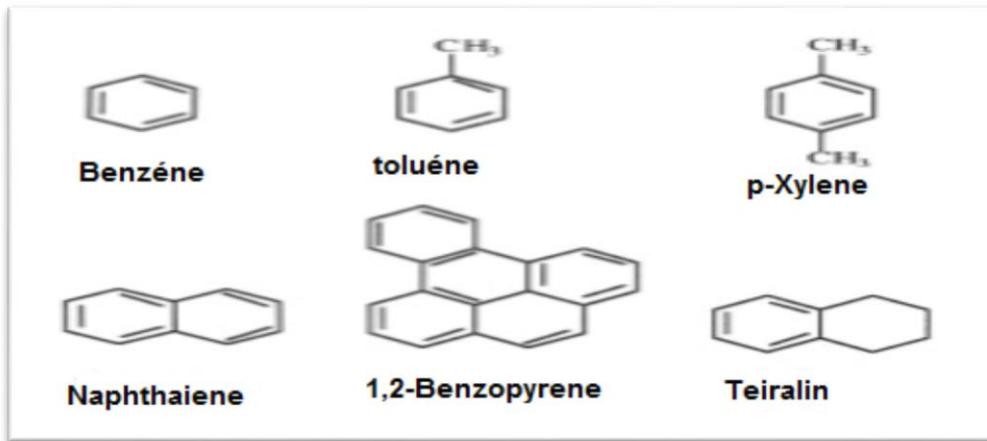


Figure II. 08.des exemples composés aromatique

NB: Les hydrocarbures insaturés (double liaison & triple liaison), ne sont pas présents dans le pétrole brut. [09]

II 4.4. Les composés non acides : Ce sont les thiophènes, les sulfides et les disulfides.[09]

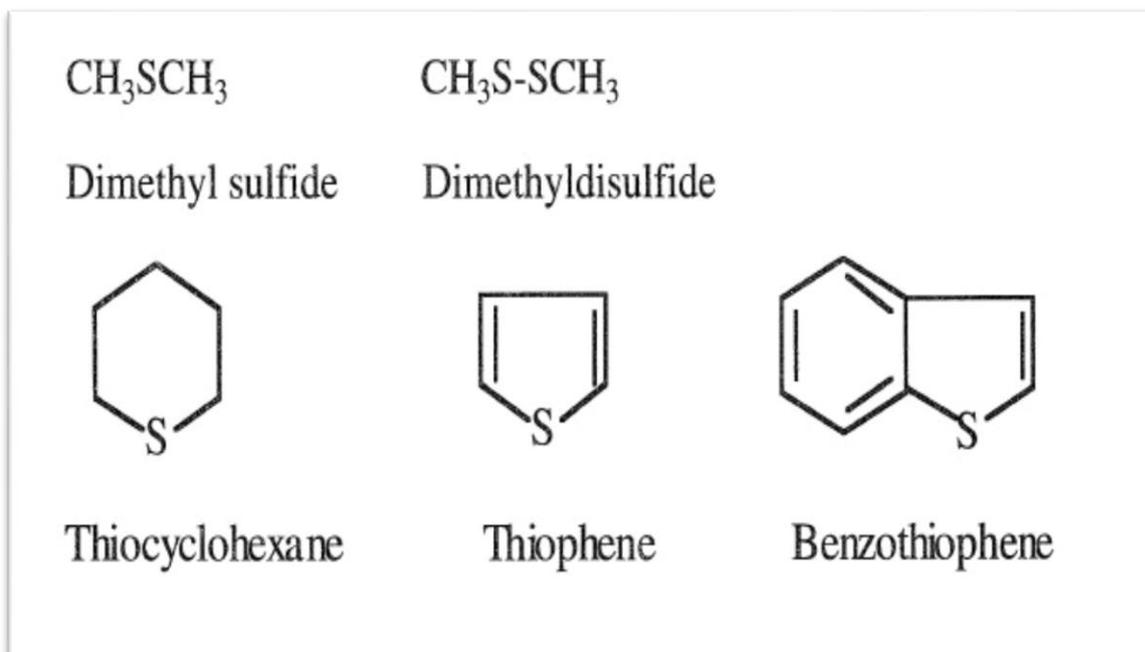


Figure II.09. Exemples des composés non acides

Les composés non acides sont non corrosifs et peu odorants.

II 4.5. Les composés soufrés : (0.05% à 6% en masse)

Les composés soufrés sont présents dans le pétrole brut sous forme de composés organiques soufrés, le sulfure d'hydrogène H₂S est le seul composé non organique présent dans le brut. La présence des composés soufrés dans le brut est nuisible à cause de leurs caractères corrosifs.

Les composés organiques soufrés sont généralement classés en deux groupes les composés acides et les composés non acides. [09]

II 4.6. Les composés acides R-SH : sont les thiols (mercaptans) :

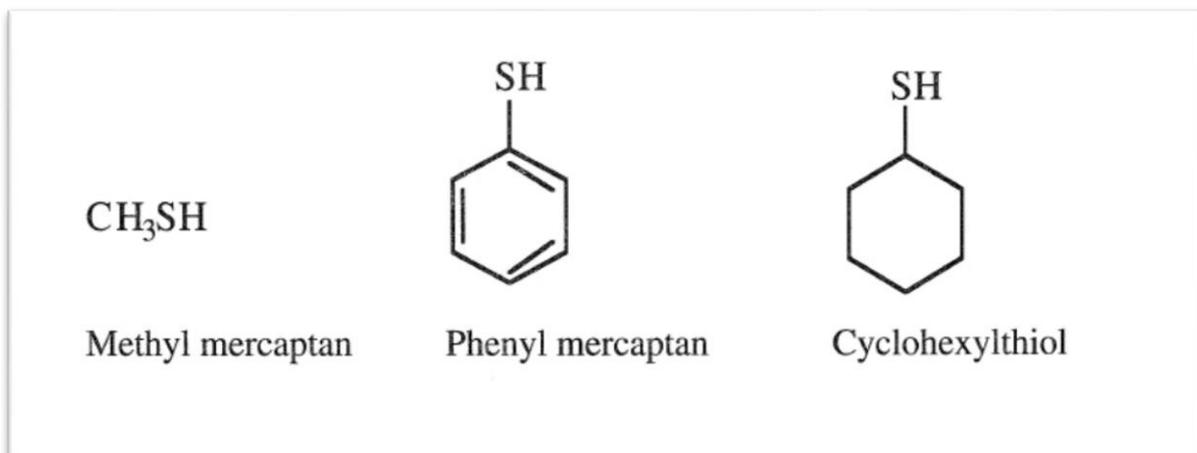


Figure II 10.exemples des composés acides R-SH

Les thiols sont des composés corrosifs de forte odeur.

II 4.7. Les autres composés :

- Les composés oxygénés : 0.05 à 1.5% en masse
- Les composés azotés : 0.1 à 2% en masse
- Les métaux : 0.005 à 0.015 % en masse (dont 75% du Nickel et de Vanadium), on peut aussi trouver le Sodium, Calcium, Magnésium, Aluminium, et le fer.[09]

II 5. LES DERIVES DU PETROLE

•Sous l'effet de la chaleur, les composants du pétrole se séparent. Les composants les plus lourds restent à la base et les plus légers remontent (gaz, essence).

•Les principaux produits utilisés comme combustibles et carburants sont les gaz de pétrole liquéfiés, l'essence, le kérosène, les carburateurs, les carburants diesel, le mazout et les résidus de raffinage. [09]

II 5.1. Gaz naturel

•Le gaz naturel est un combustible fossile composé d'un mélange d'hydrocarbures présent naturellement dans des roches poreuses sous forme gazeuse, ou dissouts dans le pétrole au niveau des roches réservoir à la pression du gisement.

•Il existe plusieurs formes de gaz naturel, se distinguant par leur origine, leur composition et le type de réservoirs dans lesquels ils se trouvent.

•le gaz est toujours composé principalement de méthane (à plus de 90%), il contient aussi d'autres hydrocarbures tels que l'éthane, le propane et le butane à de très basses teneurs, de l'ordre de 1 à 4 %.

Il contient aussi des composés sulfurés, de l'azote, du gaz carbonique, d'autres composés minéraux de petites quantités d'hélium (He), mercure (Hg) et argon (Ar).

Le gaz naturel est la deuxième source d'énergie en importance pour la production d'électricité, après le charbon. [09]

II 5.2. Gaz liquéfiés

Ils sont constitués d'un mélange d'hydrocarbures paraffinés et oléfiniques comme le méthane, l'éthane, le propane et le butane. Ils servent de combustible et sont stockés et manipulés sous la forme de liquides sous pression. Ils ont un point d'ébullition compris entre -74 °C et $+38\text{ °C}$ environ. Ils sont incolores et leurs vapeurs sont plus denses que l'air et extrêmement inflammables. Leurs principales qualités, du point de vue de la sécurité et de la santé au travail, sont leur pression de vapeur peu élevée et leur faible teneur en contaminants. Leur utilisation est très diversifiée ; entre autres ils sont utilisés dans le chauffage domestique, comme source d'énergie à usage domestique (cuisinières, fours, boulangerie, restauration) et aussi comme carburant propre pour certains véhicules. [09]

II 5.3. Essence

II 5.3. A. L'essence automobile:

Est un mélange de fractions d'hydrocarbures constituées principalement d'hydrocarbures légers à point d'ébullition relativement bas. C'est le produit de raffinage le plus important.

L'essence a un point d'ébullition compris entre la température ambiante et 204 °C environ et un point d'éclair inférieur à -40 °C . Les caractéristiques les plus importantes de l'essence sont l'indice d'octane, la volatilité et la pression de vapeur. [09]

Pour leur bonne utilisation il est indispensable qu'elles ne contiennent pas d'hydrocarbures lourds qui sont nocifs pour un bon fonctionnement des moteurs.

Elles ne doivent pas contenir de composés sulfurés ni de produits acides susceptibles de corroder les moteurs et les réservoirs. On utilise des additifs pour améliorer les propriétés de l'essence et protéger le moteur contre l'oxydation et la formation de rouille. [09]

II 5.3. B. L'essence aviation:

Est un produit à indice d'octane élevé formulé spécialement pour assurer une bonne performance à haute altitude. [09]

II 5.3. C. Essences spéciales

Grâce à leurs caractéristiques spécifiques, elles sont utilisées comme solvant et comme matière première dans la fabrication des colles, caoutchouc, encres, pneumatiques, produits pharmaceutiques, [09]

II 5.4. White-spirit

C'est une catégorie d'hydrocarbures utilisée comme solvant pour la préparation des peintures, vernis, et les produits d'entretien. [09]

II 5.5. Pétrole lampant

C'est une fraction du pétrole utilisée très longtemps dans les lampes à pétrole jusqu'à l'apparition des ampoules électriques. Depuis il est utilisé dans la préparation des insecticides à usage domestiques et en agriculture.[09]

II 5.6. Kérosènes

Les kérosènes sont des mélanges de paraffines et de naphènes contenant en général moins de 20% d'hydrocarbures. Ils ont un point d'éclair supérieur à 38 °C et un point d'ébullition compris entre 160 °C et 288 °C. Les kérosènes sont utilisés pour l'éclairage et le chauffage, comme solvants et comme constituants des carburants diesel.[09]

II 5.7. Gazole

Utilisée comme carburant pour alimenter surtout les moteurs diesel.[09]

II 5.8. Fuel domestique

C'est un gazole mais destiné au chauffage domestique, tracteurs agricoles et engins de travaux publics. [09]

II 5.9. Diesel marine léger

C'est un gazole destiné aux bateaux de pêche équipés d'une motorisation diesel. [09]

II 5.10. Huiles et graisses

Elles sont composées principalement d'hydrocarbures lourds et présentent une grande viscosité. Elles sont destinées au graissage et à la lubrification des moteurs. On distingue

On distingue [09]

- **Huiles moteurs** : destinées aux moteurs de véhicules.
- **Huiles industrielles** : destinées aux moteurs autres que ceux des véhicules, tels que les machines et turbines à vapeurs, des turbines à gaz, des compresseurs, etc.
- **Graisses lubrifiantes** : elles sont préparées à partir de la dispersion de gels de savons dans l'huile.
- **Paraffines et cires** : elles ont une structure plus dense et plus compacte que celle des graisses, obtenues comme résidu lors de la distillation du pétrole brut, utilisée pour la fabrication des bougies, des cirages, Des crèmes de toilette.

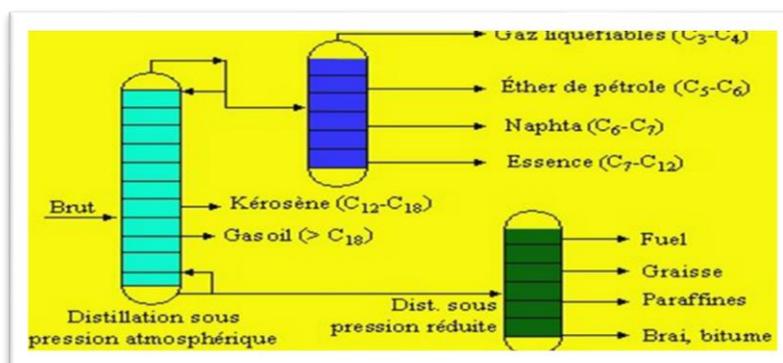


Figure II.11. schéma de direves de brut par distillation

Hydrocarbures Utilisations	
Gaz liquéfiés	<p>Gaz domestique et gaz industriel</p> <p>Gaz carburant pour moteurs</p> <p>Gaz d'éclairage</p> <p>Ammoniac</p> <p>Engrais synthétiques</p> <p>Alcools</p> <p>Solvants et acétone</p> <p>Plastifiants</p> <p>Résines et fibres pour plastiques et textiles</p> <p>Peintures et vernis</p>
Matières premières pour l'industrie chimique	<p>Produits du caoutchouc</p>
Gazole	<p>Charge de craquage</p> <p>Huile de chauffage et carburant diesel</p> <p>Combustible pour la métallurgie</p> <p>Huile d'absorption pour l'extraction du benzène et de l'essence</p>
Huiles techniques	<p>Huiles pour textiles</p> <p>Huiles médicinales et cosmétiques</p> <p>Huile blanche pour l'industrie de l'alimentation</p>
Huiles de lubrification	<p>Huile pour transformateur et huile à broche</p> <p>Huiles pour moteurs</p> <p>Huiles pour machines et compresseurs</p> <p>Huiles pour turbines et huiles hydrauliques</p> <p>Huiles pour transmission</p>

	<p>Huiles d'isolation pour machines et câbles</p> <p>Huiles pour essieux, engrenages et moteurs à vapeur</p> <p>Huiles pour traitement des métaux, huiles de coupe et de meulage</p> <p>Huiles de refroidissement et huiles antirouille</p> <p>Huiles pour échangeurs de chaleur</p> <p>Raises et produits lubrifiants</p> <p>Huiles pour encres d'imprimerie</p>
Fioul résiduel	Huile pour chaudière et fioul pour procédé
Bitumes	<p>Bitumes routiers</p> <p>Matériaux pour toitures</p> <p>Lubrifiants asphaltiques</p> <p>Isolation et protection de fondations</p> <p>Produits en papier imperméable à l'eau</p>

Tableaux II.01. quelque utilisations des hydrocarbure .[09]

II 6. Raffinerie d'Adrar

II 6.1. Introduction

Le raffinage de pétrole désigne un ensemble des traitements et transformations visant à tirer du pétrole le maximum de produits à haute valeur commerciale. Selon l'objectif visé en générale, ces procédés sont réunis dans une raffinerie.

L'histoire de l'industrie pétrolière a commencé avec l'exploitation de pétrole du Colonel Drake en 1859 à Titusville (Pennsylvanie, USA). Cependant, la connaissance du pétrole et des hydrocarbures en général remonte à l'antiquité.

En Algérie les premiers travaux d'exploration remontent à la fin des années 1890 dans le bassin du Chlef (au nord-ouest du pays) où plusieurs puits peu profonds ont révélé des indices intéressants de présence d'hydrocarbures. Mais ce n'est qu'en 1948 que la première découverte

commerciale au lieu d'OuedGuetrini à quelques 150 km au Sud d'Alger, près de Sour El Ghozlane.

Vers les années 1950, les travaux d'exploration se sont étendus au Sahara où furent découverts les champs de Hassi Mesaoud (1956) et par la suite le gaz naturel de HassiR'mel et ADRAR (1956).

La raffinerie de Sonatrach est construite sur un site se trouvant à 02 Km à l'est de la commune de SBAA et à 44 Km au nord d'Adrar D'une capacité annuelle de traitement de 600 000 Tonnes par an.

La raffinerie de Sonatrach est construite sur un site se trouvant à 02 Km à l'est de la commune de SBAA et à 44 Km au nord d'Adrar D'une capacité annuelle de traitement de 600 000 Tonnes par an. [10]

II 6.2. Identification de la raffinerie SBAA

La raffinerie d'Adrar est située sur le territoire de la commune de SBAA à 40 km au nord de la wilaya d'Adrar

Elle est limitée:

1. Au nord, par la daïra de Tsabit
2. Au sud, par la commune d'Adrar
3. A l'ouest par la commune de SBAA
4. A l'est par un terrain non urbanisé



Figure II. 12. Plan de masse de la raffinerie d'ADRAR

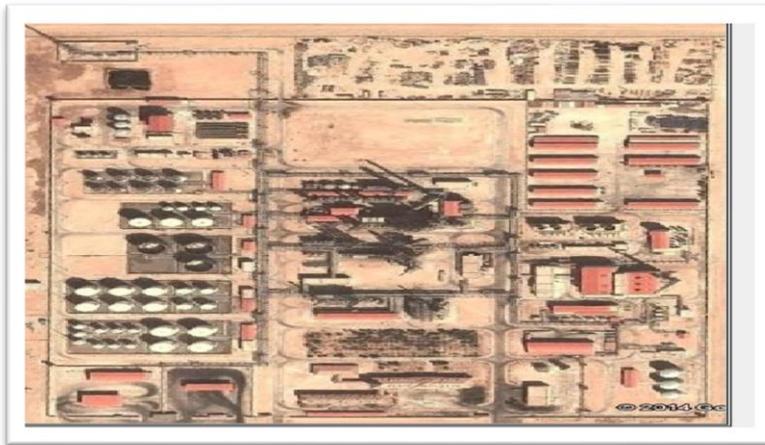


Figure II. 13. Image par Google earth de la Raffinerie

II 6.3. Identification des installations de la Raffinerie SBAA ADRAR

Le projet de raffinerie SBAA d'Adrar, construit en 2006, se compose de 6 aires spécialisées comportant les installations suivantes :

- Unité process
- Unité de stockage des produits finis
- Unité des utilities et auxiliaires
- Routes intérieures
- Administration

- Base de vie Des bâtiments constitués de
- Un bâtiment technique et laboratoire
- Une station électrique principale
- Des soustractions électriques
- Un atelier de maintenance
- Huit blocks d'approvisionnements
- Un bâtiment administratif
- Station de brigade anti-incendie
- Rampes de chargement

La capacité nominale de traitement est : **(600 000)T/an**, soit: **12500b/h** ou bien **1800T/j**environ de pétrole brut provenant des gisements situés dans la cuvette de SBAA, Hassi Lato, Dechiera, OTRA. Cette raffinerie est située à SBAA dans la wilaya d'Adrar. La superficie de la raffinerie est de 37 hectares (soit un rectangle d'une longueur de 740m et une largeur de 500m). [10]

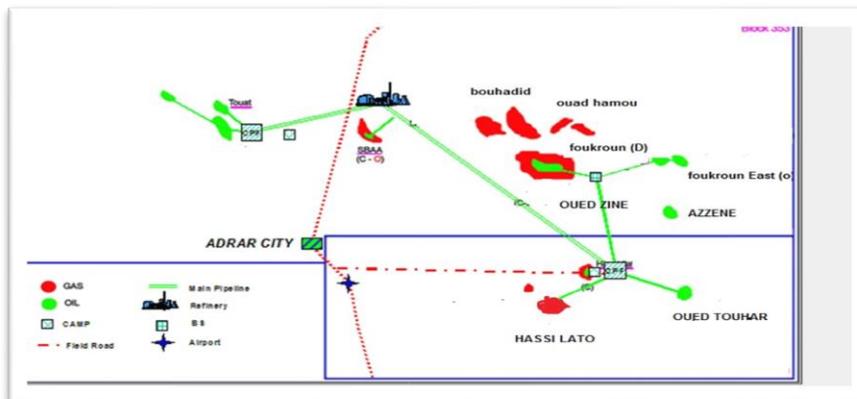


Figure II. 14. Sources pétrolières de la Raffinerie

II 6.4. Les unités de production

Ces unités sont réparties comme suit:

- Unités des utilités avec ses auxiliaires
- Une unité de distillation atmosphérique de brute CDU201

- Une unité de reformage catalytique de naphta CRU202
- Une unité de craquage catalytique de résidu atmosphérique (RFCC203)
- Des bacs de stockage de produit pétroliersU300 [10]

II 6.4.1. Les utilités sont composées des unités suivantes

- Unité de traitement des eaux
- Unité de production de vapeur
- Unité de production d'énergie électrique
- Unité de distribution d'énergie électrique
- Unité de production d'air comprimé
- Unité d'exploitation d'eau de refroidissement et eau usée [10]

II 6.4.2. Unité de traitement des eaux

L'eau brute venant des trois puits situés à l'extérieur de la raffinerie alimente trois bacs de stockage.

Deux bacs avec une capacité de 3000 m³ chacun sont réservés pour le réseau incendie et un bac d'une capacité de 2000 m³ destiné vers les unités de procès, la base de vie et l'alimentation de la chaudière. [10]



Figure II.15. bac d'alimentation d'eau



Figure II.16. Filtration par osmose inverse

II 6.4.3. Unité de production de vapeur (chaudières)

II 6.4.3. A. Combustible

La chaudière à un seul brûleur mixte a un haut niveau de sécurité d'exploitation (BMS: Burner management system), ce brûleur peut fonctionner avec trois combustibles :

II 6.4.3. B .Gaz naturel

Provenant de gisement de SONATRACH à SBAA (60bars /25bars/5bars) utilisation pour le démarrage.

II 6.4.3. C. Fuel oil

Le résidu de l'unité RFCC plus un appoint de l'unité de distillation avec de la vapeur pulvérisée.

II 6.4.3. D. Fuel gaz

Produit par les unités de production.

Pour la production de la vapeur, la raffinerie de SBAA est dotée de trois chaudières de 35T/h /35bars/ 440°C pour chacune, et un générateur de vapeur 20- 26T/h 35bars/ 440°C au niveau de l'unité RFCC.

En marche normal deux de ces trois chaudières doivent être en service et la troisième en stand by.

Cette vapeur dite vapeur moyenne pression (35bars/440°C) produite par la chaudière et le générateur de vapeur de l'unité RFCC est utilisée pour :

- Alimentation des trios turbogénérateur
- Alimentation des deux turbo ventilateurs de l'unité RFCC
- Alimentation de désurchauffeur de chaudière (afin de diminuer la température et la pression de vapeur)

Un autre réseau appelé réseau de **vapeur basse pression (10bars/260°C)**, c'est le produit de soutirage des deux turboventilateurs plus le désurchauffeur. [10]



Figure II.17.economiseur



Figure II.18.chaudière

II 6.4.4. Distribution d'énergie électrique

La consommation totale en énergie électrique selon le design est de 6800kwh, pour cela ; Trois turbogénérateur d'une puissance de 6000kw/6.3KV pour chacun sont installés, deux en service l'autre en stand by. Deux générateurs turbo diesel d'une capacité de 1100kw pour chacun, sont utilisés comme source de secours en cas d'interruption accidentelle d'énergie électrique.

Une ligne de SONELGAZ d'une puissance de 16MVA /37KV/6.3KV est en réserve pour les cas d'urgence.

En marche normal ; deux générateur en service alimentent la sous-station principale de distribution d'énergie électrique.

La station principale de distribution d'énergie électrique (6.3KV) alimente (12) sous station électrique 6.3kv/0.4kv et 15 départs 6.3kv vers des moteur MT'. [10]



Figure II. 19.générateur turbo diesel



Figure II. 20.turbo générateur



Figure II.21.salle de contrôle réseaux électrique

Départ vers moteur moyenne tension :

- Compressor d'air 3 x 560kw
- Compressor pré-hydrogène 2 x 355kw
- Compressor circulation d'hydrogène 2 x200kw [10]

II 6.4.5. Unité de production d'air comprimé

Les trois compresseurs aspirent l'air de l'atmosphère à une température ambiante avec un débit de 200 Nm³/min.

L'air comprimé par ces compresseurs, va se diviser en trois lignes:

- Production d'azote (pour l'énergétage des ballons)

L'air instrument (pour l'électrovanne et la matérielle instrumentation) Ø L'air service. (Le nettoyage)[10]



Figure II.22. Unité d'air comprimé

II 6.4.6 Unité d'exploitation d'eau de refroidissement

Un appoint en eau traitée de traitement des eaux (osmose inverse) vers les bassins et deux tours d'aéro-réfrigérant: un pour la centrale ; avec un débit de $4000\text{m}^3/\text{h}$ et le deuxième pour les unités. Le traitement des eaux de refroidissement se base sur le maintien de son pH dans les limites de 8.5 et 9.5 par l'acide chlorhydrique, et l'élimination des algues par le chlore. [10]



Figure II. 23. Tour de refroidissement d'eau et d'autres biocides

II 6.4.7. Eaux usées

La capacité de traitement des eaux usées est de $100\text{m}^3/\text{h}$ avec deux systèmes en service (traitement physique et traitement chimique) [10]



Figure II.24. bassin de traitement des eaux

II 6.4.8 Unité de distillation atmosphérique

Cette unité traite 600 000 tonnes /an de brut par la distillation atmosphérique ou les produits lourds extraits du fond de la colonne (sa capacité limite est de 700 000 tonnes/an tandis que sa capacité minimale est de 420 000 tonnes/an). Vu ces spécifications, le brut traité est classé comme étant un brut aromatique à faible teneur en soufre. [10]

Densité :	0.834 g/l
Teneur en NaCl	8 mg/l
Teneur en soufre	0.14 %
Acidité	0.04 mg KOH/g.

Tableau II.2 Principales spécifications du brut traité



Figure II.25. Vue de l'unité de distillation atmosphérique

II 6.4.9. Unité reforming catalytique

L'unité reforming catalytique traite la charge naphta produite par l'unité distillation atmosphérique.

Les produits de l'unité sont essentiellement du carburant sans plomb à haut indice d'octane : NO=96 dénommé couramment : super sans plomb, des L.P.G, du naphta léger (lightnaphta), naphta raffine (refinedoïl) Principales opérations du procès

- Purification de la charge
- Préfractionnement de la charge {[10]}

II 6.4.10. Unité de craquage catalytique

Le craquage catalytique est un craquage dans lequel les grosses molécules se brisent à l'aide d'un catalyseur.

L'unité craquage catalytique est la 3^{ème} unité de production de la raffinerie. Elle traite le résidu atmosphérique, sa capacité est de : 300 000 tonnes par an, elle produit de l'essence, le gasoil léger, les G.P.L (L.P.G), le slurry et les gaz incondensables. [10]



Figure II. 26. Unité reforming catalytique

II 6.4.11. Aperçu sur le procédé

Le procédé craquage catalytique dénommé : RFCC (Résidu fluide catalytique cracking) est composé des sections suivantes :

- Section réactionnelle
- Réacteur : Riser / Désengager/Stripper
- Régénérateur
- 2-Section fractionnement primaires
- Section fractionnement secondaire
- Section d'absorption et de stabilisation
- Absorption/Stripping/ Stabilisation
- 5-section traitement (Raffinage) des produits



Figure II.27. Unité craquage catalytique

II 6.4.12. Carburant sans plomb

II 6.4.12. A. Carburant SUPER (NO = 96) : Le carburant SUPER est directement produit à partir de l'unité : Reforming catalytique.

II 6.4.12. B. Carburant NORMAL (NO = 89 min) :

II 6.4.12. C. L.P.G La section Gaz Plant (fractionnel section) de l'unité : distillation atmosphérique produit le butane et le propane commerciaux.

II 6.4.12. D. Butane Le butane est stocké dans 03 sphères de capacité de : 1000 m³ chacune.

II 6.4.12. E. Propane Le propane est stocké dans 02 sphères de 1000 m³ chacune.

II 6.4.12. F. Fuel Généralement, ce produit est constitué du slurry filtré de l'unité F.C.C et d'une petite quantité de sloops lourds, une certaine quantité de gasoil non conforme peut être ajoutée au mélange. [10]



Figure II.28.Sphères de stockage gaz



Figure II.29.bac de stockage pour produit pétrolier

Quantités (tonnes /An)	Produits
20500	Propane
32500	Butane
10000	Essence super
208300	Essence normale
30000	Kérosène (Jet A1)
238400	Gas oil
13000	Fuel oil

Tableau II .3. Production final de la raffinerie

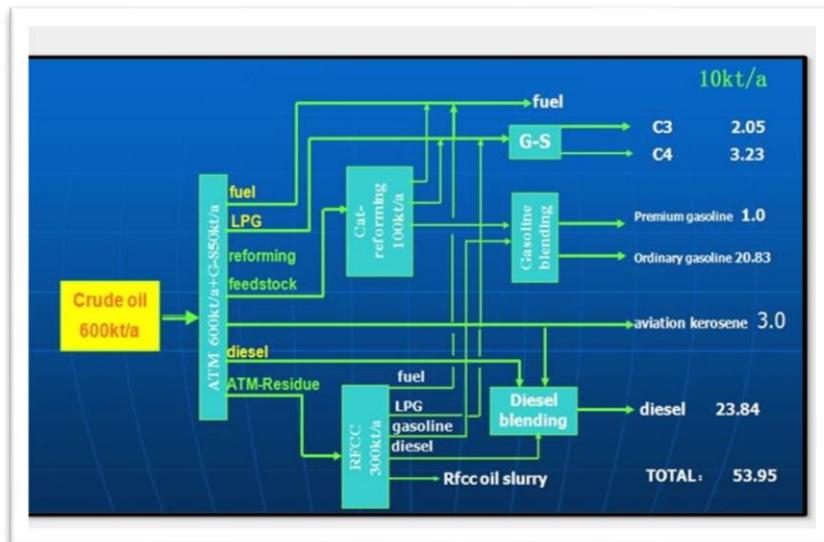


Figure II.30. Schéma de production de la raffinerie

II 7. Instruction échantillonnage de produit

II 7.1. Terminologie des échantillonnages :

- **Echantillonne de haute :**

L'échantillon du haut est prélevé au milieu du tiers supérieur du contenu des réservoirs (fig.1)

- **Echantillon du milieu :**

L'échantillon du haut est prélevé au milieu du contenu du réservoir (fig. 1)

- **Echantillon du bas :**

L'échantillon du haut est prélevé au milieu du tiers inférieur du contenu du réservoir (fig.1)

- **Echantillon de tête :**

L'échantillon de tête est prélevé à 15 cm au-dessous de la surface du contenu du réservoir jusqu' la surface (pour permettre d'analyser le produit en surface.

- **Echantillon du Fond:**

L'échantillon de fond est prélevé dans le produit se trouvant au contact du fond d'un réservoir, ou d'une cuve. L'échantillon de fond est prélevé en vue de la recherche de l'eau, des dépôts, etc. [11]

- **Echantillon de purge :**

Echantillon obtenu au point de purge d'un réservoir ou d'une citerne de Véhicule.

- **Echantillon composite d'un réservoir unique :**

Echantillon obtenu par mélange des échantillons haut, milieu et bas. Pour un bac vertical de diamètre constant, le mélange est formé de quantités égales des trois échantillons.

- **Echantillon de ligne :**

Echantillon obtenu au point d'échantillonnage d'une ligne, et prélevé pendant que le produit circule dans cette ligne [11]

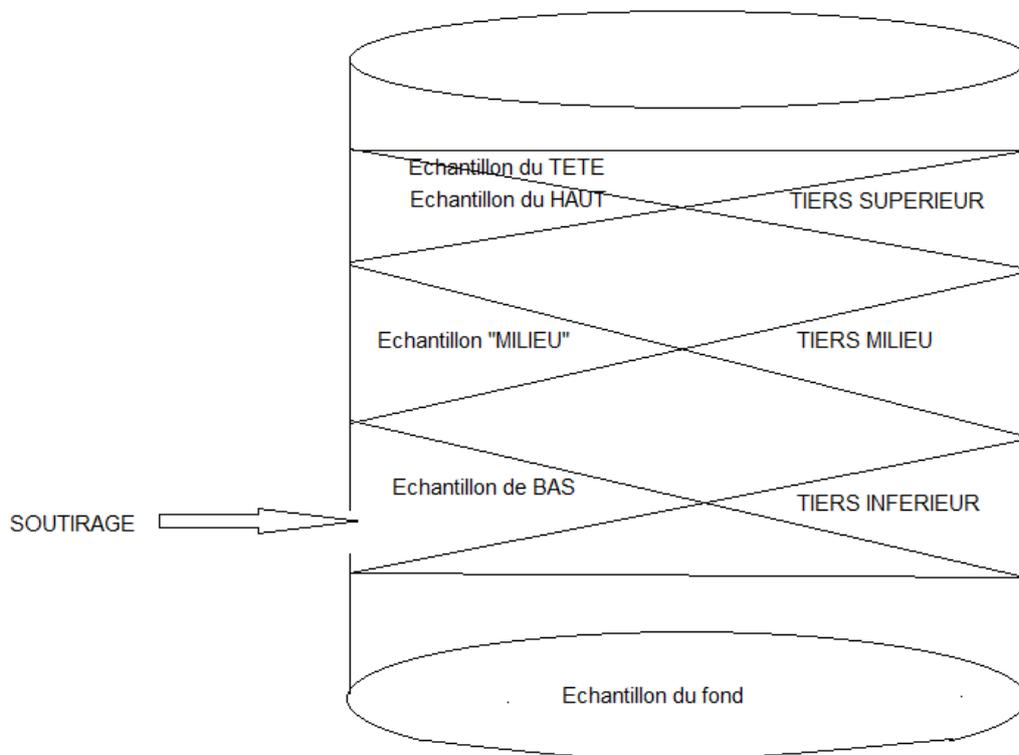


Figure II.31 : Niveau d'Echantillonnage

II 7.2. Echantillonnages de produits

Le prélèvement d'échantillons aux fins d'analyses sera effectué au niveau des réservoirs ou se fait la reconnaissance des quantités. L'échantillon se fera conformément à la norme AFNOR M07-001 / NA 1444 équivalent à la norme ISO 3170 Produits pétroliers échantillonnage manuel). Le nombre d'échantillon à prélever est défini par la convention commerciale NAFTEC SPA et NAFTAL SPA, en son article 10:

- Un (01) échantillon pour analyse par le producteur.
- Un (02) échantillon pour analyse par NAFTAL
- Deux (02) échantillons témoins, l'un pour le producteur l'autre pour NAFTAL. L'échantillon se fera en présence des représentants de NAFTAL. Les échantillons prélevés seront étiquetés de façon à permettre l'identification précise des cargaisons d'où ils ont été prélevés. [11]

II 7.3. Procédure de prise d'échantillonnage :

Pour prélever les échantillons, il faut utiliser une bouteille en bronze ou en cuivre de un à deux litres d'environ, Plonger la bouteille jusqu'au niveau calculé jusqu'à remplir la bouteille, et le verser dans le bidon d'échantillonnage. Pour prendre les échantillons on doit nécessairement :

- Jauger la hauteur du produit dans le réservoir Partager la hauteur en trois (03) parties égales (haut, moyen et bas)
- Prendre l'échantillon au milieu de chaque partie.
- Remplir les bidons à 80% de leur capacité.
- Fermer hermétiquement et poser une étiquette (voir étiquetage des bidons

D'échantillonnage).

.Envoyer les échantillons pour analyse dans les meilleures conditions d'emballage. [11]

II 7.4. Temps de décantation :

Pour procéder aux différentes purges, il faut respecter les temps de décantation détaillé dans le tableau ci-

Capacité Stockage Produit	BAC	CUVE	CAMION	WAGON
		HORIZONTAL E	CITERNE	CITERNE
Essence Sans Plomb	<i>01 h/mètre de hauteur de produit (Un minimum de 8h est suffisant si la hauteur de produit dépasse 8m)</i>		10 minutes au minimum	10 minutes au minimum
Gasoil	<i>01 h/mètre de hauteur de produit (Un minimum de 8h est suffisant si la hauteur de produit dépasse 8m)</i>	03 h/ mètre Au minimum	10 minutes au minimum	10 minutes au minimum

Tableau II.4. temps de décantation par rapporte le type de réservoir

II 7.5. Purge des capacités de stockage

L'opération de purge est effectuée dans le but d'éliminer l'eau décantée et les sédiments rassemblés aux points bas.

La purge d'un réservoir ou d'un circuit consiste : Pour le cas du Gas oil : à évacuer l'eau en fonction de la hauteur indiquée par la pâte détectrice d'eau sur la carotte de la sonde de jaugeage et répéter l'opération de purge et de vérification de présence d'eau par cette pâte jusqu'à élimination de l'eau.[11]

II 7.6. Mode opératoire : Purge

II 7.6. A. Essences Sans Plomb

- Purger à partir du point bas de la capacité de stockage et/ou camion et wagonCiterne

- Ouvrir franchement la vanne de purge et laisser couler l'équivalent d'un Décalitre
- Prendre un premier échantillon à l'aide de l'éprouvette en verre clair propre
- Fermer la vanne de purge ou arrêter d'aspirer par pompe Japy
- Procéder au test visuel (instruction d'exploitation carburante terre)
- S'il y'a présence d'eau ou de sédiments, refaites l'opération jusqu'à
- élimination de toute l'eau décantée et tous les sédiments.
- Porter les résultats sur la liste mouvement produit. [11]

II 7.6. B .Gas oil

- Détecter la quantité d'eau à purger en utilisant la jauge et la pâte détectrice d'eau
- Ouvrir la vanne de purge de 1 à 3 tours de vis
- Laisser l'eau sortir jusqu'à l'apparition du produit puis fermer la vanne.
- Procéder à un contrôle visuel de présence d'eau (8 5. IT BC CBR PE 01 X1)
- Vérifier aussi la présence d'eau en fonction des phases d'exploitation, à l'aide de la pâte détectrice d'eau. [11]

Très important :

Refaire l'opération de purge jusqu'à élimination totale d'eau et / ou de sédiments Conserver pour les produits Carburants, un échantillon témoin sera conservé pour les capacités fixes pendant 10 jours.

En cas de doute quelconque, informer le Chef de centre immédiatement .

II 7.7. Echantillonnage :

II 7.7.1. Echantillon du haut, du milieu et du bas: (Cas d'un Bac)

- Descendre la Bouteille de prise d'échantillon (Conforme à la norme ASTM 4057) bouchée au niveau voulu, à savoir ;
 - Echantillon du haut: milieu du tiers supérieur du contenu du réservoir

- Echantillon du milieu: milieu du contenu du réservoir
 - Echantillon du bas: milieu du tiers inférieur du contenu du réservoir
- Enlever le bouchon par une secousse brusque de la chaîne.
 - Laisser l'éprouvette se remplir complètement, ce que l'on constate lorsqu'il ne se.
 - dégage plus de bulles d'air à la surface.
 - Remonter la Bouteille
 - Remplir le bidon à échantillon et boucher immédiatement. [11]

II 7.7.2. Echantillon du Fond:

Pour des impératifs d'exploitation, cet échantillon est extrait du point bases réservoirs. [11]

II 7. 7.2.1 Cas d'une cuve:

- Manœuvrer énergiquement la pompe japy fixée à la tuyauterie allant du toit de la cuve à son fond.
- Laisser couler l'équivalent de deux fois le volume de la tuyauterie ou d'un Décalitre.
- Prendre ensuite un échantillon à l'aide de l'éprouvette en verre clair propre.
- Arrêter de manœuvrer la pompe Japy. [11]

II 7.7.2.2 Cas d'une citerne (camion· wagon)

- Ouvrir la vanne du compartiment ou le robinet de la citerne.
- Laisser couler l'équivalent une fois le volume de la tuyauterie ou d'un décalitre.
- Prélever un échantillon d'1 litre côté sortie de la citerne.

II 7.7.2.3 Cas d'un navire caboteur

- Le représentant de Naftal procède à la prise d'un échantillon tank par tank aux fins d'analyse conformément au plan de contrôle ERQ PE 22 au niveau d'un laboratoire Naftal.

- Après confirmation des résultats des analyses en délivrant un bulletin portant la mention « produit conforme » par le laboratoire Naftal, le représentant de Naftal informe le Directeur du district des résultats du jaugeage et des analyses et libère le produit conformément à l'instruction libération produit IT BC CBRT PE 01 [11]

II 7.7.3. Echantillon de linge:

- Ouvrir la vanne ou le robinet du piquage (de la tuyauterie)
- Laisser couler l'équivalent de deux fois le volume de la tuyauterie ou d'un décalitre.
- Prendre ensuite un échantillon à l'aide du bocal en verre clair propre.[11]

Important:

Dans toute la mesure du possible, les échantillons d'essences seront prélevés durant les heures les plus fraîches de la journée afin de limiter les pertes en constituants volatils.

II 7.7.4. Etiquage du récipient d'échantillon

Renseignement à porter sur étiquette bidon d'échantillon. L'étiquetage sera, de préférence, fait à l'aide d'étiquettes adhésives, utiliser un marquage indélébile et comporter les indications suivantes:

- Lieu de prélèvement
- Date
- Initiales et marque de l'opérateur
- Qualité du produit
- N° de réservoir/ nom du bateau/ type d'emballage
- Type d'échantillon
- Appareil d'échantillonnage utilisé

De plus, il est recommandé de consigner les détails de l'opération dans un registre particulier.
[11]

II 7.8. Récipients :

- Les éprouvettes utilisées, pour le test visuel, doivent être en verre transparent et propre de 500 ml ou 1000 ml.

- Les Bidons utilisés, pour les échantillons carburants Terre (Gasoil, essence Normale et super et essence sans plomb) pour analyse ou la conservation d'échantillons témoins au niveau du CDS, doivent être en métal, solide, étanche et fermés hermétiquement par des capsules vissées. Les joints des capsules vissées seront métalliques, en polyéthylène ou en liège.
- Capacité minimum du bidon : 1 litre.
- Les sceaux (décalitres) utilisés pour la collecte des purges doivent être en acier inoxydable, munis d'un câble avec pince de mise à la terre [11]

II 8. Présentation de la norme et standard algérienne utilisé :

A. Détermination en laboratoire de la masse volumique Méthode à l'aéromètre Selon NF EN 3675 :1998 / ASTM D 1298

II 8.1. Principe :

L'échantillon est amené à une température prescrite, et une prise d'essai est introduite dans une éprouvette amenée à approximativement la même température. L'aéromètre approprié, dont la température a aussi été régulée, est introduit dans la prise d'essai et laissé au repos. Lorsque l'équilibre de température est atteint, on relève la valeur sur l'échelle de l'aéromètre, la température de la prise d'essai est notée, et la lecture de l'aéromètre est convertie à 15°C en utilisant les tables de mesures normalisées. Si nécessaire, l'éprouvette et son contenu sont placés dans un bain à température constante pour éviter une variation trop grande en cours de l'essai. [12]

II 8.2. Appareillage :

- Eprouvette : avec un diamètre intérieur au moins supérieur de 25mm au diamètre extérieur de l'aéromètre et une hauteur telle que l'aéromètre puisse flotter dans l'échantillon.
- Aéromètre
- Bain à température constante
- Thermomètre (IP39C / IP64C / ASTM 12C)
- Barre d'agitateur [12]

II 8.3. Mode Opérateur :

IV.1 Introduire une prise d'essai à la température d'essai dans une éprouvette propre, lorsque celle-ci atteint la température désirée en prenant soin de ne pas faire d'éclaboussures, d'éviter la formation de bulles d'air et de réduire au maximum l'évaporation des constituants de point d'ébullition faible qui sont volatils.

IV.2 Éliminer toutes les bulles d'air qui se sont rassemblées à la surface de l'échantillon, en les touchant avec un morceau de papier filtre propre.

IV.3 Placer l'éprouvette contenant la prise d'essai 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. Lorsque les essais sont réalisés à des températures différentes de plus de 2 °C de la température ambiante, un bain à température constante doit être utilisé pour éviter toutes les variations excessives de température.

IV.4 Agiter la prise d'essai avec le thermomètre, ou, si l'on utilise un thermomètre à résistance, avec une tige d'agitateur, en utilisant une combinaison de mouvements verticaux et de rotation, pour assurer une température et une masse volumique uniforme dans toute l'éprouvette. Noter la température à 0,1 °C près. Retirer le thermomètre de l'éprouvette, ainsi que la tige d'agitateur si elle s'y trouve.

IV.5 Introduire l'aréomètre approprié dans le liquide, et le laisser remonter lorsqu'il se trouve en position d'équilibre, en évitant de mouiller la tige qui se trouve au-dessus du niveau auquel il flotte librement. Observer la forme du ménisque lorsque l'aréomètre se trouve poussé 1 mm à 2 mm sous le point d'équilibre, et lorsqu'il est laissé pour retour à l'équilibre. Si la forme du ménisque change, nettoyer la tige de l'aréomètre. Répéter ce mode opératoire jusqu'à ce que la forme du ménisque reste constante.

IV.6 Pour les liquides opaques et visqueux, laisser l'aréomètre se déposer lentement dans le liquide.

IV.7 Pour les liquides transparents de faible viscosité, enfoncez l'aréomètre d'environ deux échelons dans le liquide et le laissez remonter. La partie émergente de la tige de l'aréomètre doit rester sèche, car un reste de liquide sur la tige pourrait affecter le résultat obtenu.

IV.8 Donner à l'aréomètre un léger mouvement de rotation lorsqu'on le lâche afin d'éviter qu'il s'approche trop près de la paroi interne de l'éprouvette. Attendre suffisamment longtemps pour

que l'aréomètre soit complètement au repos et pour que toutes les bulles d'air arrivent à la surface (voir 4.2). Enlever toute bulle d'air de l'aréomètre avant d'effectuer une lecture.

IV.9 Lorsqu'on utilise une éprouvette en matière plastique, éliminer toute charge électrostatique en essuyant l'éprouvette avec un linge humide.

NOTE :

Des charges électrostatiques prennent souvent naissance lorsqu'on utilise de telles éprouvettes, et peuvent empêcher l'aréomètre de flotter librement.

IV.10 Lorsque l'aréomètre est au repos et flotte librement, loin de la paroi de l'éprouvette, lire la valeur sur l'échelle de l'aréomètre au cinquième d'unité près.

IV.11 Pour les liquides transparents, noter la valeur obtenue sur l'aréomètre au point de l'échelle où la surface du liquide coupe l'échelle; déterminer ce point en se plaçant légèrement au-dessous du niveau du liquide et en remontant lentement jusqu'à la surface, vue d'abord sous la forme d'une ellipse déformée, puis qui apparaît sous la forme d'une ligne droite coupant l'échelle de l'aréomètre.

IV.12 Pour les liquides opaques, noter la valeur obtenue sur l'aréomètre au point de l'échelle où l'échantillon apparaît; déterminer ce point en se plaçant au-dessus de la surface plane du liquide.

NOTE :

Lorsque l'essai est effectué sur des liquides complètement opaques en utilisant des éprouvettes en métal, une lecture précise peut seulement être assurée si le niveau de l'échantillon se trouve à moins de 5 mm du haut de l'éprouvette.

IV.13 Immédiatement après avoir relevé la lecture sur l'aréomètre, retirer l'aréomètre du bain avec précaution, et mélanger l'échantillon verticalement à l'aide du thermomètre. Noter la température de la prise d'essai à 0,1 °C près.

Si cette température diffère du relevé de température effectué au début de l'essai de plus de 0,5 °C, recommencer les observations de l'aréomètre, puis les lectures sur le thermomètre jusqu'à ce que la température devienne stable à $\pm 0,5$ °C. Si l'on ne peut pas obtenir de température stable, placer l'aréomètre et son contenu dans un bain à température constante et répéter le mode opératoire à partir de 4.3.

IV.14 Si la température d'essai est supérieure à 38 °C, laisser tous les aréomètres, du type grenaille de plomb en cire, s'égoutter et refroidir en position verticale. [12]

B. Méthode d'essai standard pour la densité, la densité relative ou la gravité API du pétrole brut et du pétrole liquide produits par méthode hydrométrique

II 8.4. Champ d'application

II 8.4.1. Cette méthode d'essai couvre la détermination en laboratoire à l'aide d'un hydromètre en verre en conjonction avec une série des calculs, de la densité, de la densité relative ou de la densité API du pétrole brut, des produits pétroliers ou des mélanges de produits pétroliers et non pétroliers normalement manipulés sous forme liquide, et ayant une pression de vapeur Reid de 101,325 kPa (14,696 psi) ou moins. Les valeurs sont déterminées aux températures existantes et corrigées à 15 °C ou 60 °F au moyen d'une série de calculs et de tables de normes internationales.

II 8.4.2 Les premières lectures d'hydromètre obtenues sont des lectures d'hydromètre non corrigées et non des mesures de densité. Les lectures sont mesurées sur un hydromètre à la température de référence ou à une autre température convenable, et les lectures sont corrigées de l'effet de ménisque, de l'effet de dilatation thermique du verre, des effets de température d'étalonnage alternatifs et de la température de référence au moyen des tables de mesure du pétrole ; les valeurs obtenues à une température autre que la température de référence étant des relevés d'hydromètre et non des mesures de densité.

II 8.4.3. Les lectures déterminées en tant que masse volumique, densité relative ou gravité API peuvent être converties en valeurs équivalentes dans les autres unités ou en températures de référence alternatives au moyen de procédures d'inter conversion (API MPMS chapitre 11.5) ou d'un complément au D1250 Guide for Petroleum Measurement Tables (API MPMS chapitre 11.1), ou les deux, ou des tableaux selon le cas.

II 8.4.4. Les lectures initiales de l'hydromètre déterminées en laboratoire doivent être enregistrées avant d'effectuer tout calcul. Les calculs requis à l'article 10 doivent être appliqués à la lecture initiale de l'hydromètre avec les observations et les résultats rapportés conformément à l'article 11 avant d'être utilisés dans une procédure de calcul ultérieure (calcul du ticket, calcul du facteur de compteur ou détermination du volume de l'étalon de base).

II 8.4.5 L'annexe A1 contient une procédure de vérification ou de certification de l'équipement pour cette méthode d'essai.

II 8.4.6 Les valeurs indiquées en unités SI doivent être considérées comme standard. Les valeurs indiquées entre parenthèses sont fournies à titre indicatif.

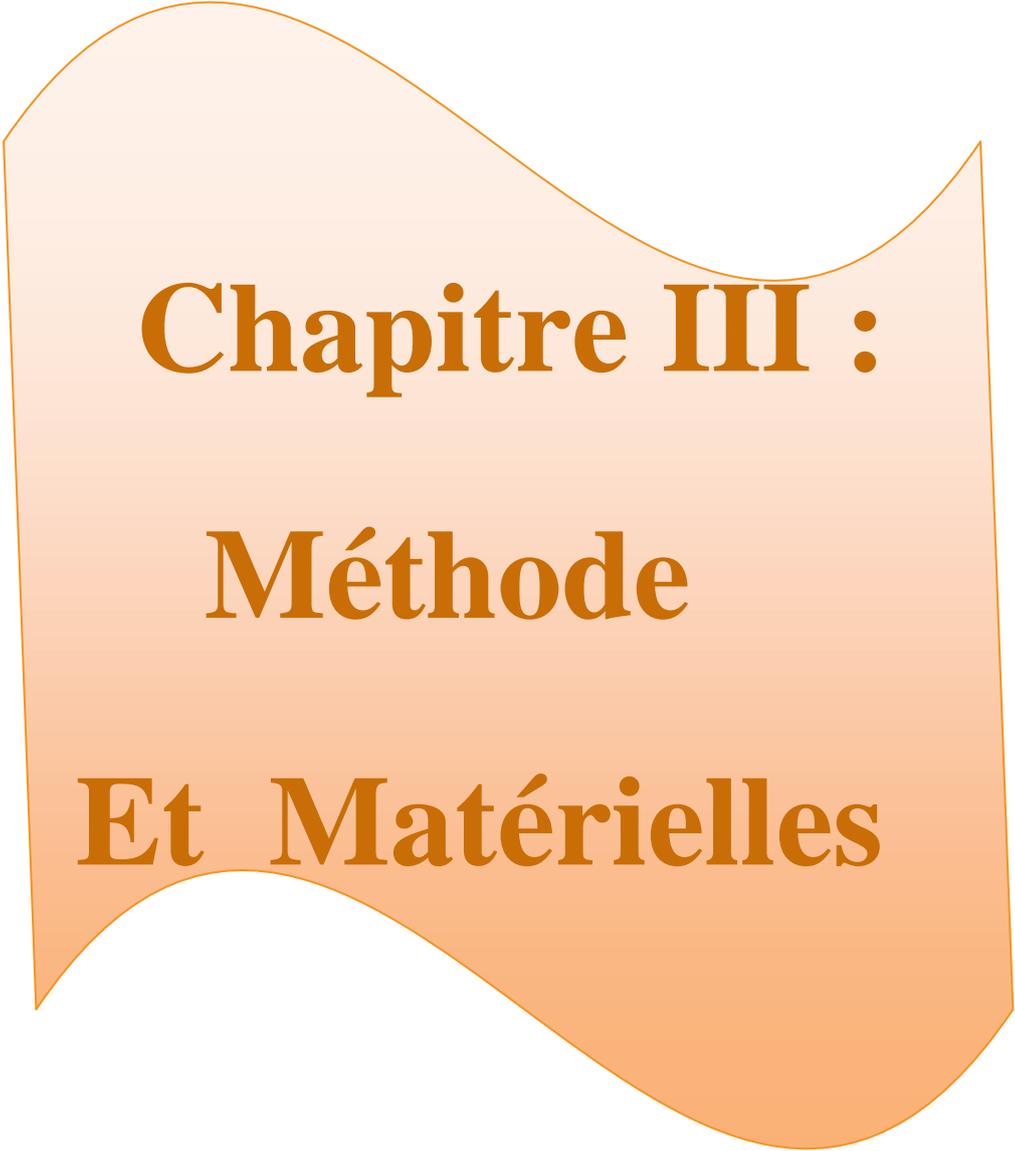
II 8.4.7 Cette norme ne prétend pas répondre à tous les problèmes de sécurité, le cas échéant, associés à son utilisation. Il est de responsabilité de l'utilisateur de cette norme d'établir des pratiques de sécurité et de santé appropriées et de déterminer l'applicabilité des limitations réglementaires avant utilisation.[13]

II 9. Conclusion

Après l'étape de raffinage, nous obtiendrons de nombreux dérivés du pétrole, ces dérivés sont utilisés après avoir subi de nombreuses analyses. Après obtention des résultats du laboratoire, il est possible de transférer, commercialiser et utiliser ces matériels afin qu'ils soient soumis aux normes algériennes et internationales.

Ces matériaux sont distribués aux dépôts pétroliers dans tout le pays, de sorte que ces derniers les distribuent à toutes les stations-service.

Naftal est le sponsor pour la distribution et la commercialisation de ces produits pétroliers dans tout le pays.



Chapitre III :
Méthode
Et Matérielles

III 1. Introduction:

Naftal C'est une entreprise publique algérienne affiliée au groupe Sonatrach à hauteur de 100% Son domaine d'activité est le transport, la production et la distribution de tous types de carburants. Son rôle principal est la distribution et la commercialisation des produits pétroliers au niveau du sol national. Elle intervient dans les domaines suivants : _ Remplissage du GPL _ Distribution, stockage et commercialisation des carburants, gaz et pétrole liquéfié GPL _ Transport des matériaux pétrolières. Dit les laboratoires de la société NAFTAL analyses nécessaires pour les matériaux pétroliers (essence et diesel) et s'assurent soumis aux normes internationales, selon les instructions et standards.

III 2. LA SOCIETE NAFTAL

III 2.1. Histoire

Historique de l'entreprise Naftal Issue de SONATRACH, l'entreprise ERDP

(Entreprise de Raffinage et de Distribution des produits Pétroliers) Par transfert du monopole et de biens et personnels détenus ou gérés par Sonatrach, le 6 avril 1981 par décret N° 80/101, il est créé une entreprise nationale dénommée Entreprise nationale de raffinage et de distribution de produits pétroliers (ERDP), entreprise socialiste à caractère économique. Entrée en activité le 1er janvier 1982, elle est chargée de l'industrie du raffinage des hydrocarbures liquides et de la distribution des produits raffinés sur le marché algérien. Le 5 février 1983, par décret n°83-112, il est procédé à la modification de la dénomination de l'entreprise nationale de raffinage et de distribution de produits pétroliers d'ERDP en Naftal. Le 25 août 1987, par la promulgation du décret n°87-190 portant création, par transfert de l'activité raffinage de Naftal, de l'entreprise nationale de raffinage des produits pétroliers sous le sigle Naftec. Naftal est désormais chargée de la commercialisation et de la distribution des produits pétroliers et dérivés.

Le 18 avril 1998, elle change de statut avec la transformation de Naftal en société par actions au capital social de 6 650 000 000 DA, filiale à 100 % du holding Sonatrach valorisation des hydrocarbures (SVH). Le 29 juillet 2002, augmentation du capital social de 6,65 milliards de DA à 15,65 milliards de DA.

En 2007, Mohamed Meziane, alors P-DG de Sonatrach, nomme Saïd Akretche à la tête de Naftal, En 2014, Naftal ouvre sa première station du gaz naturel comprimé carburant,

En 2015, Hocine Rizou est nommé PDG à la place de Saïd Akretche.

En mai 2017, Hocine Rizou, le PDG de la société est impliqué dans un scandale autour de l'existence d'une "sex-tape" l'impliquant, Des employés manifestent alors pour demander sa démission. Le 31 mai, Hocine Rizou est démis de ses fonctions de président directeur général de la société. Mais il clame son innocence et attaque pour diffamation.

En octobre 2017, la direction de Naftal annonce avoir limogé Hocine Rizou et elle nomme officiellement à sa place Rachid Nadil qui devient donc le nouveau P-DG, Ce dernier avait déjà été nommé P-DG par interim en mai 2017, Rachid Nadir est limogé en juin 2019 et est remplacé par Belkacem Harchaoui. [14]

III 2.2. Activité

Naftal est spécialisée dans la distribution et la commercialisation des produits pétroliers (carburants, lubrifiants, fluides spéciaux, fioul, bitumes, additifs et carburants spéciaux, etc.) sur le marché algérien. Naftal gère 1 400 stations-services 42 stations d'approvisionnement de gaz de butane et 50 stations de stockage de bouteilles de gaz en 2012. Naftal produit des lubrifiants et des huiles naphthéniques (huiles pour transformateur, huiles de traitement, huiles de base et huiles de pneus). Naftal fabrique ses produits dans des raffineries de Sonatrach.

En 2018, elle a commercialisé un volume total de 16 millions de tonnes de produits pétroliers.

NAFTAL a pour mission principale, la distribution et la commercialisation des produits pétroliers sur le marché national. Elle intervient dans les domaines :

- de l'Enfûtage GPL
- de la Formulation de Bitumes
- de la Distribution, du Stockage et de la Commercialisation des
- Carburants GPL (Gaz du Pétrole Liquéfié), Lubrifiants, Bitumes,
- Pneumatiques, GPL/C (Gaz Pétrole Liquéfié utilisé comme carburant),
- Produits Spéciaux.
- du Transport des Produits Pétroliers.[14]

III 2.3. Infrastructures

III 2.3.1. Infrastructures opérationnelles

- 41 Dépôts carburants terrent
- 42 Centres et mini-centres GPL
- 09 Centres vrac GPL
- 47 Dépôts relais

- 30 Centres et dépôts aviation
- 06 centres marins
- 15 Center betimes
- 24 centres lubrifiants et pneumatiques
- Un réseau de transport pipelines d'une longueur de (2 720 km)
- Un parc roulant de 3 300 unités
- Un réseau de 2 010 stations-service à travers le territoire national.[14]

III 3. NAFTAL center CRB 108G Adrar

III 3.1. Présentation générale de l'établissement

Nom de l'établissement: Centre de stockage et de distribution des produits carburants

108G ADRAR Adresse et siège sociale : ZONE INDUSTRIELLE - TILILANE-ADRAR

TEL: 049 35 41 54. Fax: 049 35 41 54. Email: cds108g@gmail.com

Adresse de l'établissement visé par le Plan : TILILANE –ADRAR

Nom de l'exploitant : NAFTAL.

Activité de l'établissement: stockage, distribution des produits pétroliers (essence,

Gas-oil.) Date de mise en service : 1985.

Superficie : 30 000 m².

Surface bâtie : 2 000 m².

Nature de la construction : Des locaux administratifs, Une zone de stockage carburants, un poste de chargement camions citernes, local de moto pompes, un local de pompes Al, un local de transformateurs, locaux ateliers mécanique et MIF, baie de lavage graissage, sanitaires [14]

III 3.2. Principaux produits dangereux stockes ou mis en ceuvre

Les produits dangereux mis en ceuvre par l'établissement sont pour l'essentiel des liquides inflammables de 2^{eme} et 3^{eme} catégories:

- Gasoil
- Essence sans plomb

- Ces produits présentent:
 - Un caractère inflammable.
 - Danger d'explosion sous certaines conditions.
- Pour son fonctionnement, le centre CDS 108G ADRAR utilise les matières et matériaux suivants :
 - Eau pour le réseau anti-incendie et les besoins sanitaires;
 - Consommable de bureaux:
 - Energie électrique et combustible pour le ravitaillement des moyens d'exploitation
- (électropompes, motopompes, véhicules et camions citernes).
- Produits divers et consommables utilisé dans le locaux mécanique et MIF (huiles et graisses, pièces de rechanges.).

Ces utilités nous renseignent sur les caractéristiques des rejets générés par le Centre. [14]

III 3.3. Points dangereux

Les points dangereux du site (zone à risque d'incendie ou d'explosion) sont:

- Le stockage aérien de cuves et citernes contenant des produits inflammables
- Les lignes et piquages
- Salles de pompes carburant.
- Les aires de circulations des camions
- Postes chargement/déchargement camions [14]

III 3.4. Points névralgiques

- Les bacs de stockage.
- Le transformateur.
- Les cuves ariennes des produits pétroliers.
- Salle de pompes carburantes.[14]

III 3.5. Effectif

Près de 43 personnes réparties comme suivants

- Opérateur mouvement produits. 04 personnes 04 personnes
- Agents de services ADM. 08 personnes.
- Chauffeurs. 04 personnes
- Exploitation et maintenance. 05 personnes
- Sécurité industrielle. 12 personnes
- Sûreté interne. 10 personnes [14]

III 3.6. Horaire de travail

Le personnel Administratif: Du samedi au jeudi de 8H à 15h00 pour les taches ordinaires 24H/24 en trois équipes pour le personnel de sécurité et de gardiennage. En fonction des besoins; le personnel peut être amène a travailler en horaires décalés, voire en fonctionnement continu sur de courtes périodes. Les réceptions et expéditions des produits ne s'effectuent qu'en horaire normal. Hors heures ouvrables, l'accès au site est interdit à toute personne non autorisée. [14]

III 4. Mode opératoire: Densité de l'essence et du gasoil par densimètre:

Utilisez un densimètre comme méthode pour mesurer la densité expérimentale. Un densimètre est un dispositif qui utilise le principe d'Archimède pour mesurer la densité. Ce principe stipule qu'un objet flottant dans un fluide remplace une quantité d'eau égale au poids de l'objet. L'échelle sur le côté de l'hydromètre fournit la gravité spécifique du liquide.

Remplissez un récipient transparent avec de l'essence ou au diesel et avec précaution l'hydromètre à la surface de l'essence. Faire pivoter l'hydromètre pour déloger toutes les bulles d'air et permettre à la position du densimètre sur la surface de l'essence ou du carburant diesel à se stabiliser. Il est nécessaire d'enlever les bulles d'air car ils augmentent la flottabilité du densimètre.

Afficher le densimètre de telle sorte que la surface de l'essence ou le diesel est au niveau des yeux. Enregistrer la valeur associée à la marque au niveau de la surface de l'essence ou le diesel. Vous devrez enregistrer la température de l'essence parce que la gravité spécifique du liquide varie avec la température. Analyse de lecture de gravité spécifique.

L'essence a un poids spécifique entre 0,71 et 0,77 kg / L, en fonction de sa composition exacte. Les composés aromatiques sont moins denses que les composés aliphatiques, de sorte que la gravité spécifique de l'essence peut indiquer la proportion relative de ces composés dans l'essence. La densité du carburant diesel est pas une valeur tout à fait constante et dépend des variations de température de l'air, et donc la température du carburant lui-même. Allant 0,820 à 0,860 kg / L

III 5. Appareillage

Les outils utilisent des photos	
Licence	
Gasoil	
Densimètre (0.700- 0.750)	
Densimètre (0.800 -0.850)	
Densimètre (Anton paar)	

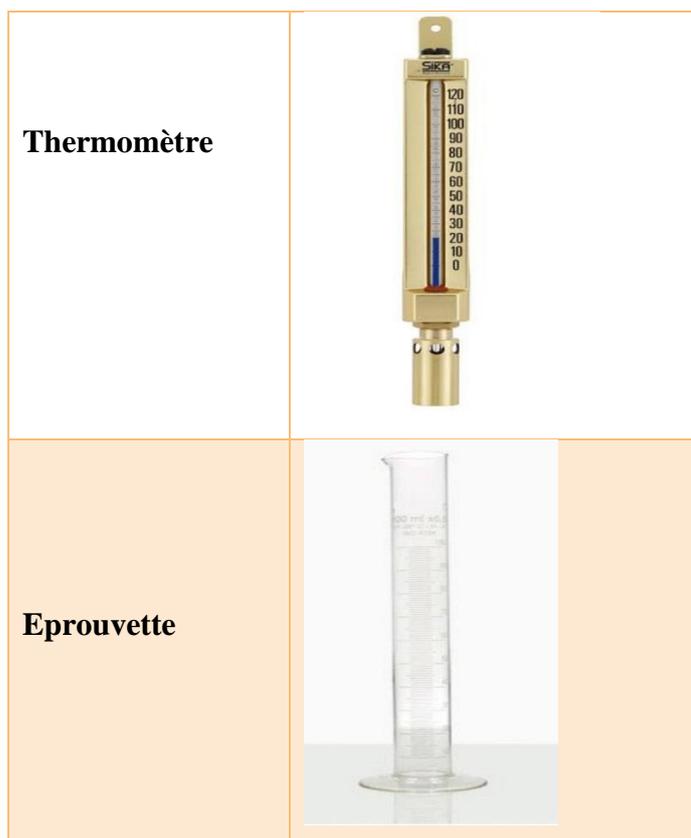


Tableau III.1.apparillages utilisé

III 6. Résulta de stage

Après le stage ont obtenu comme résulta le tableau suivant :

	Heur	Gasoil		Essence	
		densité	température	Densité	Température
05-08-22	12 :30	0.817	29°C	0.735	29°C
05-09-22	10 :40	0.8185	27°C	0.740	27.5°C
05-11-22	12 :05	0.817	30°C	0.756	30°C
05-12-22	13 :30	0.815	30°C	0.730	30°C
05-15-22	12 :30	0.816	30°C	0.731	30°C
05-16-22	13 :10	0.815	32.5°C	0.738	30.5°C
05-17-22	12 :30	0.815	33°C	0.7435	33°C
05-18-22	12 :20	0.811	38°C	0.740	37°C

Tableau III.2. Résultats de stage

En transforme ce tableau à des courbes

A. Cas de gasoil

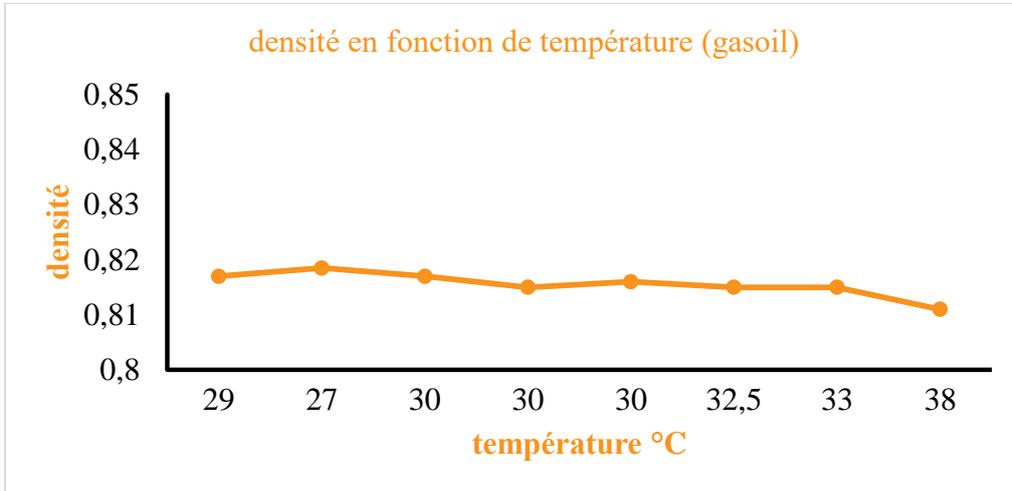


Figure III.1.courbe de changement de densité en fonction de température

B. Cas d'essence

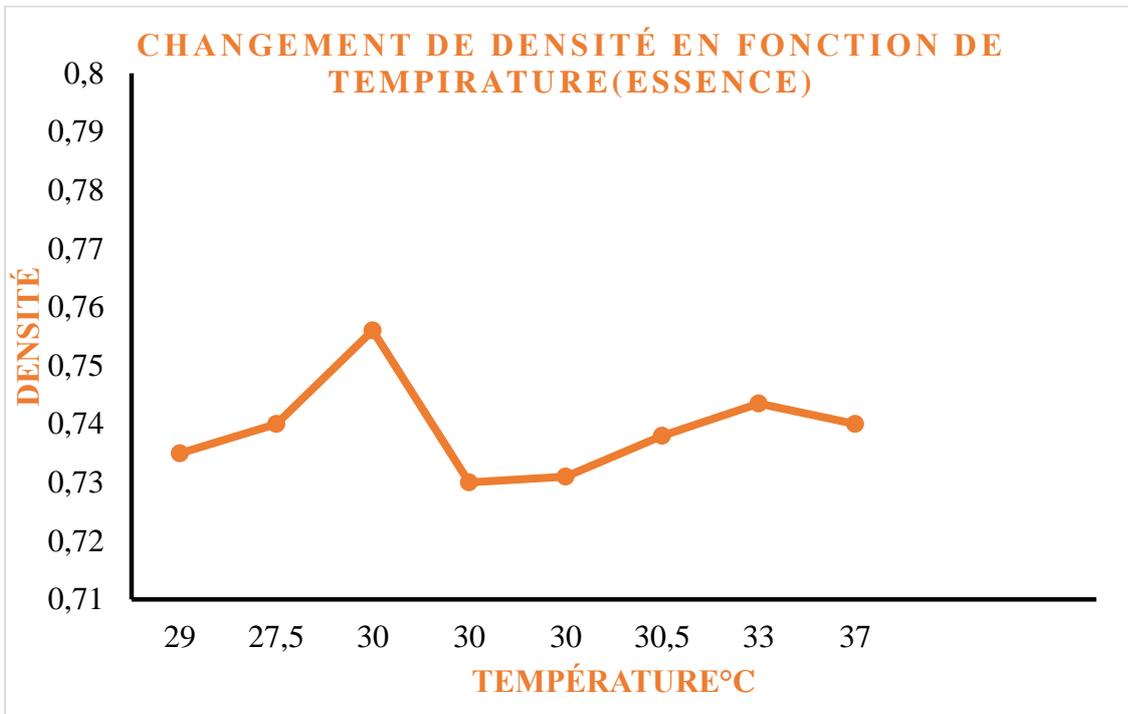


Figure III.2.courbe de changement de densité en fonction de température.

Commentaire sur la courbe :

Après avoir fait les mesures et rempli le tableau, on obtient la courbe ci-dessus. Notez que la densité et la température sont inversement proportionnelles. Lorsque la température augmente, la densité diminue.

III 7. Méthode d'essai standard pour la densité, la densité relative ou la gravité API du pétrole brut et des produits pétroliers liquides par la méthode de l'hydromètre**III 7.1. Procédure:****III 7.1.1 Température de l'essai:**

III 7.1.1.1 Amener l'échantillon à la température d'essai qui doit être telle que l'échantillon est suffisamment fluide, mais pas si élevé pour provoquer la perte de composants légers, ni trop bas pour entraîner l'apparition de solides cireux dans la partie de test. NOTE 2 La densité, la densité relative ou de la gravité API déterminé par le densimètre est le plus précis au niveau ou près de la température de référence. NOTE 3 Le volume et la densité, la densité relative, et les corrections de l'API dans les tables de correction du volume sont basées sur les extensions moyennes d'un certain nombre de matériaux typiques. Étant donné que les mêmes coefficients ont été utilisés dans la compilation de chaque série de tables, des corrections faites sur la même température intervalle de minimiser les erreurs résultant des différences possibles entre le coefficient de la matière à l'essai et les coefficients standards. Cet effet devient plus important que les températures divergentes de la température de référence. NOTE 4 La lecture de l'hydromètre est obtenue à une température appropriées en vue des caractéristiques physico-chimiques du matériau à tester. Cette température est de préférence voisine de la température de référence, ou lorsque la valeur est utilisée en conjonction avec les mesures d'huile en vrac, à moins de 3 ° C de la température de la masse. [13]

III 7.1.1.2. Pour le pétrole brut, amener l'échantillon à proximité de la température de référence ou, si la cire est présente, à 9 ° C au-dessus de son point d'écoulement prévu ou 3 ° C au-dessus de son point de trouble attendu ou WAT, le plus élevé. NOTE 5 Pour le pétrole brut une indication du WAT peut être trouvée en utilisant IP 389, avec la modification de l'utilisation de 50 pi ± 5 pi de l'échantillon. La précision de WAT pour le pétrole brut en utilisant cette technique n'a pas été déterminée. 9,2 Densité de mesure:

III 7.1.2. Amener le cylindre de densimètre et d'un thermomètre à l'intérieur d'environ 5 ° C de la température d'essai. [13]

III 7.1.2.2. Transférer l'échantillon dans le nettoyage, stabilisé en température cylindre densimètre sans éclaboussures, afin d'éviter la formation de bulles d'air, et de minimiser l'évaporation des constituants bouillant plus bas d'échantillons les plus volatils. (Avertissement- Extrêmement inflammable. L'inhalation de vapeurs peut causer des flammèches). [13]

III 7.1.2.3. Transfert des échantillons très volatils par siphonnage ou le déplacement de l'eau. (Avertissement-Ne pas siphonner par la bouche car cela pourrait entraîner l'ingestion de l'échantillon). [13]

III 7.1.2.3.1. Les échantillons contenant de l'alcool ou d'autres matières solubles dans l'eau doivent être placés dans le cylindre par siphonnage. [13]

III 7.1.2.4. Éliminer toutes les bulles d'air formées après leur accumulation à la surface de la prise d'essai en les touchant avec un morceau de papier filtre propre ou tout autre moyen approprié avant d'insérer l'aréomètre. [13]

III 7.1.2.5. Placer l'éprouvette contenant la prise d'essai en position verticale dans un endroit à l'abri des courants d'air et où la température du milieu environnant ne change pas de plus de 2°C pendant la durée de l'essai. Lorsque la température de la prise d'essai diffère de plus de 2 °C de la température ambiante, utiliser un bain à température constante pour maintenir une température constante pendant toute la durée de l'essai. [13]

III 7.1.2.6. Insérer le thermomètre ou le dispositif de mesure de la température approprié et agiter la prise d'essai avec un agitateur, en utilisant une combinaison de mouvements verticaux et de rotation pour assurer une température et une densité uniformes dans tout le cylindre de l'hydromètre. Enregistrez la température de l'échantillon à 0,1 °C près et retirez le thermomètre/dispositif de mesure de la température et l'agitateur du cylindre de l'aréomètre. NOTE 6—Si un thermomètre à liquide dans le verre est utilisé, il est couramment utilisé comme agitateur. [13]

III 7.1.2.7. Abaisser l'hydromètre approprié dans le liquide et le relâcher lorsqu'il est en position d'équilibre, en prenant soin d'éviter de mouiller la tige au-dessus du niveau auquel elle flotte librement. Pour les liquides transparents ou translucides à faible viscosité, observez la forme du ménisque lorsque l'hydromètre est pressé en dessous du point d'équilibre d'environ 1 à 2 mm et laissé revenir à l'équilibre. Si le ménisque change, nettoyez la tige de l'hydromètre et répétez jusqu'à ce que la forme du ménisque reste constante. [13]

III 7.1.2.8. Pour les liquides visqueux opaques, laissé l'hydromètre se déposer lentement dans le liquide. [13]

III 7.1.2.9 .Pour les liquides transparents ou translucides à faible viscosité, enfoncer l'aréomètre d'environ deux divisions d'échelle dans le liquide, puis le relâcher, en donnant une légère rotation à l'aréomètre lors de la libération pour l'aider à le faire flotter librement sur les parois de l'aréomètre cylindre. Assurez-vous que le reste de la tige de l'aréomètre, qui est au-dessus du niveau de liquide, n'est pas mouillé car le liquide sur la tige affecte la lecture obtenue. [13]

III 7.1.2.10. Laisser suffisamment de temps pour que l'hydromètre s'immobilise et pour que toutes les bulles d'air remontent à la surface. Retirez toutes les bulles d'air avant de prendre une mesure. [13]

III 7.1.2.11. Si le cylindre de l'aréomètre est en plastique, dissiper toute charge statique en essuyant l'extérieur avec un chiffon humide. (Des charges statiques s'accumulent souvent sur les cylindres en plastique et peuvent empêcher l'hydromètre de flotter librement.) [13]

III 7.1.2.12. Lorsque l'aréomètre s'est immobilisé flottant librement loin des parois du cylindre, lire l'échelle de l'aréomètre au cinquième ou au dixième le plus proche d'une division à pleine échelle selon le nombre de subdivisions (c'est-à-dire, 5 ou 10, respectivement) qui existent entre une division pleine échelle conformément à 9.2.12.1 ou 9.2.12.2. [13]

III 7.1.2.12.1. Pour les liquides transparents, enregistrer la lecture de l'hydromètre comme étant le point sur l'échelle de l'hydromètre auquel la surface principale du liquide coupe l'échelle en plaçant l'œil légèrement au-dessous du niveau du liquide et en l'élevant lentement jusqu'à la surface, vue en premier sous la forme d'une ellipse déformée, semble devenir une ligne droite coupant l'échelle de l'hydromètre .[13]

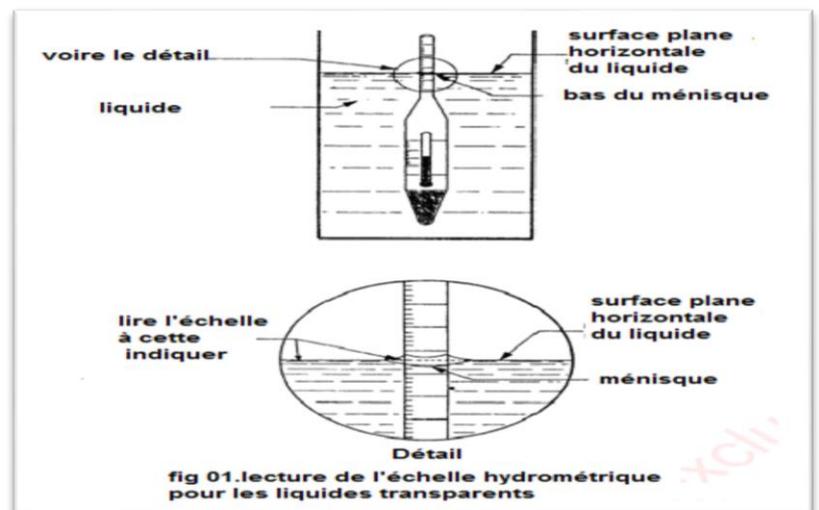


Figure III.3.lecture de l'échelle hydrométrique pour les liquides transparents

III 7.1.2.12.2. Pour les liquides opaques, enregistrer la lecture de l'hydromètre au point sur l'échelle de l'hydromètre auquel l'échantillon s'élève au-dessus de sa surface principale, en observant avec l'œil légèrement au-dessus du plan de la surface du liquide (voir Fig. 2). Cette lecture nécessite une correction du ménisque déterminée par l'une des deux méthodes suivantes :

1) observé la hauteur au-dessus de la surface principale du liquide à laquelle l'échantillon s'élève sur l'échelle de l'aréomètre lorsque l'aréomètre en question est immergé dans un liquide transparent ayant une tension superficielle similaire à celle d'un échantillon testé . Documentez cette valeur comme la correction du ménisque. **REMARQUE 7**—Lors de l'essai de liquides opaques à l'aide d'un cylindre aréomètre en métal, des lectures précises de l'échelle de l'aréomètre ne peuvent être assurées que si la surface du liquide se trouve à moins de 5 mm du haut du cylindre. [13]

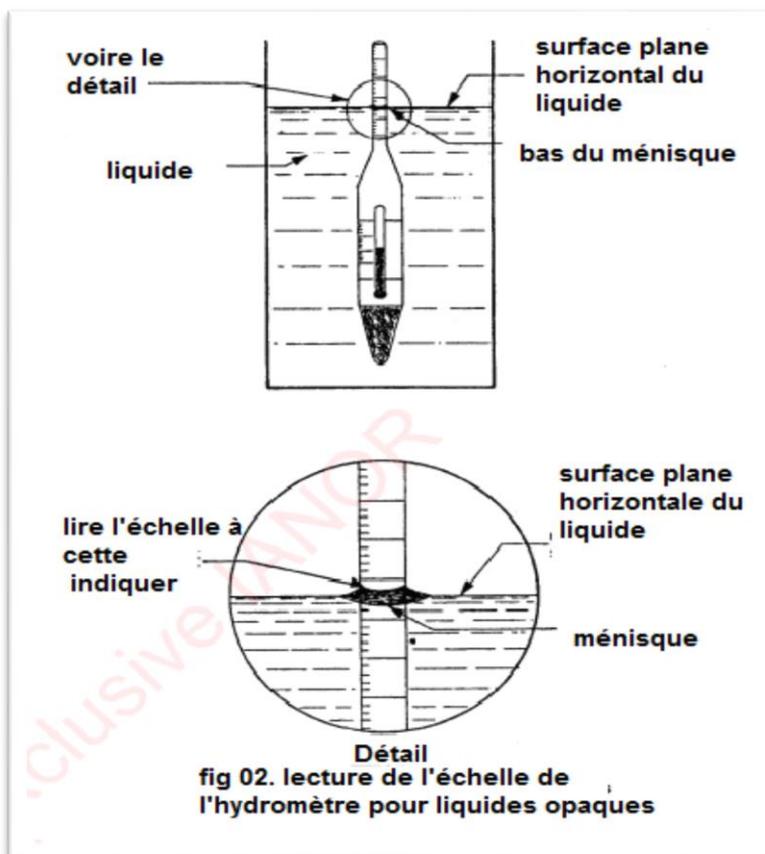


Figure III.4. Lecture de l'échelle de l'hydromètre pour liquides opaques

III 7.1.2.13. Immédiatement après avoir enregistré la lecture de l'échelle de l'hydromètre, retirer délicatement l'hydromètre du liquide, insérer le thermomètre ou le dispositif de mesure de la température et agiter la prise d'essai verticalement avec la tige d'agitation. Enregistrez la température de la prise d'essai au 0,1 °C près. Si cette température diffère de la lecture précédente (9.2.6) de plus de 0,05°C, répéter les observations de l'hydromètre et les observations

du thermomètre jusqu'à ce que la température se stabilise à 0,05°C près. Si une température stable ne peut pas être obtenue, placez le cylindre de l'aréomètre dans un bain à température constante et répétez la procédure à partir de 9.1. [13]

III 7.1.2.14. Si la température d'essai est supérieure à 38 °C, laisser tous les aréomètres de type grenaille de plomb dans la cire se vidanger et refroidir en position verticale. [13]

III 7.2 Calcul :

III 7.2.1. Appliquer toutes les corrections de thermomètre pertinentes à la lecture de température observée en 9.2.6 et 9.2.13 et enregistrer la moyenne de ces deux températures au 0,1 °C près.

III 7.2.1.2. Enregistrez les lectures observées à l'échelle de l'hydromètre au 0,1 kg/m près en densité, 0,0001 g/ml, kg/L ou densité relative, ou 0,1° API pour les liquides transparents. [13]

III 7.2.1.2.1. Pour les échantillons opaques, appliquer la correction de ménisque pertinente donnée dans le tableau 1 ou la déterminer comme indiqué en 9.2.12.2 à la lecture observée de l'aréomètre (9.2.12.2) car les aréomètres sont étalonnés pour être lus à la surface principale du liquide De. [13]

III 7.2.1.3. Appliquez toute correction de l'hydromètre identifiée dans un certificat d'étalonnage à la lecture observée et enregistrez la lecture corrigée de l'échelle de l'hydromètre au 0,1 kg/m de densité le plus proche, 0,0001 g/ml, kg/L ou densité relative, ou 0,1 °API. [13]

III 7.2.1.4. L'application de la correction de dilatation thermique du verre dépend de la version du Guide complémentaire au D1250 pour les tableaux de mesure du pétrole (API MPMS Chapitre 11.1) qui sera utilisée pour calculer la densité de base.

(a) La version 1980 du Guide complémentaire au D1250 pour les tableaux de mesure du pétrole (API MPMS Chapitre 11.1) inclut la correction de la dilatation thermique du verre de l'hydromètre. L'entrée dans le logiciel VCF nécessite la lecture de l'hydromètre observée ou la lecture de l'hydromètre observée, le ménisque corrigé en unités API, R.D. ou kg/m³ à partir de 9.2.12.2, la température observée de l'échantillon et le commutateur de correction thermique en verre de l'hydromètre intégré réglé sur activé (0) ou désactivé (1). Il retournera API ou R.D. @ 60°F ou kg/m³ @ 15°C.

(b) La version 2004 du Guide complémentaire au D1250 pour les tableaux de mesure du pétrole (API MPMS Chapitre 11.1) n'inclut pas la correction de la dilatation thermique du verre de l'aréomètre, de sorte que la correction doit être effectuée avant d'entrer dans le logiciel. Selon

l'utilisation finale spécifique des résultats de calcul, la valeur finale peut être laissée arrondie ou non arrondie. Les étapes suivantes sont nécessaires pour mettre en œuvre 10.4b :

Étape 1. Convertir la lecture corrigée de l'échelle de l'hydromètre en densité en kg/m si nécessaire, en utilisant l'équation 2 ou l'équation 3. Conversion des unités d'échelle Densité de gravité API (kg/m³) = (141,5 * 999.016)/(131.5+°API) (2) Échelle Unités Densité relative Conversion Densité (kg/m) = R.D.*999.016 (3) Ne pas arrondir le résultat.

Étape 2. Calculez le facteur de correction de la dilatation thermique du verre de l'hydromètre à l'aide de l'équation appropriée ci-dessous (t est la température observée). Correction pour une Température de Base (T) de 60°F : $HYC = 1.0 [0.00001278 (t - 60)] - [0.0000000062 (t - 60)^2]$ (4) Correction pour une Température de Base (T) de 15°C : $HYC = 1.0 - [0.000023 (t - 15)] - [0.00000002 (t - 15)^2]$ (5) Correction pour une Température de Base (T) de 20°C : $HYC = 1.0 - [0.000023 (t - 20)] - [0.00000002 (t - 20)^2]$ (6) Ne pas arrondir le résultat.

Étape 3. Multipliez la densité en kg/m' de l'étape 1 par le HYC approprié de l'étape 2 pour obtenir la lecture de la densité de l'hydromètre corrigée de la dilatation thermique du verre. $Kg/m' HYc = kg/m^3 * HYC$ Si la température était en degrés Celsius, passez à l'étape 5. (7)

Étape 4a. Convertissez les densités calculées à l'étape 3 qui ont commencé comme API Gravity ou Relative Density (RD) en RD (Relative Density). REMARQUE 8-Le code source C actuel compilé dll et Excel Add-in a une omission et ne peut pas utiliser un appel kg/m avec degré F. $R.D. = kg/m HY!999.016$ (8)

Étape 4b. Entrez R.D. et degré F dans la section 11.1.6.2 du Guide complémentaire au DI1250-04 pour les tableaux de mesure du pétrole (API MPMS Chapitre 11.1-2004), qui renvoie R.D. @ 60 °F. REMARQUE 9-La pression devra être au manomètre atmosphérique, ou 0 psig car les valeurs du guide complémentaire D1250 pour les tableaux de mesure du pétrole (API MPMS chapitre 11.1) ne sont valables qu'à la pression atmosphérique.

Étape 4c. Convertissez la valeur R.D. calculée à 60 °F en une gravité API calculée à 60 °F à l'aide de l'équation 9, si l'entrée d'origine était en unités API. $API\ Gravit = (141.5/R.D.) - 131.5$ (9)

Étape 5. Entrez la masse volumique calculée à l'étape 3 en kg/m HYC, degré C, température de base (15°C ou 20C) dans la section 11.1.7.2 de l'annexe à D1250-04 Guide for Petroleum Measurement Tables (API MPMS Chapter 11.1-2004), qui renverra une densité calculée en unités kg/m à la température de base sélectionnée. REMARQUE 10-La pression devra être au

manomètre atmosphérique, 0 psig, 101,325 kPa ou 0 bar car les valeurs du guide complémentaire D1250 pour les tableaux de mesure du pétrole (API MPMS chapitre 11.1) ne sont valables qu'à la pression atmosphérique. c. Les futures versions du code Adjunct to D1250 Guide for Petroleum Measurement Tables (API MPMS Chapter 11.1) seront corrigées afin qu'elles puissent accepter n'importe quelle combinaison d'unités d'entrée et renvoyer n'importe quelle combinaison d'unités de sortie. Lorsqu'il est disponible, le code Adjunct to D1250 Guide for Petroleum Measurement Tables (API MPMS Chapter 11.1) est accessible directement à partir de l'étape 3 et renvoie l'API à 60 °F, R.D. à 60 °F et kg/m³ à n'importe quel niveau sélectionné. Température de base. [13]

III 7.2.1.5. Si l'hydromètre a été étalonné à une température autre que la température de référence, utilisez l'équation ci-dessous pour corriger la lecture de l'échelle de l'hydromètre :

$$P_t = P_r \left[1 - 2.3 \times 10^{-4} (t - r) - 2 \times 10^{-8} (t - r)^2 \right]$$

Où : P_r = lecture de l'aréomètre à la température de référence, r °C, et P_t = lecture de l'aréomètre sur l'échelle de l'aréomètre dont la température de référence est t °C. [13]

III 8. Détermination en laboratoire de la masse volumique Méthode à l'aréomètre:

III 8.1. Appareillage :

- Eprouvette : avec un diamètre intérieur au moins supérieur de 25mm au diamètre extérieur de l'aréomètre et une hauteur telle que l'aréomètre puisse flotter dans l'échantillon.
- Aréomètre
- Bain à température constante
- Thermomètre (IP39C / IP64C / ASTM 12C)
- Barre d'agitateur [12]

III 8.2. Mode Opérateur :

III 8.2.1 Introduire une prise d'essai à la température d'essai dans une éprouvette propre, lorsque celle-ci atteint la température désirée en prenant soin de ne pas faire d'éclaboussures, d'éviter la formation de bulles d'air et de réduire au maximum l'évaporation des constituants de point d'ébullition faible qui sont volatils.[12]

III 8.2.2.Éliminer toutes les bulles d'air qui se sont rassemblées à la surface de l'échantillon, en les touchant avec un morceau de papier filtre propre. [12]

III 8.2.3. Placer l'éprouvette contenant la prise d'essai 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. Lorsque les essais sont réalisés à des températures différentes de plus de 2 °C de la température ambiante, un bain à température constante doit être utilisé pour éviter toutes les variations excessives de température (voir 4.13). [12]

III 8.2.4. Agiter la prise d'essai avec le thermomètre, ou, si l'on utilise un thermomètre à résistance, avec une tige d'agitateur, en utilisant une combinaison de mouvements verticaux et de rotation, pour assurer une température et une masse volumique uniforme dans toute l'éprouvette. Noter la température à 0,1 °C près. Retirer le thermomètre de l'éprouvette, ainsi que la tige d'agitateur si elle s'y trouve. [12]

IV.5 Introduire l'aréomètre approprié dans le liquide, et le laisser remonter lorsqu'il se trouve en position d'équilibre, en évitant de mouiller la tige qui se trouve au-dessus du niveau auquel il flotte librement. Observer la forme du ménisque lorsque l'aréomètre se trouve poussé 1 mm à 2 mm sous le point d'équilibre, et lorsqu'il est laissé pour retour à l'équilibre. Si la forme du ménisque change, nettoyer la tige de l'aréomètre. Répéter ce mode opératoire jusqu'à ce que la forme du ménisque reste constante. [12]

III 8.26. Pour les liquides opaques et visqueux, laisser l'aréomètre se déposer lentement dans le liquide. [12]

III 8.2.7. Pour les liquides transparents de faible viscosité, enfoncer l'aréomètre d'environ deux échelons dans le liquide et le laisser remonter. La partie émergente de la tige de l'aréomètre doit rester sèche, car un reste de liquide sur la tige pourrait affecter le résultat obtenu. [12]

III 8.2.8. Donner à l'aréomètre un léger mouvement de rotation lorsqu'on le lâche afin d'éviter qu'il s'approche trop près de la paroi interne de l'éprouvette. Attendre suffisamment longtemps pour que l'aréomètre soit complètement au repos et pour que toutes les bulles d'air arrivent à la surface (voir 4.2). Enlever toute bulle d'air de l'aréomètre avant d'effectuer une lecture. [12]

III 8.2.9. Lorsqu'on utilise une éprouvette en matière plastique, éliminer toute charge électrostatique en essuyant l'éprouvette avec un linge humide. [12]

NOTE :

Des charges électrostatiques prennent souvent naissance lorsqu'on utilise de telles éprouvettes, et peuvent empêcher l'aréomètre de flotter librement. [12]

III 8.2.10. Lorsque l'aréomètre est au repos et flotte librement, loin de la paroi de l'éprouvette, lire la valeur sur l'échelle de l'aréomètre au cinquième d'unité près. [12]

III 8.2.11. Pour les liquides transparents, noter la valeur obtenue sur l'aréomètre au point de l'échelle où la surface du liquide coupe l'échelle; déterminer ce point en se plaçant légèrement au-dessous du niveau du liquide et en remontant lentement jusqu'à la surface, vue d'abord sous la forme d'une ellipse déformée, puis qui apparaît sous la forme d'une ligne droite coupant l'échelle de l'aréomètre. [12]

III 8.2.12. Pour les liquides opaques, noter la valeur obtenue sur l'aréomètre au point de l'échelle où l'échantillon apparaît; déterminer ce point en se plaçant au-dessus de la surface plane du liquide. [12]

NOTE :

Lorsque l'essai est effectué sur des liquides complètement opaques en utilisant des éprouvettes en métal, une lecture précise peut seulement être assurée si le niveau de l'échantillon se trouve à moins de 5 mm du haut de l'éprouvette. [12]

III 8.2.13. Immédiatement après avoir relevé la lecture sur l'aréomètre, retirer l'aréomètre du bain avec précaution, et mélanger l'échantillon verticalement à l'aide du thermomètre. Noter la température de la prise d'essai à 0,1 °C près. [12]

Si cette température diffère du relevé de température effectué au début de l'essai de plus de 0,5 °C, recommencer les observations de l'aréomètre, puis les lectures sur le thermomètre jusqu'à ce que la température devienne stable à $\pm 0,5$ °C. Si l'on ne peut pas obtenir de température stable, placer l'aréomètre et son contenu dans un bain à température constante et répéter le mode opératoire à partir de 4.3.

III 8.2.14. Si la température d'essai est supérieure à 38 °C, laisser tous les aréomètres, du type grenaille de plomb en cire, s'égoutter et refroidir en position verticale.[12]

III 9. Calcul :

III 9.1. Effectuer toutes les corrections de température nécessaires sur la température observée en 1.13, et noter la température à 0,1 °C près. [12]

III 9.2. Pour les liquides opaques, appliquer la correction de ménisque nécessaire, la lecture de l'aréomètre (voir 1.12), les aréomètres étant étalonnés afin que la lecture s'effectue à la surface du liquide. [12]

NOTE :

La correction pour l'aréomètre utilisé est déterminée en observant la hauteur maximale au-dessus de la surface plane du liquide atteinte par l'huile sur l'échelle de l'aréomètre quand l'aréomètre en question est immergé dans une huile transparente avec une tension superficielle similaire à celle de l'échantillon soumis à l'essai. [12]

III 9.3. Appliquer les corrections de l'aréomètre à la lecture de l'aréomètre, et noter la valeur à 0,1 kg/m³ près (0,000 1 g/ml). [12]

III 9.4. Le mode opératoire courant pour la conversion consiste à utiliser les modes opératoires informatisés des tables de mesure d'après ASTM.IP PETROLEUM MEASUREMENT

La méthode de calcul étant : $D_t = D_{15} - a(t-15)$. [12]

NOTE :

- Pour convertir les masses volumiques en kilogrammes par mètre cube en masses volumiques en grammes par millilitre, divisé par 1000.
- Pour convertir une lecture d'aréomètre d'une unité à une autre, utiliser la table 3 ou la table 51 de l'ISO 91-1:1992.

Si l'aréomètre a été étalonné à une température autre que 15°C, corriger la lecture Conformément à l'annexe A de la norme ISO 3675 :1998. [12]

III 10. Expression des résultats :

Noter le résultat final à 0,1 kg/m³ (0,000 1 g/ml) près à 15°C.[12]

III 11. Conclusion

A travers ce chapitre appliqué, qui comprenait l'incarnation de concepts théoriques. C'est en s'appuyant sur la structure organisationnelle NAFTAL de la société qui est constituée d'une grande importance afin de fournir des dérivés pétroliers soumis aux normes des saisis et internationaux sur tout le territoire à travers le financement du transfert des produits des centres de raffinage et infrastructure de filtrage vers les principaux centres de stockage par pipeline ou par camion.[12]

Conclusion générale

Conclusion générale

Les hydrocarbures occupent la plus grande part des exportations algériennes, ce qui indique que l'économie nationale en dépend fortement. Cela en fait un sujet d'étude important qui doit être abordé avec soin.

La Direction des hydrocarbures fournit de nombreux organismes pour surveiller et gérer le processus d'extraction, de stockage et de transport des hydrocarbures jusqu'à ce qu'ils soient raffinés et exportés.

Les organismes de surveillance opèrent à tous les niveaux (des raffineurs, dépôts de stockage...) et exercent leurs activités périodiquement.

Une erreur entraîne des milliards de dollars de pertes et entraîne de graves dommages économiques. Par conséquent, des lois et des normes nationales et mondiales ont été élaborées qui doivent être suivies afin de prévenir et de réduire les erreurs.

Dans le premier chapitre nous avons donné généralité sur les termes des hydrocarbures ainsi que leurs propriétés chimiques et Physiques, qui comprennent deux facteurs principaux, à savoir la densité et la température des matériaux pétroliers et de ses dérivés, car ils affectent la qualité du produit et le mécanisme de stockage dans divers entrepôts.

En deuxième chapitre nous avons étudié le raffinage en raison de son importance et de sa relation directe avec le sujet de notre étude, suivie par l'étude de la raffinerie de pétrole SBBA ADRAR avec toutes ses unités. En outre, le stockage et les types ont été étudiés.

Après le processus de raffinage, l'étape d'analyse est effectuée au niveau des laboratoires spécialisés. Il y a deux étapes d'analyse qui ont chacune lieu à un niveau d'informateur particulier.

La première phase se déroule au niveau des laboratoires Sonatrach, de sorte que cette société raffiner le pétrole et en extrait ses dérivés (essence, diesel...). Il effectue les analyses nécessaires pour fournir les produits pétroliers dans les normes avec les rapports d'essai (annexe).

Ces matières pétrolières sont distribuées au dépôt carburant de Naftal où le deuxième test à lieu et le produit est confirmé comme étant de haute qualité.

Nous avons pris le dépôt de carburant ADRAR comme modèle d'étude. Le dépôt en feu reçoit de l'essence et du diesel de deux destinations, Al-Ramshi Tlamsan et la raffinerie SBAA en Adrar. Ces incinérateurs sont transportés par des camions citernes et des véhicules de transport et

déchargés dans des réservoirs horizontaux (ségare), mesurant la densité et la température sur une base quotidienne.

Ces tests sont effectués par des méthodes dites d'échantillonnage. Natfal établit des instructions strictes pour prendre l'échantillon d'essai et l'analyser correctement. Ces processus sont soumis à des normes algériennes et internationales afin d'éviter les erreurs. Une erreur pourrait coûter beaucoup d'argent aux entreprises.

La Fondation distribue de l'essence et du diesel aux stations-service pour une utilisation directe. Il y a un soupçon ordinaire qui est négligé entre l'établissement et la station.

Comme recommandation nous attirons l'attention pour que les deux institutions doivent former des ingénieurs compétents pour superviser ce processus important. Sans parler du problème des transferts inhérents à la différence d'unités entre Sonatrach et Natal et la conversion au niveau des rampes de comptage dynamique des produits raffinés.

Les références

- [1]. <https://www.geo.fr/environnement/hydrocarbure-definition-classification-et-utilisation-193625>
- [02]. « Hydrocarbures pétrolier : caractéristiques, devenir et criminalistique environnement », Centre d'expertise en analyse environnementale de Québec, Septembre 2015.
- [3]. Intervenant : K .Ed ROUIBET, Module« stockage des hydrocarbures », INSTITUT ALGERIEN DU PETROLE CORPORATE UNIVERSITY IAP-CU, Ecole de Boumerdés UFR GRP.
- [04].https://www.researchgate.net/figure/Figure-III2-Reservoir-a-toit-flottant-double-pont_fig3_326274639 .
- [5].<https://french.alibaba.com/product-detail/Industrial-Export-New-1000kg-spherical-lpg-1600114896705.html> .
- [06].<https://www.isgroupe.com/fr/actualites/assurer-conformite-integrite-bacs-reservoirs-stockage> .
- [07]. <https://images.app.goo.gl/CFr1woBCfRQFpDvq5> .
- [08]. <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/raffinage-petrolier>
- [09]. M ^{me} HARCHE, cours « introduction au Raffinage et à la pétrochimie », université des sciences et de la technologie Houari Boumediene, faculté de génie mécanique et de génie des procédés, 2017.chapitre
- [10].A. YAHIA, « architecture DCS ABB de Raffinerie d'ADRAR », Master université Mohamed KHIDER BISKRA ,2019.
- [11].L'instruction de travail échantillonnage de produit, Naftal.
- [12]. NF, l'instruction de travail échantillonnage de produit. Détermination en laboratoire de la masse volumique Méthode à l'aréomètre Selon NF EN 367 :1998 / ASTM D 1298
- [13].EN, standard Test Method for Density, Relative Density, Or API Gravity of crude petroleum and liquid petroleum products by hydrometer Method .Manual of petroleum Measurement standards (MPMS), chapter 9.1
- [14]. A.BELBALI, S.DJAAFRI, « Etude Et Analyse Des Propriétés Volumétrique D'hydrocarbures Mesures Par Densimètre .Dépôt carburant NAFTAL 108G ADRAR », Master université Ahmed DRAIA, 2020.



Annexe



كشوف تحليلي
**BULLETIN D' ANALYSE
 ESSENCE SANS PLOMB**

ERQ LB10 07

Provenance: CDS REMCHI 1138
 Echantillon: Bac N° TK 6020
 Lot N° 61/1138/2020
 Source de transfert: ARZEW

Date d'échantillonnage: 17/01/2020
 Date de réception: 17/01/2020
 Date d'analyse: 17/01/2020
 Bulletin_Ess_Sans_PloMB N° 8 / 2020

CARACTERISTIQUES	UNITES	NORMES	LIMITES		RESULTATS
			MIN	MAX	
Aspect	-	Insp visuelle	Clair et limpide		Clair et limpide
Masse volumique à 15 °C	kg /m3	NA 417	725	780	0,7402
Tension Vapeur REID 01/11 au 31/03 Hiver 01/04 au 31/10 été	Kpa	NA 422	-	80	84,2
Gommés Actuelles	mg/100ml	NA 2654	-	5	-
Teneur en plomb	g/l	NA 11044	-	0,013	-
Indice d'octane méthode Recherche RON	-	NA 2653	95	-	-
Indice d'octane méthode Recherche MON	-	NA 2653	85	-	-
Doctor test	-	NA 8115	-	Négatif	-
Teneur en soufre	% Poids	NA 11046	-	0,01	-
Corrosion lame de cuivre (03 h à 50° C)	Cotation	NA 566	-	1b	-
Teneur en Benzène	% Vol	NA 11045	-	5	-
Distillation 70°C	% Vol	NA 1445	15	47	30
100°C	% Vol		40	70	55
180°C	% Vol		85	-	96
210°C	% Vol		90	-	-
Point Final	°C		-	215	197
Résidus	% Vol		-	2	1,3
Stabilité à l'oxydation	Minute	NA 8139	360	-	-

Visa du Responsable

Conforme à la Norme NA 11042
 Quant aux tests réalisés

Handwritten signature

NAFTAL
 Laboratoire Remchi

adresse: Laboratoire Naftal District ORAN LABORATOIRE Remchi(Wilaya Tlemcen)
 #. / Fax 034-24-71-71 Standard / 040-91-06-96

Edition: Novembre 2011



Branche
Carburants

Rapport d'essai
Essence Sans Plomb

ER.CBR.CQP.10 V8

Date d'application :
Juillet 2021

Provenance : 108G ADRAR

Date d'échantillonnage : 26/04/2022

Echantillon : Douane BBM/cit : AGEFAL/Compartment N°01

Date de réception : 05/05/2022

Lot : /

Date d'analyse : 05/05/2022

Source de transfert : /

Bulletin N° : 151

CARACTERISTIQUES		UNITES	NORMES NA	NORMES ASTM	LIMITES		RESULTATS
					MIN	MAX	
Densité à 15 °C		-	NA 417	D 1298	0.720	0.775	0.7466
Tension de Vapeur	Hiver 01/11 Au 31/03	bar	NA 422	D 5191	-	0.800	0.569
	Été 01/04 Au 31/10				-	0.650	
Teneur en gommes actuelles		mg/100mL	NA 2654	D 381	-	10	
Teneur en plomb		g/L	NA 11044	D 3237	-	0.02	
Indice d'octane méthode recherche		-	NA 2653	D 2699	91	-	
Doctor Test		-	NA 8115	D 4952	Négatif		NEGATIF
Teneur en soufre		%Poids	NA 2810	D 4294	-	0.01	
Corrosion lame de cuivre (3h/50°C)		-	NA 566	D 130	-	1b	1a
Distillation	10% Vol	%	NA 1445	D 86	-	70.0	45
	50% Vol				-	140.0	85
	95% Vol				-	195.0	170
	Point final				-	210.0	197
	Volume de Résidu	volume			-	2.0	0.5

Il est certifié que l'échantillon a été analysé selon les Normes en vigueur et que les résultats d'analyses ne se rapportent
qu'aux échantillons reçus

Le Responsable du Laboratoire

Adresse : LABORATOIRE NAFTAL CDS 1317 ORAN

Tel / Fax : 041-85-63-89

E-mail :



كشف تحليلي
BULLETIN D'ANALYSE
GAS OIL

ERQ LB 04 10

Provenance : CDS REMCHI 1138

Date d'échantillonnage : 10/10/2019

Echantillon : Bac TK 6014

Date de réception : 10/10/2019

Lot N° : 1329/1138/2019

Date d'analyse : 10/10/2019

Source de transfert : ARZEW

Bulletin Gas oil N° : 252 / 2019

CARACTERISTIQUES	UNITES	METHODES	LIMITES		RESULTATS
			MIN	MAX	
Couleur	-	NA 1145	-	2,5	-
Densité à 15°C	-	NA 417	0,810	0,860	0,8363
Point Eclair Pensky Martin (V.F.)	°C	NA 2658	55	-	58
Point d'écoulement	°C	NA 2660			
Hiver du 01/11 au 30 / 03	°C		-	- 12	-
Ete du 01/04 au 30 / 10	°C		-	- 7	-24
Viscosité à + 20°C	Cst	NA 1443	-	9,0	4,75
Teneur en Cendres	% poids	NA 1660	TND		-
Teneur en Eau	% Vol	NA 421	TND		-
Soufre Total	% poids	NA 2810	-	0,25	-
Distillation 65%		NA 1445	250	-	297
90 %		NA 1445	-	350	346
Point Final		NA 1445	-	390	379
Indice de cétane	-	NA 8117	48	-	52,5

Visa du Responsable

Conforme A La Norme NA 8110
Quant aux Tests Réalisés

TEKOUK Mouraddine
Dir. Lab. CDS Remchi
1138

Adresse: Laboratoire Naftal CDS REMCHI 1138 District ORAN Adresse BP N° 108 Z/I REMCHI

Tél. / Fax 043-24-71 -71 TEL// 040-91-06-96