الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DR. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE

Département du Génie Électrique et de l'Informatique



Projet de Fin d'études

Présenté pour l'obtention du Diplôme
De Master en Génie Électrique

Spécialité : Réseaux Electrique

THEME

Etude des caractéristiques électriques et physico-chimiques de différente huile de transformateur neuve, vieille et régénérée

Proposé et dirigé par,

Dr. ABDI SIFEDDINE

Préparé et présenté par,

Mr. TOUMI Abderrezak

Mr. MASSAOUDI Ahmed-Chérif

Dédicaces

A

Ma mère et Mon père

Aucune dédicace, aucun mot ne saurait exprimer ma gratitude, mon amour et mon profond respect.

Votre affection, vos sacrifices démesurés et votre soutien tant moral que matériel m'ont permis d'atteindre mon but.

Je prie Dieu, le tout puissant, de vous protéger et de vous procurer santé, bonheur et longue vie...

A

Mon frère : Zaki

En témoignage de mon affection et gratitude pour vos sacrifices, votre bonté.

Votre amour et vos conseils m'ont été d'un grand soutien au cours de ce parcours.

Que Dieu vous garde et vous protège.

A

Ma sœur : Samah

En témoignage de mon affection et gratitude pour vos sacrifices, votre bonté.

Votre amour et vos conseils m'ont été d'un grand soutien au cours de ce parcours.

Que Dieu vous garde et vous protège.

A

Mon Binôme : Ahmed Chérif

Merci aux longues études pour nous avoir si longuement réunis.

A

Tous les étudiants de notre section Electrotechnique ~ Réseaux Electrique~

A

Mes Copains et Mes Copines que j'ai rencontrée durant tout la période

Des Etudes

A

Tous ceux qui de loin ou de près ont contribué à l'élaboration de ce travail.

A

Tous ceux qui me sont chers.

A

Tous ceux que j'ai omis de mentionné.

Dédicaces

A

Ma mère et Mon père

Aucune dédicace, aucun mot ne saurait exprimer ma gratitude, mon amour et mon profond respect.

Votre affection, vos sacrifices démesurés et votre soutien tant moral que matériel m'ont permis d'atteindre mon but.

Je prie Dieu, le tout puissant, de vous protéger et de vous procurer santé, bonheur et longue vie...

A

Mes frères : Abdenour, Nablie et Sid Ali

En témoignage de mon affection et gratitude pour vos sacrifices, votre bonté.

Votre amour et vos conseils m'ont été d'un grand soutien au cours de ce parcours.

Que Dieu vous garde et vous protège.

A

Ma sœur : Zhour

En témoignage de mon affection et gratitude pour vos sacrifices, votre bonté.

Votre amour et vos conseils m'ont été d'un grand soutien au cours de ce parcours.

Que Dieu vous garde et vous protège.

A

Mon Binôme : Abderrezak

Merci aux longues études pour nous avoir si longuement réunis.

A

Tous les étudiants de notre section Electrotechnique ~ Réseaux Electrique~

A

Mes Copains et Mes Copines que j'ai rencontrée durant tout la période

Des Etudes

A

Tous ceux qui de loin ou de près ont contribué à l'élaboration de ce travail.

A

Tous ceux qui me sont chers.

A

Tous ceux que j'ai omis de mentionné.

Remerciements

Je remercie ALLAH le Tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.

Tout d'abord je tiens à remercier promoteur Monsieur ABDI Sifeddine pour l'encadrement qu'il m'a assuré et ses précieux et judicieux conseils qu'il n'a cessé de me prodiguer tout au long de ce projet, sa confiance témoignée, sans oublier sa qualité humaine. Il trouve ici ma gratitude et ma reconnaissance profonde.

Aussi je tiens à remercier tous les emploies de la société SKMK qui mon aider durant toute la période de stage

Mes remerciements vont également à tous mes enseignants de l'université.

J'exprime toute ma gratitude à mes grands-parents, mon père, ma mère, mes frères et ma sœur qui m'ont apporté soutien et encouragements tout au long de mes études. Je leurs réserve une pensée toute particulière.

Enfin, merci à mes amis qui ont partagé au quotidien mes espoirs et mes inquiétudes, qui m'ont réconforté dans les moments difficiles et avec qui j'ai partagé d'inoubliables instants de détente.

ملخص

عملنا هذا يقوم بدراسة عامة حول زيوت المحولات التي تستخدم كمادة عازلة وقد بدأنا بنظرة عامة حول الزيوت المعدنية في الجزء الأول، ثم قمنا بدراسة الخصائص الكهربائية لهذه الزيوت في الجزء الثاني أما في الجزء الثالث فقد درسنا الخصائص الفيزيوكيميائية للزيوت المستعملة وطريقة تجديدها، الجزء الرابع من عملنا خصصناه للدراسة التطبيقية التي قمنا بها على مستوى شركة خدمات محولات كهربائية بالبليدة

Résumé

Notre travail consiste à faire une étude l'huile des transformateurs qui est utilisé comme un isolant dont on a commencé avec une généralité sur les huiles minérales comme première partie, après on a étudier les caractéristiques électrique de l'huile dans la deuxième partie, dans la troisième partie on a étudier les caractéristiques physico-chimiques des huiles et en fin la quatrième partie où on a fait une étude pratique dans la société SKMK à Blida

Abstract

Our job is to make a study the transformer oil which is used as an insulator which has begun with a generality on the mineral oils as first part, after it was studying the electrical characteristics of the oil in the second part, in the third part it was study the physic-chemical characteristics of oils and in the end the fourth part or it has been a practical study in the enterprise SKMK at Blida.

Table des Matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des ACRONYMES

Introduction générale 1

Chapitre I : Les huiles isolantes

I-1- Introduction …… 3

I-2- Historique …..... 4

I-3- Les transformateurs de puissance ……... 4

I-4- Rôles des huiles isolantes dans les transformateurs ……... 5

I-5- Catégories des liquides isolants …….. 6

I-6- Les huiles végétales …… 7

I-6-1- Structure et présentation …….. 7

I-6-2- Avantages et inconvénients des huiles végétales …… 8

I-7- Huiles synthétiques …… 8

I-7-1- Les hydrocarbures halogénés …….. 9

I-7-2- Les hydrocarbures aromatiques ……... 9

I-7-2-1-Alkylbenzènes ……... 9

I-7-2-2- Polyarylalcanes …… 9

I-7-3- Polyoléfines…….. 10

I-7-4- Esters ……... 10

I-7-5- Les huiles silicones ou PDMS…….. 11

I-8- L'huile minérale ……..... 12

I-8-1-Origine et composition ……. 12

I-8-1-1- La tendance paraffinique …….. 13

I-8-1-2- La tendance naphténique …….. 14

I-8-1-3- La tendance aromatique ……..... 14

I-8-2- Rôle des huiles minérales …… 14

I-8-3- Les Avantages et inconvénients des huiles minérales ……. 15

I-9- Utilisation des huiles isolantes ……... 15

II-10- Conclusion…… 17

Chapitre II : Les caractéristiques et régénération de l'huile isolante

II-1-Introduction……. 18
II-2- Analyse de l'huile …….. 18
II-3- Influence des différents facteurs sur les caractéristiques des huiles isolantes……... 19
II-3-1- Humidité …… 19
II-3-2- Température ……... 19
II-3-3- Durée d'application de la tension …….. 20
II-3-4- Nombre de claquage …….. 21
II-3-5- Distance entre les électrodes …….. 21
II-4- Les propriétés d'huile isolante ……. 22
II-4-1- Les propriétés électriques …….. 22
II-4-1-1- La permittivité ou la constante diélectrique ……... 22
II-4-1-2- La conductivité et la résistivité …….. 23
II-4-1-3- Le facteur de dissipation diélectrique tg δ…….. 24
II-4-1-4- La tension de claquage ……... 25
II-4-1-5- La rigidité diélectrique …… 26
II-4-2- Les propriétés physiques……. 26
II-4-2-1- La densité……. 26
II-4-2-2- La viscosité ……. 26
II-4-2-3- Point d'écoulement ……. 27
II-4-3- Les propriétés chimiques ……... 28
II-4-3-1- Indice de couleur …… 28
II-4-3-2- L'indice d'acidité …… 28
II-4-3-3- La teneur en eau …….. 28
II-4-3-4- Indice de réfraction ……. 29
II-5- Vieillissement de l'huile en service ……... 29
II-6- Régénération des huiles isolantes …….. 30
II-6-1- Définition …….. 30
II-6-2- Intérêt et critères liés à de la régénération ……. 30
II-6-3- Procédés de régénération d'huiles isolantes ……. 33
II-7-Conclusion…….. 35

Chapitre III : Technique Expérimentale

III-1- Introduction …….. 36
III-2- Présentation de l'huile …….. 36
III-3-Essais du vieillissement thermique ……... 37
III-4- Mesure des caractéristiques de l'huile ……. 37
III-4-1- Détermination de facteur de dissipation diélectrique et de la permittivité relative à 90°C …… 37
III-4-1-1-Appareillage …… 38
III-4-1-2- Mode opératoire ……. 38
III-4-2-Mesure de la tension de claquage et la rigidité …….. 38
III-4-2-1- Appareillage ……... 39
III-4-2-2-Mode opératoire …….. 40
III-4-3-Mesure de l'indice de couleur …… 40
III-4-3-1- Appareillage ……... 41
III-4-3-2- Mode opératoire ……. 41
III-4-4- Mesure de la teneur en eau …… 41
III-4-4-1- Appareillage ……... 41
III-4-4-2-Mode opératoire …….. 42
III-4-5-Mesure de l'indice d'acidité ……... 42
III-4-5-1-Appareillage……. 43
III-4-5-2- Mode opératoire…….. 44
III-4-6-Mesure de la viscosité cinématique …… 44
III-4-6-1- Appareillage ……... 45
III-4-6-2-Mode opératoire……... 45
III-5- Procédés de régénération de l'huile minérale isolante ……. 46

Chapitre IV : Résultats et interprétation

IV-1- Introduction ……. 49
IV-2- Facteur de dissipation diélectrique (tg (δ)) en fonction de la température …….. 49
IV-2-1- Huile neuve ……... 49
IV-2-2- Huile dégradée …….. 50
IV-2-3- Huile régénéré ……... 51
IV-2-4- Comparaison entre les différentes huiles …….. 52
IV-3- Tension de claquage en fonction de la température ……. 53
IV-3-1- Huile neuve ……... 53

IV-3-2- Huile dégradée …….. 54
IV-3-3- Huile régénéré ……... 55
IV-3-4- Comparaison entre les huiles …… 56
IV-4- Indice d'acidité ……. 57
IV-4-1- Huile neuve ……... 57
IV-4-2- Huile dégradée …….. 58
IV-4-3- Huile régénéré…… 59
IV-4-4- Comparaison entre les huiles……. 60
IV-5- Tenue en eau ……. 61
IV-5-1- Huile neuve ……... 61
IV-5-2- Huile dégradée …….. 62
IV-5-3- Huile régénéré ……... 63
IV-5-4- Comparaison entre les huiles …… 64
IV-6- Viscosité Cinématique …….. 65
IV-6-1- Huile neuve ……... 65
IV-6-2- Huile Dégradée ……. 66
IV-6-3- Huile régénérée ……. 67
IV-6-4- Comparaison entre les huiles …… 68
IV-7- La Couleur …… 69
IV-7-1- Huile neuve ……... 69
IV-7-2- Huile dégradée …….. 70
IV-7-3- Huile régénéré ……... 70
IV-7-4- Comparaison entre l'huile ……. 71
IV-8- Conclusion …… 72
Conclusion Générale 73
Bibliographie

Liste des Figures

Chapitre I :

Figure I.1. *Vue intérieure d'un transformateur, type colonne*…… 5
Figure I.2. *Structure générale d'une huile végétale* …….. 7
Figure I.3. *Exemples de formule de polybutén*…… 10
Figure I.4. *Formule des esters isolante*…… 11
Figure I.5. *Structure des huiles silicones ou PDMS*…….. 12
Figure I.6. *Structure des hydrocarbures de base dans une huile minérale*…… 13

Chapitre 2 :

Figure II.1. *Influence de l'humidité sur la rigidité diélectrique de l'huile de transformateur*…….. 19
Figure II.2. *Variation du facteur de pertes diélectriques en fonction de la température avant et après vieillissement*…… 20
Figure II.3. *Influence de la durée d'application de tension sur la rigidité diélectrique de l'huile de transformateur*…… 21
Figure II.4. *Influence de la distance entre les électrodes sur la tension de Claquage de l'huile de transformateur*…… 22
Figure II.5. *Représentation schématique de l'angle de pertes*…… 25
Figure II.6. *Exemple de courbe d'une régénération d'huile*…… 33

Chapitre 3 :

Figure III.1. *Etuve contenant les échantillons d'huile*…….. 37
Figure III.2. *L'appareil de mesure des pertes diélectriques et de la permittivité (Marque BAUR DTL)* …….. 38
Figure III.3. *L'appareil de mesure de la tension de claquage*…… 39
Figure III.4. *LOVIBOND- PFX 195 utilisé pour la mesure de l'indice de couleur*…… 40
Figure III.5. *L'appareil de mesure de la teneur en eau (Colorimètre KARL FISHER de marque BAUR)* …….. 42
Figure III.6. *Dispositif de mesure de l'acidité*…… 43
Figure III.7. *TAMSON (PMT) utilisé pour la mesure de la viscosité*…… 45
Figure III.8. *L'huile dégradée*…….. 46
Figure III.9. *Le produit mélangé obtenue à la fin du processus*…… 47

Figure III.10. *Préparation de l'échantillon*…… 47
Figure III.11. *Huile régénérée*…… 48

Chapitre 4 :

Figure IV.1. *Consignes Variation de* tg(δ) *de l'huile neuve en fonction de la température*.. 49
Figure IV.2. *Consignes Variation de* tg(δ) *de l'huile dégradée en fonction de la température*…… 50
Figure IV.3. *Consignes Variation de* tg(δ) *de l'huile régénérée en fonction de la température*…… 51
Figure IV.4. *Consignes comparaison entre les facteurs de dissipation des huiles*…… 52
Figure IV.5. *Variation de la tension de claquage de l'huile neuve en fonction de la température*…… 53
Figure IV.6.*Variation de la tension de claquage de l'huile dégradée en fonction de la température*…… 54
Figure IV.7.*Variation de la tension de claquage de l'huile régénérée en fonction de la température*…… 55
Figure IV.8. *Comparaison des tensions de claquage des huiles en fonction de la température*…… 56
Figure IV.9.*Variation d'indice d'acidité de l'huile neuve en fonction de la température*..... 57
Figure IV.10. *Variation d'indice d'acidité de l'huile dégradée en fonction de la température*…… 58
Figure IV.11. *Variation d'indice d'acidité de l'huile régénéré en fonction de la température*…… 59
Figure IV.12. *Comparaison d'indice d'acidité en fonction de la température*…… 60
Figure IV.13. *Variation de la teneur en eau de l'huile neuve en fonction de température*… 61
Figure IV.14. *Variation de la teneur en eau de l'huile dégradée en fonction de température* …… 62
Figure IV.15. *Variation de la teneur en eau de l'huile régénéré en fonction de température*…… 63
Figure IV.16. *Comparaison de la teneur en eau en fonction de la température*…… 64
Figure IV.17. *Variation de viscosité de l'huile neuve en fonction de la température*…… 65
Figure IV.18. *Variation de viscosité de l'huile dégradée en fonction de la température*…. 66
Figure IV.19. *Variation de viscosité de l'huile régénérée en fonction de la température*… 67
Figure IV.20. *Comparaison entre la viscosité de l'huile neuve, dégradée et régénéré en fonction de la température*…… 68

Figure IV.21. *Dégradation de la couleur du l'huile neuve en fonction de la température* ... 69
Figure IV.22. a- *Huile neuve*…….. 71
Figure IV.22. b- *Huile dégradée*…….. 71
Figure IV.22. c- *Huile régénérer*…….. 71

Liste des Tableaux

Chapitre I :

Tableau I-1 : *Différentes catégories des liquides isolants* …….... 6

Tableau I-2 : *Utilisation des liquides isolants dans l'équipement électrique*…… 16

Chapitre II :

Tableau II.1 : Valeurs limites recommandées pour la régénération……... 32

Chapitre III :

Tableau III-1 : *les caractéristiques de l'huile neuve utilisée*…… 36

Tableau III-2 : *Les caractéristiques de l'huile dégradée*…….. 36

Chapitre IV :

Tableau –IV-1 : *La couleur de constante du l'huile neuve en fonction de la température*…... 69

Tableau –IV-2 : *la couleur de constante du l'huile dégradée en fonction de la température*… 70

Tableau –IV-3 : *Dégradation du l'huile régénérer en fonction de la température*…….. 70

Tableau –IV-4 : *Comparaison de couleur des différents huiles (neuve, dégradée et régénérer) en fonction de la température*…… 71

Liste des Acronymes

Abbreviations	Signification
PCB	Poly chlorobiphényles
PIB	Poly isobutène
PAO	Poly –$\boldsymbol{\alpha}$- olefins
PDMS	Poly diméthylsioxane
ε	Permittivity Absolut de huile
ε_0	Permittivité du vide
ε_r	Permittivité relative de l'huile
cp	Capacité d'un condensateur remplie d'huile (F)
c_0	Capacité d'un condensateur vide (F)
tg (δ)	Facteur de pertes diélectrique
R	Résistance
C	Capacité
W	Pulsation
V	Viscosité
K	Coefficient du tube capillaire
T	Temps d'écoulement
Tc	Tension de claquage
IA	Indice d'acidité
TE	Teneur en eau
KOH	Solution de potasse alcoolique
UTH	Unité d'analyse de traitement des huiles
SKMK	Sharikat khadamat Mouhaouilat Kahrabaia
DLT	Appareil de mesure du facteur des pertes diélectrique
MC2A	Cellule de mesure
m	Masse
HCL	Solution d'acide chlorhydrique

INTRODUCTION GENERALE

Les transformateurs de puissance sont des composants essentiels du système de transport et de distribution de l'énergie électrique. Ils constituent l'un des éléments les plus chers et il est donc fondamental qu'ils fonctionnent correctement durant de nombreuses années. La plupart des transformateurs de puissances à travers le monde sont remplis de liquides isolants[4].

Ces liquides permettent d'assurer aussi bien l'isolation électrique que le transport de chaleur. En effet, en plus de leurs propriétés diélectriques, ils ont de bonnes propriétés de dissipation de chaleur comparés aux isolants solides et gazeux. L'huile minérale constitue le liquide le plus communément employé dans les transformateurs de puissance ; d'une part pour ses propriétés physico-chimiques, et d'autre part pour son faible coût.

Les huiles minérales ont une faible résistance au feu et c'est pourquoi entre les années 1930 et le milieu des années 1970, des liquides ininflammables comme les polychlorobiphényles (PCB) ont été utilisés comme isolants dans les transformateurs. Cependant, les PCB ont été reconnus comme dangereux pour les populations, les animaux et l'environnement, c'est pour cette raison que de nouveaux liquides de synthèse à basse inflammabilité telles que les huiles silicones ou esters synthétiques ont été mis au point pour les remplacer, mais leur utilisation dans les transformateurs reste limitée de part leur coût plus élevé [4].

Tout au long de leur utilisation, les huiles isolantes peuvent être soumises à plusieurs contraintes : électrique, thermique, chimique etc., et en fonction du temps leurs propriétés peuvent progressivement se dégrader. Ce phénomène de dégradation est connu sous le nom de vieillissement. Il est causé essentiellement par la présence d'oxygène et d'humidité, l'augmentation de la température et l'effet du champ électrique et des inhomogénéités locales (gaz, humidité, particules), pouvant être le siège de micro-décharges qui décomposent l'huile en générant des gaz.

Le vieillissement thermique affecte les caractéristiques électriques telles que le facteur de pertes diélectriques, la tension de claquage, la résistivité et la permittivité relative, ainsi que les caractéristiques physico-chimiques telles que l'acidité, la teneur en eau, la viscosité etc.

La régénération est un ensemble de procédés permettant la production à partir d'une charge d'huile usagée, une ou plusieurs huiles de base. Le recyclage des huiles usagées permet l'économie de recourir à la consommation de nouvelles quantités d'huiles neuves. Par conséquent, la régénération se présente comme étant une autre forme d'économie d'énergie et de lutte contre la pollution de l'environnement.

Ce travail a pour but de palier au problèmes liés à la dégradation des huiles minérales isolantes sous l'effet de vieillissement thermique en effectuant un procédé chimique qui est la régénération dans le but d'améliorer la qualité de l'isolant.

Notre thèse est devisée en quatre chapitres :

Le premier concerne les huiles isolantes pour transformateur. On a donné une idée générale sur l'utilisation et le rôle des huiles minérales, ainsi qu'aux différents types des huiles utilisées en électrochimiques.

Le deuxième chapitre est consacré aux caractéristiques électriques et physico-chimiques de l'huile ainsi qu'aux phénomènes de régénération

Dans le troisième chapitre, nous présentons les techniques expérimentales et les appareils utilisés pour les différentes mesures.

Le quatrième chapitre présente les résultats et l'interprétation des différents essais.

I-1- Introduction :

Les huiles isolantes sont des diélectriques, qui présentent une faible conductivité électrique. Elles doivent être très peu porteuses de charges libres (électrons ; ions positifs ou négatifs) qui peuvent éventuellement se déplacer sous l'effet du champ électrique.

Les huiles minérales isolantes sont les diélectriques les plus répondus dans l'isolation des équipements électriques particulièrement dans les transformateurs de haute et moyenne tension. Ce dérivé du pétrole fut utilisé au début du 19eme siècle remplaçant ainsi l'air sec dans les gros transformateurs d'énergie et les appareils de coupure.

D'autres matériaux isolants de synthèse furent mis au point, on cite notamment les polychlorobiphényles (PCB) connus sous les noms de : pyralènes ou askarels. Ils sont des hydrocarbures halogénés constitués de deux noyaux benzéniques et des atomes de chlore. Ce diélectrique liquide est connu pour sa très grande stabilité chimique et son ininflammabilité (pas de point de feu), il fut utilisé pendant longtemps dans les transformateurs moyens tensions, cependant, il représente certains inconvénients tant technique qu'écologique. Bien qu'ils soient ininflammable, mais la décomposition à haute température dégage des produits toxiques et cancérigènes comme la dioxine, ce qui a poussé la plus part des pays à restreindre son emploi allant jusqu'à son interdiction.

Les huiles végétales sont obtenues par estérification d'un tri-alcool simple, avec trois acides gras, possèdent une excellente biodégrabilité leurs utilisations dans les transformateurs de distribution, et courant.

Dans l'industrie électrique, les huiles minérales sont les plus utilisées dans les transformateurs de haute, et moyenne tension.

I-2- Historique :

Les isolants électriques furent, à l'origine, des produits naturels non imprégnés qui, en contact direct avec l'air, s'oxydaient facilement. La première tentative pour protéger des enroulements de la corrosion était de les plonger dans de l'essence de térébenthine en date de 1854. Cette immersion dans un liquide organique a amélioré la tenuediélectrique, allongé la durée de fonctionnement et soustrait l'isolation solide à l'oxydation directe. Il a fallu attendre1891 pour que l'huile de pétrole soit utilisée à titre expérimental dans l'isolation de transformateurs triphasés.

Avec l'accroissement de la puissance des transformateurs, le rôle de l'huile est beaucoup plus d'évacuer des pertesd'énergie que d'assurer son rôle diélectrique. En effet les appareils dans l'air deviennent très vite encombrants avecl'augmentation de la puissance.

La nécessité d'employer des liquides de sécurité révéla, à la fin des années vingt, avec les askarels, liquides de synthèse d'ou la possibilité de créer des molécules adaptées, par exemple de permittivité plus grande que celle deshuiles minérales.

Peu à peu les paramètres électriques se précisèrent sous l'influence de diverses contraintes d'emploi. Les askarels, suspectés dès 1966, puis interdits dans certains pays en 1972 (en Algérieà partir de 1985) sont peu à peu remplacéspar d'autres liquides, notamment par la Borak 22 (huile minérale) dans le cas des huiles de transformateurs [1].

I-3- LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE :

Les transformateurs de puissance sont tous remplis d'huile afin d'assurer une isolation électrique efficace par imprégnation avec des isolants cellulosiques tels que les polymères naturels (bois, papier Kraft, carton) ou bien des polymères synthétiques (nomex), et de réaliser une bonne évacuation de la chaleur dégagée par le circuit magnétique et les bobinages (Figure I.1). Les huiles isolantes utilisées dans les transformateurs de puissance ont des propriétés électriques et physico-chimiques satisfaisantes, une bonne compatibilité avec les isolants solides et un bon coût. On peut trouver différentes gammes de transformateurs de puissances allant de 5MVA et 20kV à 1000MVA et 800kV. Ils sont de type colonne ou galette et aussi respirant ou hermétique [2].

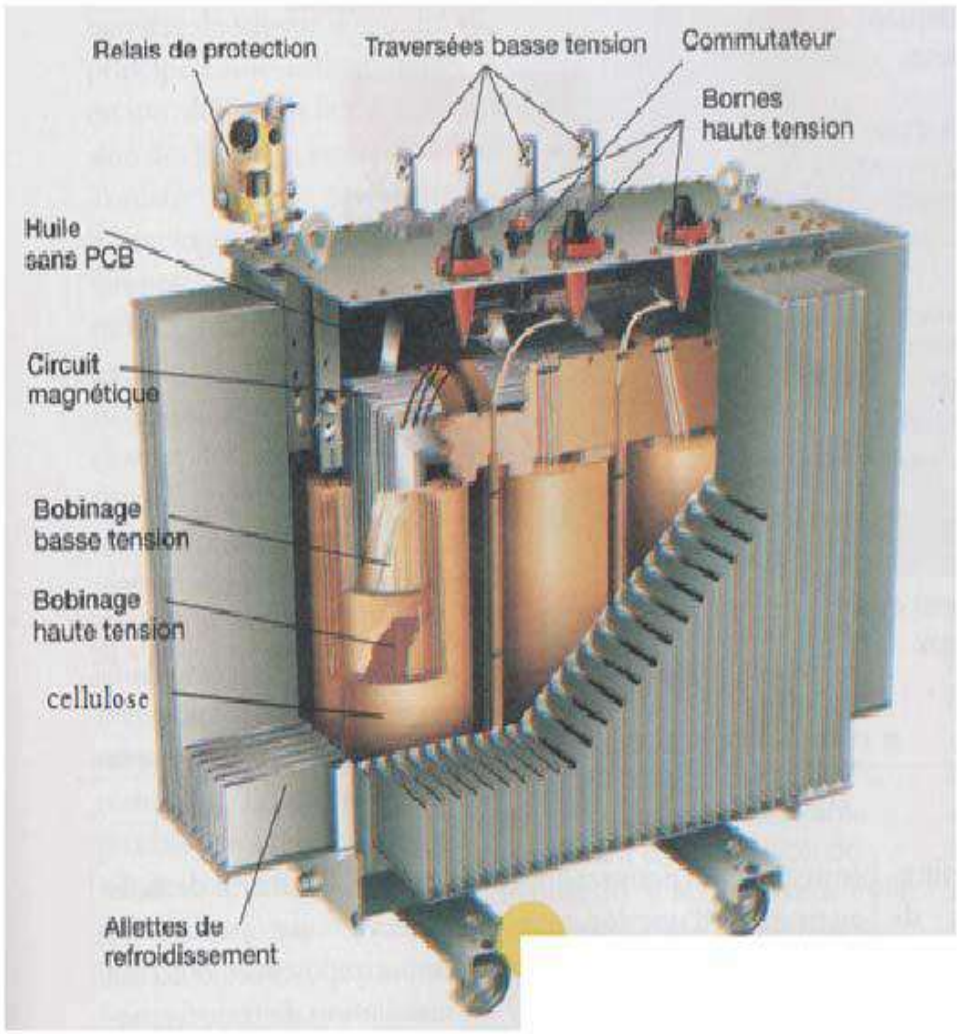


Figure I-1 : Vue intérieure d'un transformateur, type colonne

I-4- Rôles des huiles isolantes dans les transformateurs :

Dans un transformateur, l'huile joue un rôle double. Elle prend une part très importante dans l'isolation des conducteurs sous tension. De même elle assure l'évacuation de la chaleur due à l'effet joule dans les conducteurs soit par convection naturelle ou forcée dans des canaux convenablement ménagés à cet effet. Aussi, l'huile doit assurer les fonctions suivantes :

- L'isolement entre les spires ;
- l'isolement entre couches ou entre bobines ;
- l'isolement entre les enroulements bas tension et la masse ;

- l'accroissement de la rigidité diélectrique et la diminution des pertes diélectriques ;
- le refroidissement du transformateur par circulation autour du noyau et bobinages en vue de l'évacuation des pertes d'énergie ;
- l'isolation au sens strict, soit le ralentissement de l'oxydation directe de l'isolation solide ;
- une résistance à l'incendie, c'est-à-dire un pouvoir d'extinction de l'arc électrique dans les chambres de coupure de commutation en charge des disjoncteurs ;
- un pouvoir lubrifiant pour les matériels renfermant des pièces en mouvement (pompes immergées) [3].

I-5- Catégories des liquides isolants :

Les liquides isolants sont classés en trois types selon leur ordred'apparition chronologiquedans les applications électrotechniques (Tableau I.1) : (i) les végétales qui sont des produits naturels, (ii) les liquides de synthèse et (iii) les huiles minérales à base de produitspétroliers raffinés. Les huiles végétales furent lespremières utilisées, ensuite lesminérales ont été développées, puis la fabrication des liquidesde synthèse pour palier auxlacunes des huiles minérales dans certaines applications.

classe	Catégorie	Type
i	Huilesvégétales	Huiledericin
ii	Hydrocarburesdesynthèselinéairesinsaturés	Polybuthènes
	Hydrocarburesaromatiquesdesynthèse	Alkylbenzènes
		Alkylnaphtalènes
		Alkylbiphényles
	Hydrocarbureslinéaireschlorés	Perchloroéthylène
	Hydrocarburesaromatiqueschlorés	Trichlorobenzènes
		Polychlorobiphényles(PCB)
		Polychlorophénylalcanes
	Hydrocarbures linéaires chlorofluorés	Triclorotrifluoroéthane
	Hydrocarburesaromatiqueséthyléniques	Alkyldiaryléthylène
	Estersorganiques	Néocapratedebenzyle
		Dioctylphtalate
		Estersphosphates
		Estersdupentaérythrol
	Ether-oxydes	Ditolyléther
	Siliconesliquides	Polydiméthylsiloxanes(PDMS)
		Polyméthylphénylsiloxanes
iii	Huilesminérales	Naphténiques
		Paraffiniques
		Amassemoléculaireélevée

Tableau I-1 : Différentes catégories des liquides isolants [4]

I-6- Les huiles végétales :

I-6-1- structure et présentation :

Leur composition chimique est celle d'un triester provenant principalement de triglycérides. La formule d'un ester est R-COO-R'. La figure I.3 donne la structure chimique d'une huile végétale.

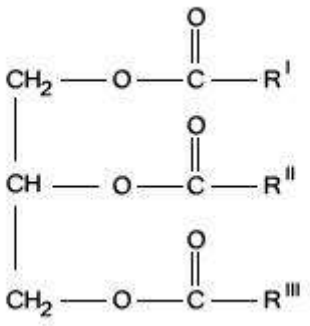


Figure I-2 : Structure générale d'une huile végétale.

Les huiles végétales sont obtenues par estérification d'un tri-alcool simple, avec trois acides gras. Ces acides sont mono-carboxyliques (de formule R-COO-H), à chaîne linéaire non branchée, comprenant un nombre pair d'atomes de carbone. Ils peuvent être saturés (sans double ou triple liaison) ou insaturés et parfois hydroxylés. Les triglycérides sont obtenus par trituration (broyage et pression) des grains.

Les huiles végétales sont en général très peu toxiques et possèdent une excellente biodégradabilité. Ces qualités sont dues notamment à une faible résistance à l'oxydation et à l'hydrolyse. Ces deux caractéristiques, qui sont favorables à l'aspect éco-toxicologique, représentent un désavantage important pour les applications électrotechniques. En outre, leur comportement diélectrique n'est pas très élevé. Malgré ces inconvénients, les huiles végétales sont déjà utilisées dans les transformateurs de distribution et des tentatives sont en cours pour étendre leur utilisation dans les transformateurs de puissance. Deux unités ont été d'ailleurs installées ces dernières années : l'une au Royaume-Uni (90 MVA/132 kV) et l'autre au Brésil (170MVA/245 kV) [5].

I-6-2- Avantages et inconvénients des huiles végétales :

Un des grands atouts de ces huiles est leur excellente biodégradabilité, qui malheureusement en contrepartie leur confère une grande sensibilité à l'oxydation. Cette sensibilité est composée avec des antioxydants dont les propriétés environnementales sont mauvaises (produits « non verts »).

Leur autre atout est d'être peu inflammables et d'avoir une grande solubilité de l'eau (comme les esters organiques), comparés aux huiles minérales.

L'inconvénient majeur des huiles végétales est d'avoir une viscosité élevée comparée aux huiles minérales et notamment un point d'écoulement assez haut (environ -20°C), ce qui limite le transfert de chaleur.

I-7- Huiles synthétiques :

Les huiles synthétiques sont utilisées lorsque les caractéristiques requises ne sont pas remplies par les huiles minérales. C'est le cas en particulier lorsqu'il est question d'améliorer la résistance au feu (transformateurs) ou lorsque l'on cherche une meilleure stabilité thermique et de grandes performances diélectriques (câbles et condensateurs). Il existe quatre principaux types de liquides synthétiques :

- Hydrocarbures halogénés
- Hydrocarbures aromatiques
- Polyoléfines
- Esters

Les liquides synthétiques appartiennent aux liquides ayant un point de feu élevé, aussi sont des liquides ininflammables (liquides qui ont un point de feu minimum au-dessus de 300 °C). En raison de ce degré élevé de résistance à l'inflammation, ils sont utilisés dans les transformateurs situés dans les zones urbaines (c'est-à-dire là où la sécurité des personnes et des biens pourrait être compromise par le feu) [4].

I-7-1- les hydrocarbures halogénés :

A partir de 1930, des produits chlorés (halogénés) ont remplacé les huiles minérales pour le remplissage des transformateurs.

Bien que des dérivés fluorés ou chlorofluorés aient également été utilisés, l'industrie électrotechnique a essentiellement employé des produits chlorés qui présentaient l'avantage de ne pas donner de gaz inflammables ou explosibles sous décharges partielles ou dans un claquage électrique. Le principe est de remplacer une partie des atomes d'hydrogène de la molécule par des atomes chlore, sous ionisation ou arc électrique, il se forme des molécules HCI au lieu d'hydrogène gazeux. Les polychlorobiphényles PCB on été largement employés jusqu'à ce quel a réglementation les a limité a l'usage. Des remplacements de PBC ont été proposés, présentant le même comportement au feu, mais ces produits ont également été réglementés. Actuellement, plus aucun produit chloré n'est actuellement utilisé comme liquide pour les applications en électrotechnique [4].

I-7-2- Les hydrocarbures aromatiques :

I-7-2-1-Alkylbenzènes :

Les alkylbenzènes sont obtenus par alkylation du benzène à partir d'oléfines dont le nombre de carbone varie de 8 à 14. Cette alkylation est réalisée en présence d'un catalyseur Friedel et Crafts, à 40-50 °C, sous pression de quelques bars. Elle est suivie d'une distillation pour séparer des coupes plus ou moins lourdes.

Suivant l'oléfine utilisée, les alkylbenzènes peuvent être linéaires ou ramifiés. La spectrométrie infrarouge permet de différencier ces deux types (présence d'un seul pic ou de deux, respectivement, dans les régions 1 360cm−1 et 1 380 cm−1).

La composition des alkylbenzènes est assez simple comparée à celles des huiles minérales (10 à 20 molécules différentes) de type C_nH_{2n+1} [6].

I-7-2-2- Polyarylalcanes :

On désigne sous ce nom un ensemble de produits qui ont été développés essentiellement pour remplacer les PCB comme imprégnant pour condensateurs.

Dans le domaine de la basse tension, les condensateurs, en règle générale, ne contiennent plus de liquide et sont fabriqués à partir de polypropylène métallisé.

Dans le domaine de la haute tension, dont le critère de choix principal au départ était de ne pas comporter de chlore, des produits plus performants que les askarels ont été mis au point.

I-7-3- Polyoléfines

Les polyoléfines sont des hydrocarbures insaturés à chaîne droite ouramifiée, possédant une double liaison en bout de chaîne. Lesplus connus et utilisés sont les **polybutènes**, plus particulièrement les **polyisobutènes** (PIB). Plus récemment sont apparus les **poly-α-oléfines** (PAO) destinées à se substituer aux huiles minérales, autrement disent elles sont obtenues par polymérisation catalytique d'une oléfine. Le PIB est obtenu à partir d'une coupe pétrolière en C_4, constituée principalement (45 %) des *n*-butènes et del'isobutène, voici les formules chimiques [6].

$$\mathbf{CH_3CH_2\,CH = CH_2, CH_3CH = CHCH_3, (CH_3)_2C = CH_2}$$

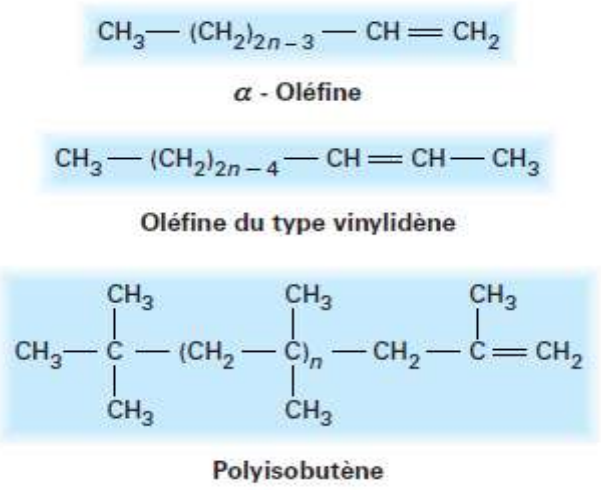


Figure I-3 : exemples de formule de polybutènes [6].

I-7-4- Esters :

Il existe plusieurs types d'esters utilisés en électrotechnique, chacun étant spécifique d'une application.

Les phtalate sont été développés pour remplacer les PCB dans lescondensateurs basse tension, mais leur marché aconsidérablementdiminué au cours des années soixante-dix (1970), passant en Europe deplusieurs milliers de tonnes par an, à moins de 500 tonnes par suitedu développement des condensateurs « secs » au filmpolypropylènemétallisé.

Les esters de pentaérythritol ont été développés suite au bannissementdes PCB pour l'imprégnation de transformateurs résistantsau feu. Leur marché est relativement limité (quelques milliers detonnes par an dans le monde).

Les esters phosphoriquesont été proposés pour diverses applications (condensateurs, transformateurs) en raison de leur résistanceau feu et de leur permittivité élevée, mais leur consommation estextrêmement faible et quasi nulle en Europe [4].

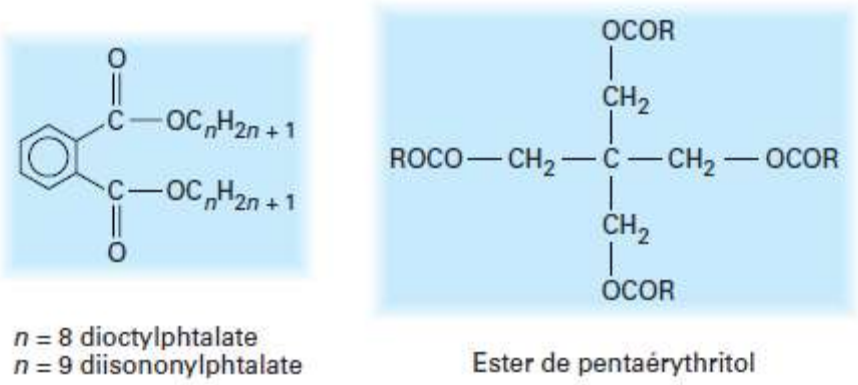


Figure I-4 : formules des esters isolants [6].

I-7-5- <u>Les huiles silicones ou PDMS</u>

Les huiles silicones, comme les esters organiques, ont été proposées comme liquides de remplacement des PCB dans les transformateurs. Le produit le plus communément employé est le polydiméthylsiloxane ou PDMS qui est obtenu à partir du diméthylchlo- rosilane, qui s'hydrolyse en silanol, composé instable donnant par polycondensation les enchaînements

O-Si-O-Si-O-••• [2].

La réaction de polymérisation est suivie d'une filtration et d'un passage dans une colonne de dévolatilisation sous vide et d'une finition. La formule générale est représentée sur la figure I.6

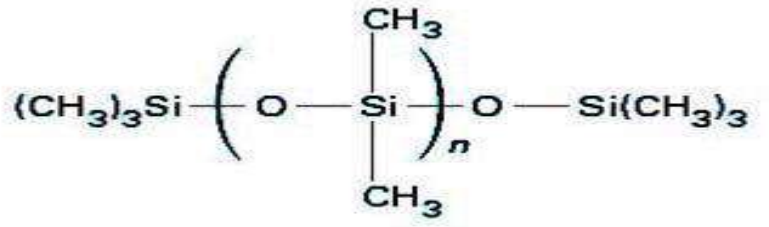


Figure I-5 : Structure des huiles silicones ou PDMS [2].

I-8- l'huile minérale :

Les huiles minérales sont utilisées comme isolants dans les équipements électriques depuis plus d'un siècle. Mis à part les transformateurs de distribution, lesquels sont soumis à des contraintes de fonctionnement particulières, les transformateurs immergés sont généralement remplis d'huile minérale.

Les caractéristiques principales requises pour l'huile minérale sont :

- Une faible viscosité et un bon point d'écoulement pour assurer sa circulation ;
- Un point éclair élevé ;
- Une bonne stabilité chimique vis-à-vis des phénomènes d'oxydation et de décomposition
- Une rigidité diélectrique élevée.

I-8-1-Origine et composition :

L'utilisation des huiles minérales dans les matériels électriques remonte pratiquement au début de leur production industrielle. Elles ont deux fonctions principales : l'isolation électrique et le transfert thermique.

Les huiles minérales isolantes sont obtenues par distillation de pétroles sélectionnés, substances naturelles d'origine géologique, débarrassés de matières diverses (gaz légers, sulfure d'hydrogène, eau, etc.). Les pétroles sont composés d'hydrocarbures saturés paraffinique (alcanes) et naphténiques (cycloalcanes), qui constituent la matrice liquide fondamentale, et d'hydrocarbures aromatiques (dont des aromatiques ramifiés par des chaînes alkylées). Ils contiennent également des hydrocarbures hétérocycliques à base de soufre, d'azote et d'oxygène, dont les teneurs ne dépassent pas 10 % [3], on les désigne sous le terme

de bruts. Ils sont extraits dans toutes les régions du monde et plusieurs centaines de types différents qui ont été mis en évidence.

L'amélioration progressive des procédés de raffinage des bruts a abouti à l'obtention d'huiles minérales de plus en plus performantes. Ces améliorations, associées aux évolutions technologiques, ont permis de réduire progressivement les volumes d'huiles dans les appareils.

Les huiles minérales contiennent près de 3000 produits différents, dont 90% n'ont pas encore été identifiés. En première approximation, elles sont considérées comme paraffinique ou naphténiques suivant que le rapport du nombre de carbones paraffinique (Cp) au nombre de carbones naphténiques (CN) est supérieur ou inférieur à 2, c'est le carbone qui donne les différentes structures de l'huile (Figure I.3.2)[3] :

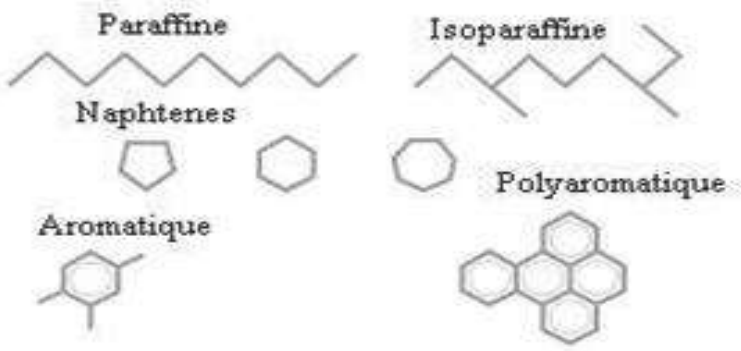


Figure I-6 : Structures des hydrocarbures de base dans une huile minérale

I-8-1-1- <u>La tendance paraffinique :</u>

Elle est représentée par l'ensemble des hydrocarbures saturés à chaines droites ramifiées ou non, les paraffines à chaines ramifiées sont les plus désirables, alors que les paraffines à chaine droites de poids moléculaires élevés sont retirées lors de la fabrication en raison de leurs propriétés indésirables comme par exemple leur point de congélation élevé.

Les principales caractéristiques de cette famille d'huile à prédominance paraffinique sont :

- faible densité pour une viscosité donnée (0.88à0.9) ;
- haut indice de viscosité, donc variation faible de la viscosité avec la température ;
- faible volatilité (point d'inflammabilité élevé) ;
- faible pouvoir solvant caractérisé par un point d'aniline élevé ;

- bonne résistance aux agents oxydants : oxygène, acides et base ;

I-8-1-2- La tendance naphténique :

Cette catégorie désigne la famille des composés hydrocarbonés à structure cyclique à liaisons saturées les caractéristiques physico-chimiques de cette famille se traduisent en particulier par :

- densité relativement élevée
- faible indice de viscosité : entre 40et 60 (variation rapide de la viscosité avec la température)
- volatilité plus grande que les paraffinique pour une viscosité donnée
- pouvoir solvant plus élevé, point d'aniline plus bas

I-8-1-3- la tendance aromatique :

Les aromatiques sont des composés organiques à noyaux benzénique. Cette famille se distinguera par rapport aux autres tendances, par certaines propriétés qui redent leur présence, notamment dans les huiles isolantes, très limitée (inférieur à 10%).Les principales caractéristiques de cette famille sont :

- un indice de viscosité très faible ;
- une instabilité chimique donc faible résistance à l'oxydation et à l'agent oxydant tel que les acides chlorhydriques et sulfuriques ;
- un pouvoir solvant élevée, point d'aniline très basse ;
- Miscibilité avec l'eau (formation d'émulsion) [7].

I-8-2- Rôle des huiles minérales :

L'huile est utilisée comme une isolation électrique seule et non imprégnée dans les régions où les contraintes électriques sont relativement faibles.Dans les transformateurs de hautetension, l'huile minérale doit être imprégner dans les papiers et les cartons qui ont été préalablementséchés et dégazés. Les huiles minérales ont trois fonctions principales :

- assurer l'évacuation de la chaleur, produite par les pertes au niveau des conducteurs, des circuits magnétiques et des enroulements, vers les dispositifs derefroidissement ;
- Isoler, c'est-à-dire ralentir l'oxydation de l'isolation solide ;

- Isoler électriquement.

À ces fonctions principales fondamentales, il y a lieu d'ajouter lafonction résistance incendieet lubrifiant pour certains appareils comportant des pièces mobiles [5].

I-8-3- Les Avantages et inconvénients des huiles minérales :

- Meilleur compromis prix/performances, et un haut niveau de compatibilité avec les autres matériaux utilisés dans les transformateurs ;
- les huiles minérales naphténiques, ont une fiable viscosité comparée aux autres huiles isolantes pour transformateurs, ceci permet une bonne évacuation de la chaleur et un démarrage à froid correct et une bonne imprégnation des isolants cellulosiques ;
- parmi les inconvénients on trouve leur inflammabilité (un point éclair est relativement faible entre 140 et 150°C) ;
- du point de vue écotoxique, les huiles minérales peuvent être néfastes à l'environnement lorsqu'il y a des fuites au niveau du transformateur, dans le sens ou elles sont potentiellement cumulables (bioaccumulation, contamination de la chaine alimentaire possible).

I-9- Utilisation des huiles isolantes :

Les principales applications des liquides isolants dans l'équipement électrique sont présentées dans le tableau I.2.

Équipement	Transformateurs depuissanceetréacteurs	Transformateurs dedistribution	Transformateurs detraction	Diviseurscapacitifs	Transformateursspéciaux	Traversées	Changeursdeprise	Répartiteurs	Disjoncteurs	Condensateurs	Câbles
Huilesminérales	X	X	X	X	X	X	X	X	X	O	X
Polychlorobiphényles		O				O	O			O	
Autreshydrocarbures Halogénés		X									
Huilessilicones		X	X				X		X		
Tétraestersde pentaérythritol		X	X				X				
Alkylbenzènes				X		X				X	X
Hydrocarbures aromatiques (M/DBT, PXE...)(2)				X						X	
Huilesvégétales (huiledericin, soja...)										X	
Phtalates (DOP, DNP)(2)										X	
Polybutènes											X

(1) le liquide toujours utilisé pour cette application

O : le liquide n'est pas utilisé pour cette application

Mais il existe encore des appareils contenant ce liquide

(2)M/DBT mono/dibenzyltoluène; PXE phénylxylyléthane;

DOP dioctylphtalate; DNP dinolylphtalate

Tableau I-2 : Utilisation des liquides isolants dans l'équipement électrique [4].

II-10- Conclusion

Les huiles isolantes sont très utilisées dans les applications électriques, plus particulièrement dans les transformateurs moyens et haute tension. Parmi ces huiles, on trouve les huiles végétales, les huiles de synthèse et les huiles minérales.

Les huiles minérales sont largement utilisées comme isolant liquide imprégné dans un isolant solide telque le papier dans les transformateurs. Elle présente un rôle primordial d'isolation entre les différentes pièces conductrices, et un autre rôle important d'évacuation de chaleur produite par l'effet joule.

II-1-Introduction :

Du fait du prix très élevé des transformateurs de puissance, il est impératif d'en garantir les performances par un choix judicieux de l'huile utilisée pour leur remplissage. Cela s'avère très avantageux pour éviter un surcoût que générerait une panne, généralement synonyme d'une interruption de l'alimentation en énergie électrique. Si ce point revêt une importance capitale pour les gros transformateurs de plusieurs MVA utilisés dans le transport, il n'en demeure pas moins que les surcoûts peuvent devenir intolérables même pour les petits transformateurs de distribution. Toutefois, lorsqu'il s'agit du second cas il est utile de procéder à des simulations pour appréhender au mieux les surcoûts pouvant découler d'un disfonctionnement [8]. C'est pour cela que, dans tous les cas de figure, il est utile de s'en remettre aux conseils et recommandations des fabricants lesquels se basent sur les données que leur communiquent les producteurs des huiles mises en œuvre. Ce n'est qu'avec une bonne compréhension et une application rigoureuse des recommandations que l'on pourra se prémunir des désagréments d'une avarie intempestive.

Pour cela, l'huile isolant utilisée dans les transformateurs doit avoir de bonnes caractéristiques électriques et physico-chimiques pour résister avec différentes contraintes que peut subi l'huile en service.

II-2- Analyse de l'huile :

L'huile utilisée contenue dans un transformateur recèle des informations concernant l'état général de ce dernier. Ces informations peuvent devenir accessibles à partir d'une série analyse. La facilité de prélèvement d'un échantillon d'huile d'un transformateur sans interruption du service s'avère être un moyen indiqué pour des vérifications périodiques en laboratoire. L'analyse d'un échantillon d'huile peut révéler des éléments dits de pré-alerte liés à la dégradation de toute l'isolation comme elle peut donner des informations sur les points chauds, les défauts électriques ou les problèmes impliquant des pièces mécaniques. Toute les informations recueillies pourront alors être mises à profit et servir de guide à la mise en œuvre de mesures correctives capables d'éviter des problèmes de plus grande acuité.

Cette analyse couvre différents types :

- Analyse de caractéristiques électriques de l'huile
- Analyse de caractéristiques physico-chimiques
- Analyse de gaz dissous dans l'huile
- Analyse des dérivés furaniques.

II-3- Influence des différents facteurs sur les caractéristiques des huiles isolantes :

Il existe plusieurs facteurs qui ont une influence directe le champ disruptif. Parmi ces facteurs, les plus importants sont l'humidité, la température, la forme des électrodes, la distance entre électrode, la durée d'application de la tension et l'état antérieur du liquide.

Sous l'effet de ces contraintes, l'huile peut perdre une partie de ses caractéristiques, ce qui amène à un phénomène de vieillissement.

Les huiles usagées après dégradation peuvent subir un processus de régénération dans le but d'améliorer leurs caractéristiques électriques et physico-chimiques.

II-3-1- Humidité :

L'eau est le contaminent le plus courant qui affecte les huiles minérales. Elle ne réduit sensiblement ces caractéristiques qu'au-delà de la saturation qui représente une dizaine de ppm d'eau à température ambiante dans les huiles minérales [9].

Ce phénomène influe sur les propriétés chimiques avec une teneur en eau élevé, et sur les propriétés électriques avec diminution de la tension de claquage.

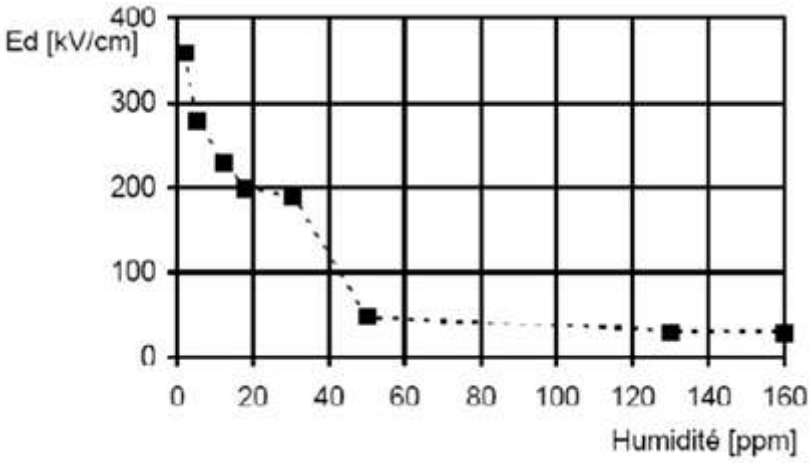


Figure. II.1 Influence de l'humidité sur la rigidité diélectrique de l'huile de transformateur [1].

II-3-2- Température :

La température agit indirectement par la modification de la permittivité, de la résistivité et du facteur de dissipation diélectrique entrainant très probablement un phénomène du type claquage thermique [9].

Ce phénomène influe sur les propriétés physiques où la viscosité augment, sur les propriétés chimiques avec un indice d'acidité élevé, et sur les propriétés électriques où le facteur de dissipation diélectrique est élevé.

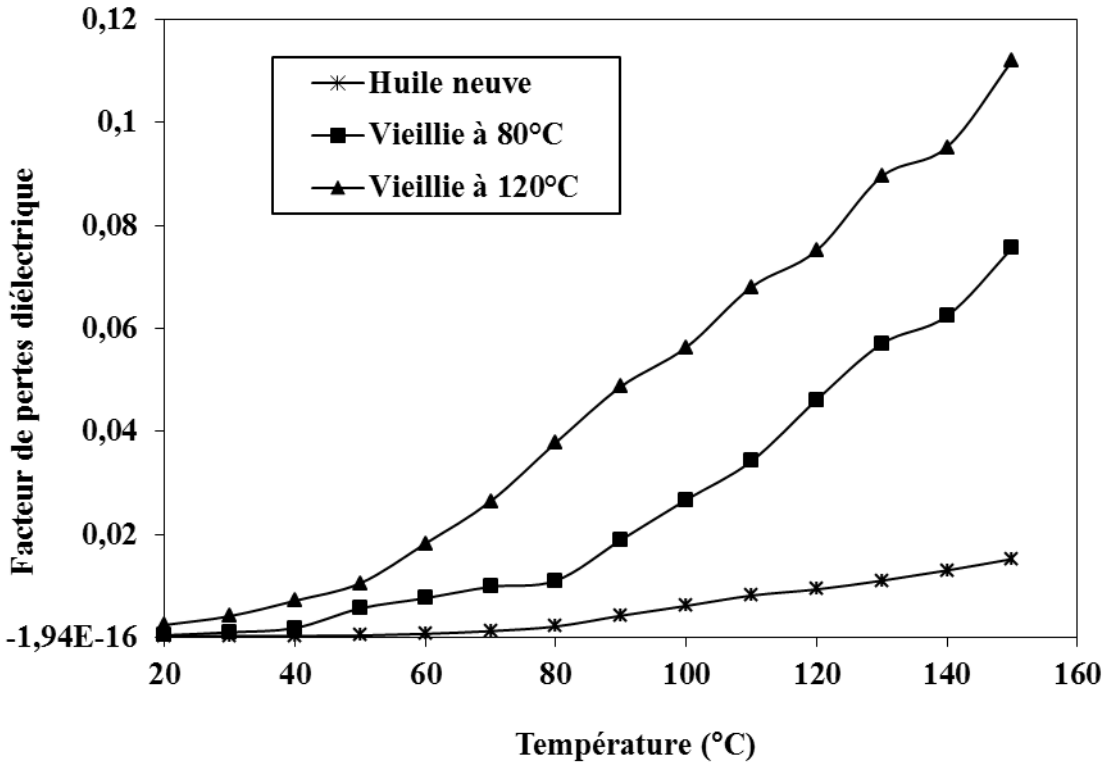


Figure-II-2 : Variation du facteur de pertes diélectriques en fonction de la température avant et après vieillissement [3].

II-3-3- Durée d'application de la tension :

La durée d'application de la tension à 50Hz a pour effet de diminuer la tension de claquage de l'huile. Plus la durée d'application augmente, plus l'effet des différentes impuretés ne se fait ressentir et la tension de claquage diminue [9].

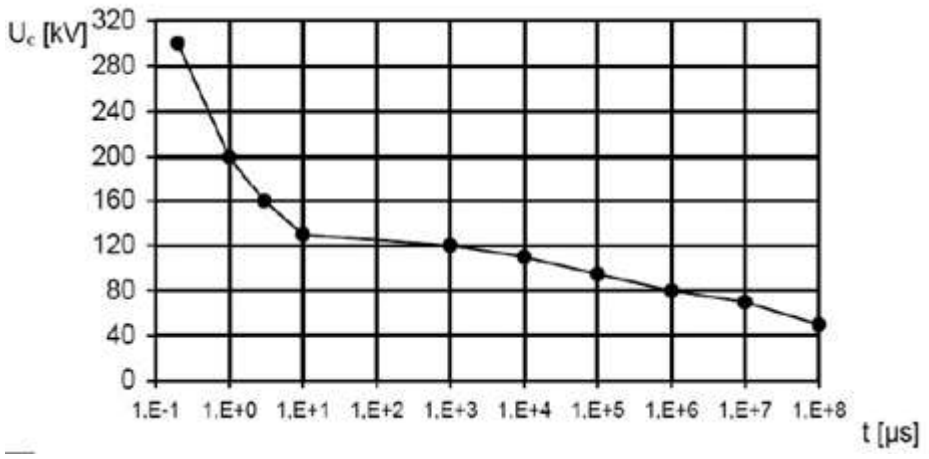


Figure II.3 Influence de la durée d'application de tension sur la rigidité diélectrique de l'huile de transformateur [1].

II-3-4- <u>Nombre de claquage :</u>

Il a été observé par plusieurs chercheurs, que la tension de claquage de l'huile, dans un système de configuration donnée, augmente en fonction du nombre d'essais, restait ensuite constante et puis diminue.

Ceci peut être expliqué par l'élimination, des bulles de gaz et des gouttelettes d'eau suspendues, par les premiers claquages. Cependant des claquages répétés et nombreux détériorent le liquide [9].

Ces deux phénomènes influent sur les propriétés électriques tension de claquage.

II-3-5- <u>Distance entre les électrodes :</u>

En augmentant la distance entre les électrodes, la tension de claquage augmente mais la rigidité diélectrique du liquide diminue. Dans le cas de champ électrique non uniforme, lorsque la tension appliquée dépasse un certain seuil, l'effet couronne apparait [9].

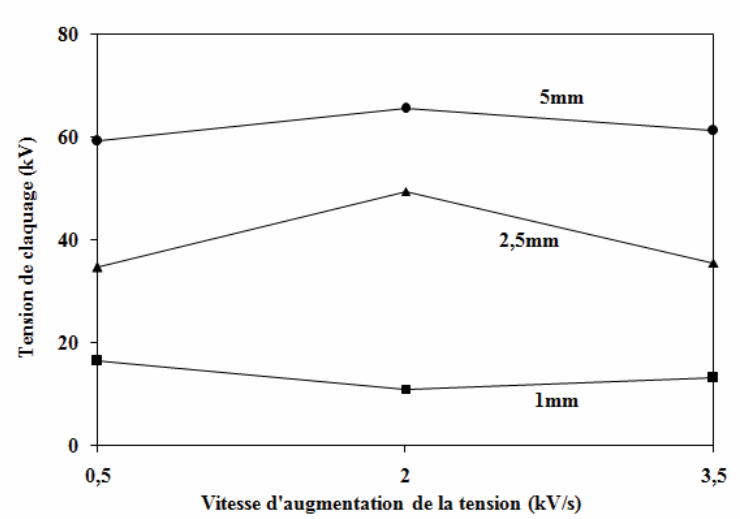


Figure II.4 Influence de la distance entre les électrodes sur la tension de claquage de l'huile de transformateur [4].

II-4- Les propriétés d'huile isolante :

On distingue trois types de propriétés telles que :

- Les propriétés électriques ;
- les propriétés physiques ;
- les propriétés chimiques.

II-4-1- Les propriétés électriques :

Les propriétés électriques des huiles isolantes en générale, dépendent de leur formulation (composition, constitution moléculaire etc.…), et de leurs conditions d'utilisation au conditionnement (filtration, déshydratations etc.…). On cite : la permittivité, la conductivité, le facteur de pertes diélectriques la tension de claquage, et la rigidité diélectrique.

II-4-1-1- La permittivité ou la constante diélectrique :

La permittivité est la constante macroscopique fondamentale qui caractérise un diélectrique. Elle est définie par la relation suivante :

$$\varepsilon = \varepsilon_0 * \varepsilon_r \quad \text{.....II.1}$$

Où

ε est la permittivité absolue de l'huile (F/m),

ε_0 Est la permittivité du vide ($\varepsilon_0 = 1/36.\pi.10^{-9} = 8, 854pF/m$),

ε_r Est la permittivité relative de l'huile (sans unité).

La permittivité relative εr est aussi appelé constante diélectrique, et est définie par le rapport entre la capacité d'un condensateur rempli d'huile (C_p) et la capacité du même condensateur sous vide (C_0). Dans la pratique, la valeur de référence de εr est obtenue en comparant le condensateur plein au condensateur dans l'air :

$$\varepsilon r = C_p/C_0 \quad \text{.....II.2}$$

La permittivité est une caractéristique intrinsèque car elle dépend essentiellement de la structure chimique du produit. Elle caractérise la polarité de la molécule. C'est ainsi on peut distinguer les liquides polaires (εr > 2, 5) des liquides peu polaires ou non polaires (1, 5 ≤ εr ≤ 2, 5) comme les huiles minérales.

La permittivité décroît avec l'augmentation de la température et de la fréquence. Le milieu dont la permittivité est la plus faible peut supporter une contrainte électrique assez élevée [2].

II-4-1-2- <u>La conductivité et la résistivité :</u>

Un liquide, pour être isolant électrique, doit conduire le moins possible l'électricité lorsqu'une tension lui est appliquée. Sa conductivité doit donc être la plus faible possible. Cette dernière est due à la présence de charges libres positives et négatives (des ions) en quantités égales. Sous l'effet d'un champ électrique, ces ions se déplacent provoquant ainsi un courant de conduction.

La résistivité est une propriété fortement dépendante du conditionnement. Ainsi, la résistivité d'une huile est influencée par la présence de substances étrangères considérées comme impuretés (poussières, particules, gaz et humidité), qui même en quantité aussi faible que quelques ppm (mg/l) ont une influence sur les valeurs mesurées.

La conductivité n'est pas une propriété intrinsèque d'un liquide isolant. Elle est liée à la présence d'infimes quantités (en général, inférieurs à 1 ppm) d'impuretés ionisables. Il est possible d'améliorer la conductivité d'un produit en éliminant une partie des impuretés qu'il contient. Cette élimination, appelée « traitement diélectrique ».

Plus la température est élevée, plus la viscosité du liquide est faible et plus la mobilité des ions est grande, et par conséquent plus la conductivité est élevée. Par ailleurs, la dissociation des impuretés dissociables en ions est d'autant plus forte que la température est élevée. La résistivité d'un liquide diminue donc lorsque la température augmente. Pour cette raison, la plupart des spécifications des produits indiquent une valeur de résistivité à 90°C (température moyenne de fonctionnement d'un transformateur) [3].

II-4-1-3- Le facteur de dissipation diélectrique tg δ :

Tout diélectrique soumis à une tension continue ou alternative est toujours le siège de pertes diélectrique qui se traduisent par un échauffement plus au moins important du liquide. La cause principale de ces pertes est, la présence de courant de fuite qui traverse le liquide sous un champ électrique.

Le facteur de dissipation électrique « tg δ » est la tangente d'angle complémentaire de déphasage entre la tension appliquée et ce courant de fuite (l'angle des pertes). Il permet de déterminer précisément l'état physico-chimique dont le premier rôle est de connaitre le degré de contamination des huiles isolantes, par la présence d'impuretés et du produit polaire, C'est un paramètre très significatif pour la conductibilité diélectrique car plus le facteur de dissipation est grand moins l'huile est isolante. Et est directement lié à la résistivité et à

La permittivité. La représentation de ces pertes par un schéma équivalent (condensateur C et résistance R en parallèle) :

$$\text{tg } \delta = 1/(R.C.W) \quad \text{II.3}$$

Pour un isolant parfait ($\sigma = 0$), la différence de phase ϕ entre la tension appliquée et le courant qui en résulte est $\phi = \pi/2$. Le facteur de dissipation se définit comme étant la tangente de l'angle de perte, c'est-à-dire l'angle pour laquelle la différence de phase entre la tension appliquée et le courant qui en résulte dévie de $\pi/2$ lorsque le diélectrique du condensateur se compose exclusivement du liquide isolant, considéré comme parfait. Dans le cas réel, $\phi + \delta = \pi/2$, où δ est appelée angle de pertes. Plus δ est grande, plus les pertes diélectriques seront élevées (figure II.5).

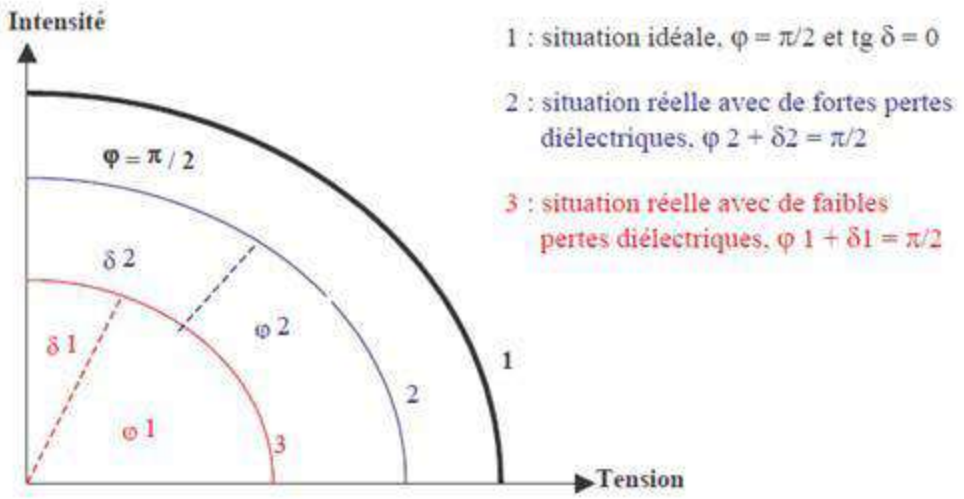


Figure II-5 Représentation schématique de l'angle de pertes

Le facteur de perte tan δ est une fonction croissante avec la température à cause de l'accroissement de la mobilité des charges dans le liquide résultant de la diminution de la viscosité η. Les mesures sont souvent réalisées à 90◦C.

Le facteur de dissipation est très sensible aux impuretés comme la résistivité ; il signale la qualité électrique de l'isolant. Une bonne corrélation est remarquée entre l'évolution de tg δ et certains paramètres, tels que l'acidité et les dépôts, ainsi qu'avec l'oxydation de l'huile. C'est pourquoi, dans l'industrie, tg δ est pris comme critère de vieillissement. En effet, une valeur élevée de tg δ pour le cas d'une huile neuve dans un appareil récemment construit, indique sa contamination par les matériaux de construction (résines, vernis, colles, flux de soudure, etc.) et non pas une dégradation par vieillissement [4].

II-4-1-4- La tension de claquage :

La tension de claquage en courant alternatif est une mesure importante de la capacité de l'huile à supporter une contrainte électrique. La mesure de cette caractéristique se fait à l'aide d'un Spintérmétre à électrodes sphériques. Cette tension est fortement influencée par la présence d'humidité ou autres impuretés se présentant sous forme de corps étrangers. Cette tension de claquage doit nécessairement être vérifiée lors du remplissage de la cuve. Par la suite il sera procédé à des vérifications périodiques pour se rendre compte de l'évolution de ce paramètre [11].

II-4-1-5- La rigidité diélectrique :

La rigidité diélectrique d'une huile est la valeur maximale du champ électrique que l'on peut lui appliquer sans décharge.

Dans l'industrie, elle est maximisée conventionnellement par la tension efficace nécessaire pour provoquer, dans des conditions normalisées, le claquage d'un volume de liquide compris entre deux électrodes dont la forme, distance et nature sont spécifiées, d'où son nom de « tension de claquage » [15].

La rigidité électrique n'est pas un critère de la qualité de fabrication des huiles isolantes, mais un essai conventionnel destiné à déceler leur état plus ou moins grand de pollution physique par l'eau et d'autres matières en suspension et à conclure ou non à l'opportunité de faire un traitement de décharge et filtration avant introduire dans les appareils auxquels, elles sont destinées[10].

II-4-2- Les propriétés physiques :

Les propriétés physiques des huiles isolantes ont une importance dans le traitement et la surveillance des transformateurs de grande puissance.

II-4-2-1- La densité :

C'est une caractéristique propre à l'huile ; elle dépend de la constitution chimique de l'huile. Pour les huiles isolantes à tendance naphténique, elle se situe entre 0.8 et 0.88 à 20°C

II-4-2-2- La viscosité :

La viscosité d'un fluide se définit comme la propriété qui caractérise sa résistance à l'écoulement et sans turbulence se produisant dans la masse d'une matière. C'est donc, la résistance au mouvement que manifestent tous les fluides. Les huiles pour transformateur ont une viscosité très basse ; ce qui permet une circulation plus facile, donc un refroidissement plus efficace [3].

La viscosité et sa variation avec la température sont des paramètres de première importance pour le transfert thermique. En effet, plus le liquide est visqueux, plus il est difficile de le faire circuler dans l'appareil, pour refroidir les parties actives chaudes.

Il existe deux types de viscosité [5] :

❖ viscosité dynamique : sont unité de mesure est « poise » ou « centi poise » ; elle est définie comme la résistance qu'oppose deux couches d'un fluide animé d'un mouvement l'une par rapport à l'autre.

❖ viscosité cinématique : est le rapport de la viscosité dynamique sur la masse volumique du fluide considéré. Elle est mesurée en centi stockes ou mm^2/s. La valeur de la viscosité d'un fluide est liée à la température à laquelle elle est déterminée.

Sa détermination fait l'objet d'une norme ISO 3104. Elle consiste à mesurer le temps d'écoulement d'un volume déterminé à travers un capillaire calibré :

$$V = K^* T \quad \text{II.4}$$

Où

V : est la viscosité cinématique en mm^2/s ;

k : le coefficient du tube capillaire ;

T : le temps l'écoulement en s

II-4-2-3- Point d'écoulement :

L'utilisation de matériels électriques extérieurs nécessite de connaître le point d'écoulement des liquides à basses températures correspondant au fonctionnement en hiver (-25°C) ou dans des conditions climatiques extrêmes (-60°C).

Les liquides utilisés se figent généralement à températures pouvant aller de -60°C (poly butènes, huiles silicones), à - 30°C (huile minérale), sans parler des liquides de synthèse ayant un haut point d'écoulement (+9°C pour les chlorobiphényles), et des huiles pour câbles à matière non migrante dont les points d'écoulement sont de 80 à 100°C.

Le point d'écoulement est défini comme la température la plus basse, pour laquelle un liquide peut couler lorsqu'il est refroidi à des conditions fixées. Lorsqu'un liquide est refroidi, il acquiert une certaine consistance qui n'est pas la congélation, correspondant à l'état solide d'un corps pur à température fixe. Cette consistance est liée à la masse moléculaire, à la composition du liquide en mélange de différentes molécules (isomères et additifs) [4].

Les huiles à point d'écoulement plus bas sont obtenues à partir des coupes naphténiques.

II-4-3- Les propriétés chimiques :

L'étude des caractéristiques chimiques d'un liquide diélectrique, est très importante car d'une part, elle permet de connaitre les composantes réelles qui constituent ce dernier et d'autre part, elle nous renseigne sur l'état d'évolution de ce liquide et son aptitude à remplir ses fonctions principales, à savoir l'isolation électrique et l'évacuation de la chaleur.

II-4-3-1- Indice de couleur :

La couleur est une propriété intrinsèque de l'huile, et qui a une relation avec les hydrocarbures qui constituent l'huile. Elle permet d'apprécier la qualité des huiles neuves et constitue un moyen efficace pour surveiller l'acidité des huiles en service. Elle renseigne également sur le vieillissement d'huile puisque celle-ci devient plus foncée avec l'utilisation [6].

L'aspect, la couleur ainsi que l'odeur, nous permettent la détermination rapide de l'état général de huile. Par exemple : une mauvaise odeur renseigne sur la présence d'amorçages d'arcs électriques dans l'huile, une couleur sombre indique une dégradation de l'huile et l'aspect trouble signifie la présence d'eau et d'impuretés [5].

II-4-3-2- L'indice d'acidité :

L'acidité représente les dérivés acides formés au cours du vieillissement de l'huile. Sa détermination procure le moyen le plus direct pour apprécier et suivre l'altération de l'huile. Cette dernière est exprimée par la masse de l'indice d'acidité qui est le nombre de mg de KOH 0.1 normale nécessaires pour neutraliser un gramme d'huile.

L'acidité d'une huile neuve est très faible en service, elle est de l'ordre de 0.02 à 0.03 mg de KOH/g d'huile selon la norme CEI 296. Aux premiers stades d'oxydation, elle augmente pour atteindre, après un certain temps de service, une valeur ou elle reste constante. Cette stabilité s'explique par les dépôts qui précipitent [10].

II-4-3-3- La teneur en eau :

L'eau n'est pas une propriété de l'huile, sa présence dans une huile est indésirable et considérée comme un polluant potentiel qu'il faut éliminer et éviter.

Les inconvénients de la présence de l'eau dans l'huile de transformateur sont multiplets :

- Elle joue le rôle de catalyseur dans le processus d'oxydation de l'huile en service ;

- Elle influe défavorablement sur certaines caractéristiques comme la rigidité, les pertes diélectriques et la résistivité.

La teneur en eau d'une huile isolante donne une idée de la teneur en eau des isolants cellulosiques. Une teneur en eau trop élevée de l'huile indique que le papier contient également de l'eau ce qui provoque son vieillissement, donc déclencher la décomposition des fibres, ce qui conduira à des dégâts irréversibles pouvant provoquer une panne électrique dans le transformateur [4].

Une huile isolante dégradée après oxydation présente un niveau de saturation en eau plus élevé qu'une huile neuve. Pendant la phase d'oxydation, l'eau commence à se produire dans l'huile et le papier, ce qui fait accélérer la détérioration du papier et la formation de gouttelettes d'eau.

II-4-3-4- Indice de réfraction :

On appelle réfraction, le changement de direction que subit un rayon lumineux en passant d'un milieu optique donné à un autre. Ce changement est du à une modification de la vitesse de propagation à partir du point, appelé point d'incidence, ou le rayon lumineux incident frappe l'interface. La détermination de l'indice de réfraction peut permettre de : [2]

- déterminer la composition d'un mélange (fraction molaire) ;
- d'identifier la nature de l'huile : naphténique ou paraffinique.

II-5- vieillissement de l'huile en service :

Tout au long de leur utilisation, les huiles isolantes peuvent être soumises à plusieurs contraintes : électrique, thermique, chimique …etc. Malgré les avantages qu'elles présentent, les huiles isolantes se détériorent progressivement sous l'action combinée ou séparée de ses contraintes.

La dégradation des matériaux au cours du temps est connue sous le nom de vieillissement. L'étude du phénomène de vieillissement thermique d'un isolant a deux buts principaux : le premier est de déterminer la durée de vie de ces isolants sous l'effet des contraintes thermiques, le second but est de trouver une éventuelle corrélation entre le phénomène de vieillissement et les contraintes qui le provoquent [10].

Le vieillissement influe directement sur les caractéristiques de l'huile, le facteur de pertes diélectrique augment, la tension de claquage et la résistivité diminue, la teneur en eau et l'acidité augment, et enfin la viscosité diminue.

Après dégradation de l'huile sous l'effet de vieillissement, un remplacement on une régénération de l'huile est indispensable.

II-6- Régénération des huiles isolantes :

II-6-1- Définition :

La régénération est nécessaire lorsque l'huile est sévèrement polluée par des produits de décomposition. Si ces derniers sont instables, ils provoquent des dépôts, dont l'élimination nécessite un décuvage, et s'ils ne sont pas contre-soluble, ils contaminent le diélectrique, en jouant parfois un rôle de catalyseur dans la poursuite de la décomposition, et ne peuvent être éliminés que par une opération chimique ou physico-chimique spécifique assimilable à un nouveau raffinage.

La régénération est donc un ensemble de procédés permettant la production à partir d'une charge d'huile usagée, une ou plusieurs huiles de base. Le recyclage des huiles usagées permet l'économie de recourir à la consommation de nouvelles quantités d'huiles neuves. Par conséquent, la régénération se présente comme étant une autre forme d'économie d'énergie et de lutte contre la pollution de l'environnement [12].

II-6-2- Intérêt et critères liés à de la régénération :

La régénération est une source très appréciable pour économiser les quantités d'huiles neuves que peut déposer un pays aussi, elle permet de déminer l'utilisation des ressource lubrifiant d'entrée de devises et une augmentation non négligeable de la capacité des pays à résister à une diminution des ressources en lubrifiants.

De cet état de fait, il en résulte les considérations suivantes :

- L'industrie de la régénération est susceptible de fournir environ 15% des besoins du marché en huile de base.
- Les huiles régénérées étant le plus souvent consommées dans le pays d'origine, chaque tonne d'huile régénérée produite à partir de cette matière première qu'est

l'huile usagée permettrait d'exporter une tonne d'huile neuve produite par l'industrie pétrolière à partir du brut.

- En cas de conflit armé, les grandes raffineries constituent traditionnellement des cibles de choix, alors qu'au contraire les usines de régénération ont beaucoup plus de chance d'échapper à une destruction totale et, donc, de pouvoir continuer à fournir les produits nécessaires à la lubrification des matériels militaires ou industriels.

Grâce au contrôle approfondi des caractéristiques de l'huile, il est possible de planifier et piloter avec précision le processus de régénération. Après que l'huile d'isolation et l'isolation solide ont été nettoyées, l'huile d'isolation est dégazée et inhibée.

L'inhibition constitue une étape importante pour accroitre la résistance à l'oxydation de l'huile nettoyée et ralentir la dynamique de vieillissement de l'isolation huile et cellulose. Elle est expressément recommandée par la norme CEI 60422.

Les critères mentionnés dans le tableau ci-dessous, d'après la norme CEI 60422, recommandent une régénération des qu'un vieillissement rapide ou une accélération des processus de dégradation sont constatés.

Caractéristique	Valeur limites recommandées pour la régénération
Acidité	≥0 ,15(mg de KOH/g d'huile)
Facteur de perte à 90°c et 40 Hz à 60 Hz	≥0,20 pour les transformateurs de puissance/réducteurs d'une tension nominale supérieure à 170kV
	≥0,50 pour les transformateurs de puissance /réducteurs d'une tension nominale inférieure à 170Kv
Teneur en inhibant	Concentration d'inhibant < 40 % de la valeur de sortie/initiale
Combinaison de l'acidité et de la tension des surfaces limites	Acidité >0,06mg de KOH/g d'huile et tension des surfaces limites<30 mN/ m
Dépôts et sédiments	Lorsque la présence de dépôts et sédiments sont constatées, l'huile doit être régénérée

Tableau II-1 : Valeurs limites recommandées pour la régénération [10].

Le diagramme ci-dessous représente le développement des paramètres importants de l'huile lors de la régénération d'un transformateur de groupe de 216 MVA avec environ 40 tonnes d'huile d'isolation présentant un vieillissement important.

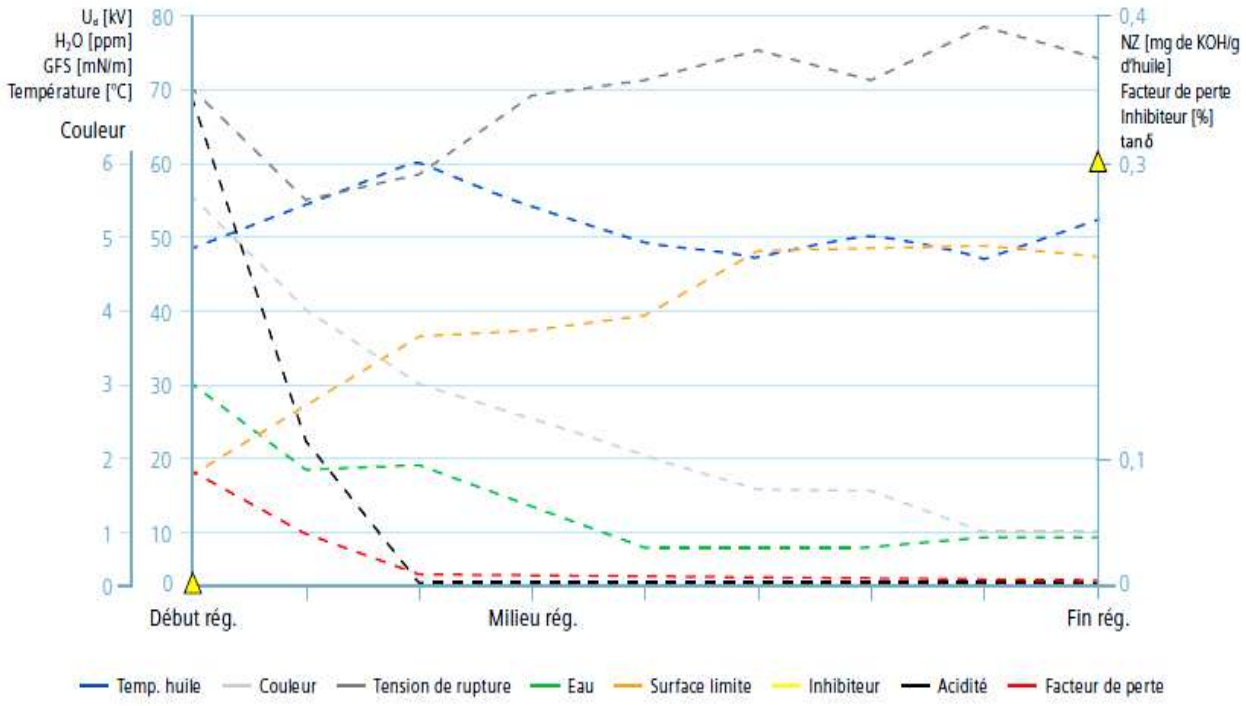


Figure II-6 :Exemple de courbe d'une régénération d'huile.

Une fois la régénération de l'huile effectuée avec succès dans des conditions de processus optimales, l'huile d'isolation même utilisée pendant des années reste conforme aux valeurs limites applicables au remplissage des nouveaux transformateurs de puissance. De plus, les paramètres essentiels des caractéristiques diélectriques de l'huile demeurent stables et ce, même plusieurs années âpres le traitement de régénération.

II-6-3- Procédés de régénération d'huiles isolantes :

Les précédés de régénération sont nombreuses. Ils se diffèrent les uns des autre par la nature des moyens mis en œuvre pour assurer l'élimination de contaminants solubles chlorés, oxydés, dérivés d'additifs et d'impuretés en suspension, comme les produits condensés métalliques et les produits riches en carbone. Une régénération correcte devra prendre en compte ces différentes familles de produits en mettant en œuvre une cascade d'étapes que nous décrivons ci-après :

-Première étape : cette étape est appliquée en tête de la plupart des chaines de régénération, elle consiste à effectuer une distillation douce de l'huile brute de manière à éliminer l'eau (2à4 %), l'essence (1à2%), des solvants, du glycol et certains dérivés d'additif [13].

-Deuxième étape : est consistée en général, à faire une purification de l'huile par précipitation des matières en suspension. A ce stade, l'huile contient encore des composés solubles partiellement oxydés qui doivent être éliminés par action chimique mise en œuvre dans une troisième étape [13]. Certains procédés combinent ces deux actions (physique et chimique) en une seule étape. Les traitements de purification physique les plus connus sont les suivants :

- **La distillation sous vide** :

Tant que l'acide sulfurique était largement utilisé comme étape majeure de la régénération, la distillation sous vide était pratiquée en fin de chaine pour séparer les produits régénérés en huile légère (spindle), moyenne et visqueuse en fond de colonne. La distillation sous vide poussée est devenue un moyen utilisé pour extraire le maximum d'huile ainsi purifiée afin de perdre le moins possible de l'huile visqueuse en fond de colonne.

- **Clarification au solvant (propane ou butane) :**

Ce procédé développé par l'IFP (Institut Français du Pétrole) implique un taux de solvant de 10 à15% et est relativement coûteux mais très performant, et particulièrement adapté aux fractions résiduaires venant de la distillation sous vide pour la récupération de l'huile visqueuse (Bright stock).

- **Ultrafiltration :**

La filtration simple, faisant appel par exemple avec des exemples à des seuils particuliers de quelque µm est totalement inefficace. Pour que la filtration soit opérable avec les seuils requis, il faut faire appel à la technique de filtration tangentielle mise en œuvre en ultrafiltration. Cette technique est efficace mais coûteuse et d'application assez délicate. Elle est coûteuse en énergie et que nécessite une circulation élevée du milieu à filtre (5 à 10m/sous 10 bars sur membranes minérales),

- **La floculation :**

Un certain nombre de procédés peu répandus font appel à des agents déstabilisants généralement en phase aqueuse et nécessitant souvent plusieurs extractions. Certaines sociétés revendiquent l'action d'agents alcalins puissants introduits en amont et entraînant la séparation des contaminants par distillation sous vide poussé ou par centrifugation.

-**Troisième étape :** l'huile purifiée par l'un des traitements précédents doit généralement subir un traitement de raffinage ayant pour but d'éliminer les produits résiduels, solubles, oxydés et/ou azotés éventuellement dérivés d'additifs. L'objectif est d'obtenir toutes les propriétés d'une huile de base vierge (couleur, stabilité de couleur, indice d'acide, …) [13].

Cette étape peut être obtenue par l'un des traitements suivants :

- Lorsqu'une distillation sous vide est installée en amont, les distillats peuvent être traités :
    1. Soit avec 2 à 3% d'acide et 3% de terre.
    2. Soit avec la terre seulement (8 à 10 %) mais le raffinage est légèrement inférieur au précédent.
    3. Soit par hydrogénation catalytique.
- Lorsque la distillation sous vide n'est pas appliquée en amont, l'huile globale purifiée par les autres traitements décrits précédemment peut demander :
    1. Soit 4 à 5% d'acide + 3% de terre environ.
    2. Soit une quantité massive de terre, soit une hydrogénation catalytique plus sévère que dans le cas précédent.

II-7-Conclusion :

Les transformateurs de puissance sont des équipements importants dans les réseaux d'énergies électriques, dont plusieurs facteurs qui influent sur les caractéristiques physiques et chimiques et électriques des huiles isolants de ces transformateurs, tel que l'humidité, la température, la distance entre électrodes,….ces facteurs affectent la durée de vie des huiles isolantes en service. Pour cela, une méthode de régénération est nécessaire afin de recycler les huiles usagées et les rendre utilisables, permettant l'économie de nouvelles quantités d'huiles neuves.

III-1- Introduction :

Dans ce chapitre, nous allons présenter les essais effectués au Laboratoire d'Analyse et de Traitement des Huiles (UTH) de Transformateurs de SHARIKAT KHADAMAT MOUHAOUILAT KAHRABAIA (SKMK), Blida. Ces essais concernent essentiellement des tests de vieillissement thermique artificiel de l'huile neuve et dégradée. En plus, des essais de régénération des échantillons d'huile prises à partir de l'utilisation réelle, ou bien des transformateurs qui étaient en service.

III-2- Présentation de l'huile :

Les différents échantillons utilisés sont prélevés d'un fût d'huile. Il s'agit de la BORAK 22, qui est généralement utilisée dans les transformateurs de puissance et disjoncteurs, des réseaux SONELGAZ. Les caractéristiques principales de l'huile neuve utilisée sont données au tableau suivant :

Caractéristique	Valeurs
La viscosité (V40°) [°C] (cst)	8.107
Tenue en Eau (TE) [ppm]	10.1
Indice d'acidité (IA) [mg.KOH/g]	0.178
La couleur (IC)	<0.5
Tension de claquage (TC) [kV]	49.6
Coefficient de dissipation diélectrique (tg(δ))	0.00288

Tableau III-1 : les caractéristiques de l'huile neuve utilisée

Ces valeurs des caractéristiques correspondent avec les valeurs limites données par la norme pour une huile neuve, CEI 60 296. [8]

L'huile usagée qu'on a utilisée a les caractéristiques suivantes :

Caractéristique	Valeur
La viscosité (V40°) [°C] (cst)	8.1591
Tenue en Eau (TE) [ppm]	179.2
Indice d'acidité (IA) [mg.KOH/g]	0.149
La couleur (IC)	4.3
Tension de claquage (TC) [kV]	23.8
Coefficient de dissipation diélectrique (tg(δ))	0.3490

Tableau III-2 : Les caractéristiques de l'huile dégradée

III-3-Essais du vieillissement thermique :

Afin d'étudier les propriétés de l'huile minérale sous contrainte thermique, les essais que nous avons réalisés ont été effectués à des températures de 20°C, 60°C et 120°C pour un temps de vieillissement allant jusqu'à une limite de 120 heures (5 jours).

Nous avons préparé trois (3) échantillons à 900 ml : une huile neuve, une huile dégradée et huile dégradée après régénération. Ces échantillons sont introduits dans une étuve (figure III-1), réglée à l'une des températures choisies. Et laissée chauffer pendent 5 jours (120heurs). Après le vieillissement l'analyse des différents paramètres électriques et physico-chimiques de l'échantillon d'huile est effectuée.



Figure III-1 : Etuve contenant les échantillons d'huile.

III-4- Mesure des caractéristiques de l'huile :

III-4-1- Détermination de facteur de dissipation diélectrique et de la permittivité relative à 90°C :

L'angle de pertes diélectriques d'une huile isolante est le déphasage entre la tension appliquée au diélectrique et le courant qui en résulte.

La permittivité relative d'huile diélectrique est le rapport entre la capacité Cx d'un condensateur dans lequel l'espace entre les électrodes et autour d'elle est entièrement rempli de l'isolant en question, et la capacité Co de la même disposition d'électrodes dans le vide (ou dans l'air).

Le facteur de pertes diélectriques (tg δ) et la permittivité relative (ε_r), ont été mesurés à l'aide de l'appareil de type Dieltest DTL, selon la norme CEI 60247[14], leur détermination est basée sur des mesures des capacités en courant alternatif. La cellule d'essai contenant l'échantillon d'huile est constitué de deux cylindres coaxiaux. Les essais sont effectués à une température de 90°C.

III-4-1-1-Appareillage :

La mesure des pertes diélectriques se fait au moyen d'un appareil de marque BAUR DTL (figure III-2) constitué de :

- Panneau de commande constitué d'un clavier et un afficheur.
- Un capot de protection.
- La cellule de mesure MC2A.
- Touche de vidange de la cellule de mesure.
- Imprimante matricielle.
- Alimentation en tension (câble de raccordement au secteur).



Figure III-2 : L'appareil de mesure des pertes diélectriques et de la permittivité (Marque BAUR DTL).

III-4-1-2- Mode opératoire :

- Régler le DTL selon la norme CEI 60247[14].
- Remplir la cellule en versant lentement et de manière continue l'huile.
- Appuyer sur le bouton de la vanne d'évacuation pour le rinçage de la cellule.
- Remplir la cellule de mesure avec l'huile à mesurer.
- Fermer et verrouiller le capot de protection.
- Appuyer sur la touche START.
- L'huile à mesurer est chauffée jusqu'à la température qui est de 90°C.
- Les données mesurées sont affichées et imprimées automatiquement sur l'imprimante.

III-4-2-Mesure de la tension de claquage et la rigidité :

La tension de claquage est importante en tant que mesure de l'attitude d'une huile à résister aux contraintes électriques. Une huile sèche et propre est caractérisée par une tension de claquage élevé inhérente. L'eau libre et les particules solides, associées à des teneurs en eau dissoute élevées, ont tendance à migrer vers des régions à fortes contraintes électriques et à réduire sévèrement la tension de claquage. Par conséquent, la mesure de la tension de claquage sert à indiquer la présence de l'agent contaminant, tel que l'eau ou les particules solides (papier et cuivre), qui peuvent être présent avant les essais réduisant la valeur de la tension de claquage. Cependant une tension de claquage élevée ne constitue pas un indice

formel de l'absence d'agent contaminant. L'huile en essai est soumise à un champ alternatif croissant, obtenu par augmentation de la tension à une vitesse de [2 kV/s] constante jusqu'à l'obtention du claquage.

La rigidité diélectrique est la valeur du champ électrique correspondant à la tension de claquage exprimée en kV/cm.

III-4-2-1- Appareillage :

L'appareil utilisé pour la mesure de la tension de claquage est le Spintérmétre de marque OTS 100 AF/2. (Figure III.3), il est composé de :

- Capot de protection.
- Une cellule d'essai en matière moulée transparente de 0.5 litre avec couvercle.
- Deux portes électrodes et deux électrodes constituées par deux sphères en laiton poli de 12.5mm écartées l'une de l'autre de 2.5mm.
- Alimentation en tension (câble de raccordement au secteur).
- Transformateur haute tension.
- Jeu de jauges d'épaisseur pour le réglage de l'écart entre les électrodes.
- Imprimante à papier normale.
- Panneau de commande.
- Agitateur magnétique.



(a) : *Vue d'ensemble*



(b) : *La cellule d'essai*

Figure III-3 : L'appareil de mesure de la tension de claquage

III-4-2-2-Mode opératoire :

- Ouvrir le capot de protection.
- Régler l'écart entre les deux électrodes à 2.5mm.
- Rincer la cuve et les électrodes avec l'huile à analyser.
- Remplir la cuve avec l'huile de façon à éviter la formation des bulles d'air, jusqu'à ce que le niveau d'huile dépasse d'environ 20mm la partie supérieure des électrodes.
- Remuer éventuellement la cuve d'essai plusieurs fois de manière à obtenir une répartition homogène, des impuretés contenues dans l'huile isolant de façon à éviter la formation de bulles d'air.
- Placer la cuve dans le Spintérmétre.
- Fermer le capot de protection.
- Ouvrir le panneau de commande.
- Régler le Spintérmétre selon la norme CEI 60156 [15].
- Appuyer sur la touche START pour commencer les essais.
- On effectue six essais consécutifs pour un même remplissage de la cuve de Spintérmétre, avec un temps de repos de 2mn entre deux essais.

La tension de claquage est la moyenne arithmétique des valeurs trouvées pour les 5 derniers essais, cette valeur est affichée sur l'afficheur

III-4-3-Mesure de l'indice de couleur :

L'indice de couleur est mesuré selon la norme ISO 2049 [16]. L'appareil utilisé pour cette mesure est un spectrophotomètre, de type LOVIBOND- PFX 195, TINTOMETER (Figure III-4).La couleur de l'huile isolante est déterminée en lumière transmise, et exprimée par un indice obtenu par comparaison avec une série de couleurs de verres étalons. L'étalon correspondant, ou celui dont la couleur est juste supérieure, est pris comme valeur de cet indice.



Figure III-4 : LOVIBOND- PFX 195 utilisé pour la mesure de l'indice de couleur.

III-4-3-1- Appareillage :

- Colorimètre : LOVIBOND PFX/2 195.
- Cuve en quartz 33mm.
- Afficheur
- Clavier

III-4-3-2- Mode opératoire :

- Remplir la cuve d'essai avec une quantité d'huile à analyser.
- Vérifier que les fenêtres d'extrémité de la cuve de l'échantillon sont propres.
- Tenir la cuve par les côtés.
- Attendez que l'échantillon se dépose, en donnant aux bulles d'air le temps de se disparaitre
- Placer la cuve dans le colorimètre.
- Appuyer sur la touche READ.
- Lire la valeur de la couleur qui est affichée sur l'écran.

III-4-4- Mesure de la teneur en eau :

La teneur en eau est la quantité d'eau (en ppm : partie par million) dissoute dans l'huile isolante, elle est mesurée par un appareil numérique, celui-ci est branché à un tube contenant une solution chimique. On injecte un volume d'huile dans ce tube d'essai et on introduit comme donnée le volume d'huile injecté. Après quelques instants, l'appareil coulomètre (figure III-5) affiche la teneur en eau en ppm (en poids ou en volume) après spécification de la densité d'huile.- La mesure est réalisée selon la norme CEI 660814[17]

III-4-4-1- Appareillage:

1. Seringue en verre.
2. Colorimètre KARL FISHER de marque BAUR (figure III.2) composé de :

- Imprimante incorporée.
- Affichage.
- Touche de commande.
- Clavier.
- Le vase de titrage est composé de :
- Tube de séchage.
- Electrode génératrice.
- Electrode indicatrice.
- Barreau d'agitation magnétique.
- Bouchon avec septum.

Réactifs :

- Hydranal coulomat AG oven.
- Hydranal coulomat CG.



Figure III-5 : L'appareil de mesure de la teneur en eau (Colorimètre KARL FISHER de marque BAUR).

.

III-4-4-2-<u>Mode opératoire:</u>

- Appuyer sur la touche START, l'afficheur demande d'attendre, lorsque le dérivé atteint une valeur stable (l'appareil se stabilise), un bip sonore se fait entendre et l'indication « prêt à doser » est affichée.
- L'introduction de l'échantillon se fait à travers le septum avec une seringue en verre de haute précision.
- Rincer la seringue avec l'huile à analyser avant l'injection.
- Remplir la seringue avec l'huile.
- Peser la seringue.
- Appuyer sur la touche START pour pouvoir injecter l'huile.
- Injecter une certaine quantité d'huile.
- Repeser la seringue et introduire le poids de l'huile injecté en utilisant le clavier.
- Appuyer sur la touche ENTER.
- La valeur de la teneur en eau en ppm est affichée sur l'écran et le résultat est imprimé sur l'imprimante incorporée.
- La teneur en eau est la moyenne arithmétique des valeurs trouvées pour trois essais.

III-4-5-<u>Mesure de l'indice d'acidité :</u>

La mesure de l'acidité est réalisée par un procédé chimique appelé la neutralisation. La valeur de l'acidité est exprimée en mg de KOH par g d'huile, c'est-à-dire le nombre de mg

d'une solution de potasse alcoolique (KOH) de normalité 0,1 nécessaire pour neutraliser un gramme d'huile à essayer.

L'indice d'acidité est calculé au moyen de l'expression :

$$IA = 0.1\ M\ V / m \quad \text{(III.1)}$$

0.1 : normalité de la solution KOH (g/l),

M : masse moléculaire de la solution KOH (56.1 g/moles),

m : masse de l'huile (g),

V : volume en ml de KOH, nécessaire pour l'obtention de la neutralisation.

Le système de neutralisation est donné à la figure III-6 La mesure est réalisée selon la norme CEI 62021-1 [18]



Figure III-6 : Dispositif de mesure de l'acidité.

III-4-5-1-<u>Appareillage:</u>

- Burette en verre de 2ml graduée en dixième millilitres.
- Une fiole conique de 250ml, bouchée à l'émeri.
- Eprouvette.
- Balance

Réactif :

- Ethanol 96°.
- KOH : solution d'hydroxyde de potassium
- Bleu alcalin.

- Toluène
- HCL : solution d'acides chlorhydrique.

III-4-5-2- Mode opératoire:

Préparation des solutions :

1. Solution de titrage :
   Mélanger trois volumes de toluène et deux volumes de l'éthanol, ajouter 2ml d'une solution indicatrice.
2. Solution indicatrice :
   Elle contient 2g de bleu alcalin dissous dans 100ml d'éthanol contenant 1ml de HCL 0.1mole/l.

L'essai consiste à suivre les étapes suivantes :

- Verser 50ml de solution de titrage dans une fiole conique.
- Neutraliser le HCL (contenu dans la solution de titrage) avec KOH 0 .1N.
- Ajouter à la solution ainsi obtenue la prise d'essai.
- Neutraliser avec KOH jusqu'au virage.
- Noter le volume de KOH versé.

III-4-6-Mesure de la viscosité cinématique :

La viscosité d'un liquide est la propriété de ce liquide résultant de la résistance qu'opposent ses molécules à une force tendant à les déplacer par glissement dans son sein.

La viscosité cinématique (η) est un facteur régissant l'évacuation de la chaleur. Le vieillissement et l'oxydation de l'huile ont tendance à accroitre la viscosité. Cependant, l'effet n'est pas perceptible aux niveaux de détérioration considérés.

Elle est mesurée selon la norme ISO3104 [19]. Le principe de base est de mesurer le temps mis par un volume déterminé d'une prise d'essai contenue dans le réservoir d'un viscosimètre en verre pour s'écouler entre deux repères normalisés et à une température exactement contrôlée.

La viscosité cinématique V est calculée à partir du temps nécessaire à l'écoulement par la formule suivante :

$$V=K*t \quad \text{……..……(III.2)}$$

Ou : K : constante du tube capillaire utilisé (mm^2/s^2).

T : temps d'écoulement observé en seconde.

Le Stockes (St) est l'unité de viscosité absolue cinématique. C'est la viscosité absolue cinématique d'un liquide dont la masse volumique est d'un gramme par centimètre cube.

III-4-6-1- Appareillage :

La mesure de la viscosité se fait au moyen d'un appareil appelé viscosimètre (figure III.6) composé de :

- Bain d'huile de silicone qui permet d'immerger les tubes capillaires.
- Thermomètre.
- Les tubes de type UBBELHODE.
- Une résistance de chauffage.
- Un régulateur de température.



Figure III-7 : TAMSON (PMT) utilisé pour la mesure de la viscosité

III-4-6-2-Mode opératoire:

- Chauffer le bain d'huile à la température d'essai voulue.
- Choisir le type capillaire (équipé d'un support) propre et sec avec une constante correspondant au grade de l'huile.
- Verser une quantité d'huile dans le réservoir du tube capillaire, en inclinant l'instrument d'un angle de 30°C par rapport à la verticale jusqu'à une hauteur limitée par deux traits.
- Tremper le tube capillaire dans le bain et le laisser pendant le temps requis (15 à 20mn) pour atteindre l'équilibre de la température d'essai.
- Aspirer un volume de la prise d'essai du tube jusqu'à un niveau déterminer.
- Mesurer en seconde le temps d'écoulement de l'huile entre deux points déterminé.

III-5- Procédés de régénération de l'huile minérale isolante :

La méthode de régénération est utilisée au niveau du Laboratoire d'Analyse des Huiles de Transformateurs de SKMK est par :

- Régénération par traitement chimique.
- Régénération par traitement physique.

Dans notre travaille on a utilisé la régénération par traitement chimique dont on utilise l'acide sulfurique. Les étapes suivantes sont faites :

1er étape :

On ramène 900 ml de l'huile dégradée comme la montre la figure ci-dessus :



Fig. III-8 : L'huile dégradée

2eme étape

On a ajouté à cette quantité de l'huile dégradée 9ml d'acide sulfurique (H_2SO_4).On le met sur une plaque chauffante, pendant l'échauffement on mélange le produit avec 90 g de la terre en même temps, on continue ce processus jusqu'à atteindre une température de 80°C.

La figure ci-dessus montre le mélange à la fin du processus :



Fig. III-9. Le produit mélangé obtenue à la fin du processus

3eme étape :

Après obtenir le mélange de l'étape précédent on laisse le produit se reposer après un processus de précipitation montré dans la figure suivante



a- Début de la précipitation



b- Fin de La précipitation

Fig. III-10- Préparation de l'échantillon

4eme étape

Dans cette dernière étape en fait passer le produit précipité sur un filtre pour qu'on obtient à la fin l'huile régénérer pure.

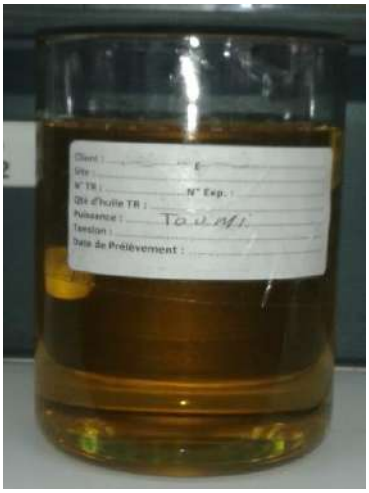


Fig. III-11- Huile régénérée

IV-1- Introduction :

Dans ce chapitre nous allons présenter les résultats pratiques des différents essais que nous avons faits. Les résultats du facteur de pertes diélectrique (tg(δ)), la tension de claquage, l'indice d'acidité, la viscosité cinématique, la teneur en eaux et la couleur pour une huile neuves, dégradée et régénérée sont présentées.

IV-2- Facteur de dissipation diélectrique (tg (δ)) en fonction de la température :

IV-2-1- Huile neuve :

La Figure IV-1- représente les variations du facteur de dissipation diélectrique en fonction de la température pour l'huile neuve.

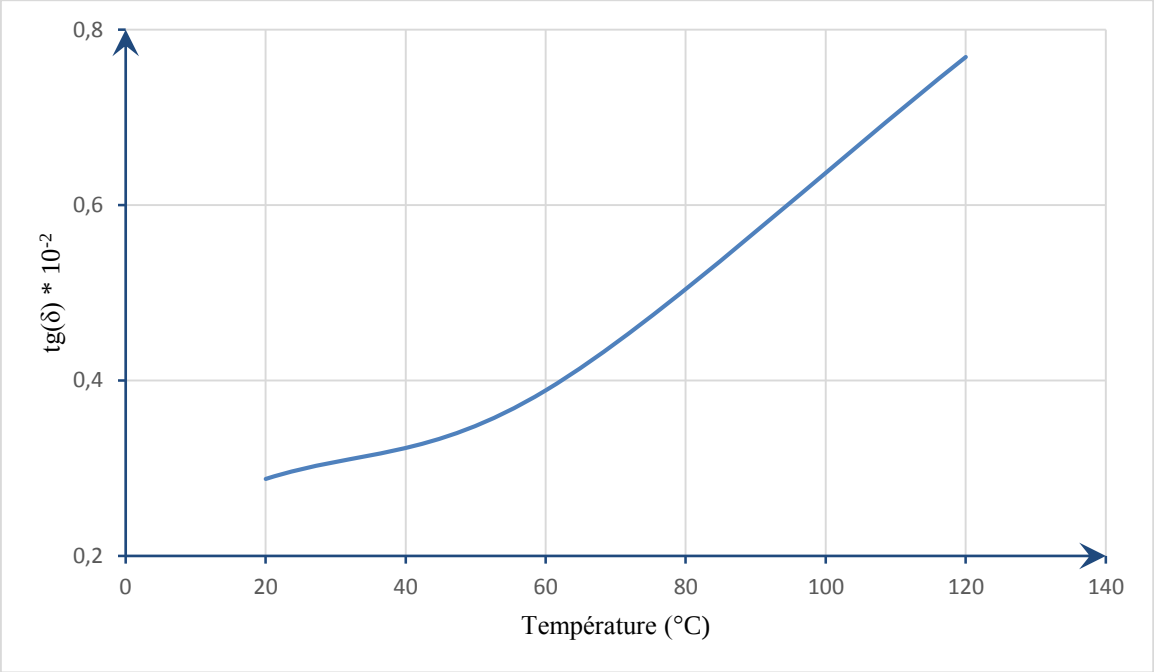


Figure IV-1- Variation de tg(δ) *de l'huile neuve en fonction de la température*

On remarque que le facteur de dissipation diélectrique (tg(δ)) subit une légère augmentation à partir de la température 20°C dont on trouve la valeur (288.10^{-2}) jusqu'à 60°C où (tg(δ)) atteint une valeur de (389.10^{-2}) à partir de la température 60°C et pour les températures élevées la variation est importante et augmente d'une façon linéaire. Pour la température de 120°C, tg(δ) atteinte une valeur de (763.10^{-2}).

Cette augmentation du facteur de dissipation avec la température est due essentiellement aux porteurs de charges, qui ne montrent qu'une légère mobilité pour des températures

faibles. Par contre quand la température est élevée, la mobilité de ces porteurs de charge augmente, ce qui engendre des courants de fuite plus importants.

IV-2-2- Huile dégradée :

La figure IV-2- représente les variations du facteur de pertes diélectrique d'une huile dégradée en fonction de la température

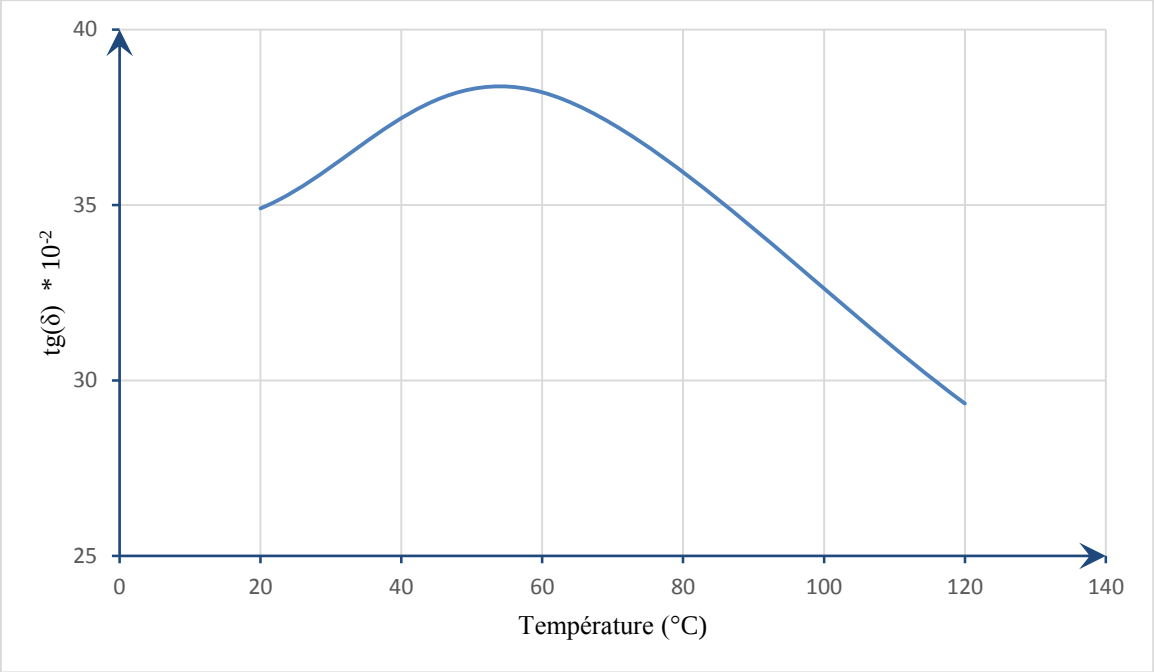


Figure IV-2- Variation de tg(δ) *de l'huile dégradée en fonction de la température*

Le facteur de pertes diélectrique augmente avec l'augmentation de la température. Il passe de ($34{,}9.10^{-2)}$ pour la température 20°C à ($38{,}21.10^{-2}$) pour la température 60°C, et diminue pour atteindre ($29{,}34.10^{-2}$) à la température de 120°C.

La diminution du facteur de pertes diélectrique pour les températures élevées, contrairement à ce qu'ont constaté pour l'huile neuve, est due à l'amélioration de la qualité de l'huile en augmentant la température, ce qui a pour effet d'évaporer les quantités d'eaux importantes qui sont présentés dans les huiles dégradées.

IV-2-3- **Huile régénéré :**

La figure IV-3- représente les variations du facteur de pertes diélectrique après la régénération du l'huile en fonction de la température

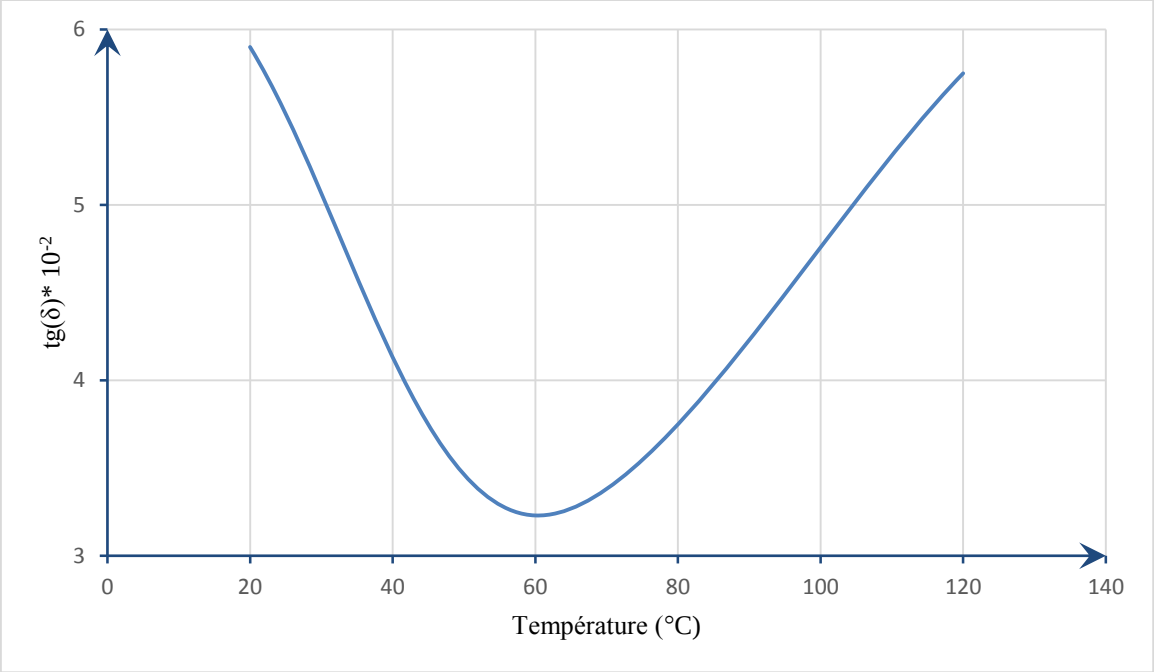


Figure IV-3- Variation de tg(δ) *de l'huile régénérée en fonction de la température*

On remarque que le facteur de dissipation diélectrique (tg(δ)) diminue en fonction de la température. Il passe de ($5{,}9.10^{-2}$) pour la température 20°C jusqu'à la valeur de ($3{,}23.10^{-2}$) pour 60°C. Pour les hauts températures, le facteur de pertes diélectrique augmente en fonction de la température jusqu'à ($5{,}75.10^{-2}$) à la température 120°C.

IV-2-4- Comparaison entre les différentes huiles :

La figure IV-4- représente les variations des différents facteurs de pertes diélectriques des huiles : neuve, dégradée et régénérée en fonction de la température.

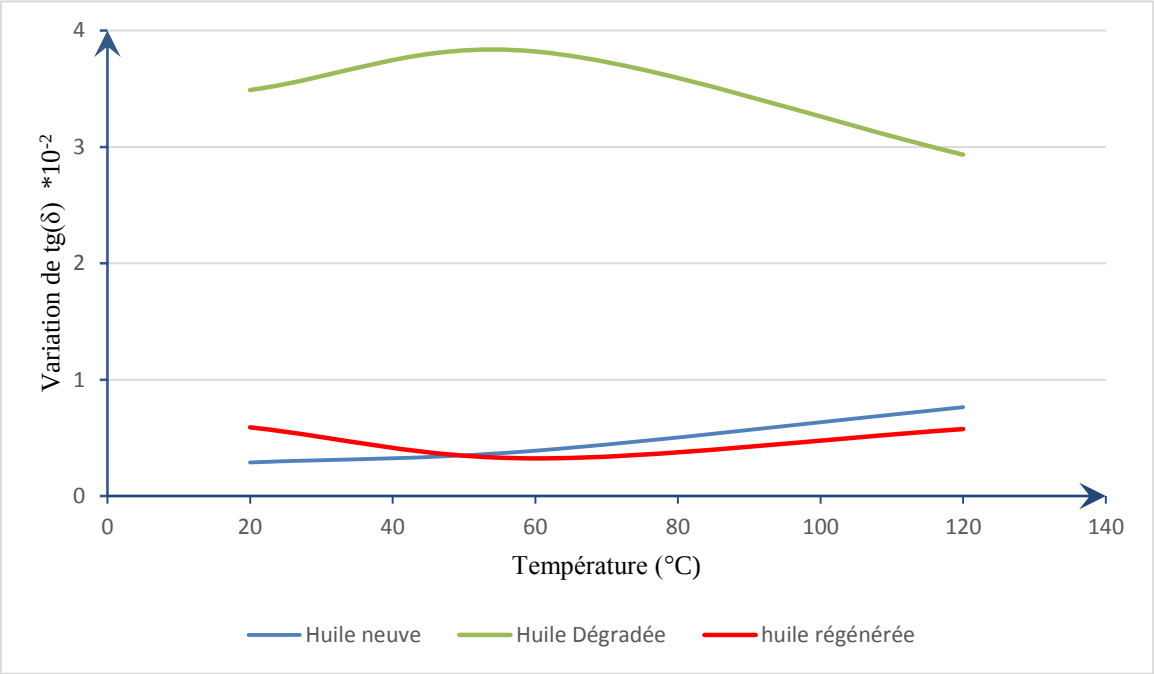


Figure IV-4- comparaison entre les facteurs de dissipation des huiles

D'après la figure IV-4, on remarque que le facteur de pertes diélectrique est très grand pour l'huile dégradée par rapport à l'huile neuve, ce qui montre que le degré de dégradation de l'huile utilisée est très grand. Après régénération, on remarque que les valeurs du facteur de pertes sont nettement améliorées, et elles sont proches des valeurs de l'huile neuve.

IV-3- Tension de claquage en fonction de la température :

IV-3-1- Huile neuve :

La figure IV-5- représente les variations de la tension de claquage en fonction de la température pour l'huile neuve.

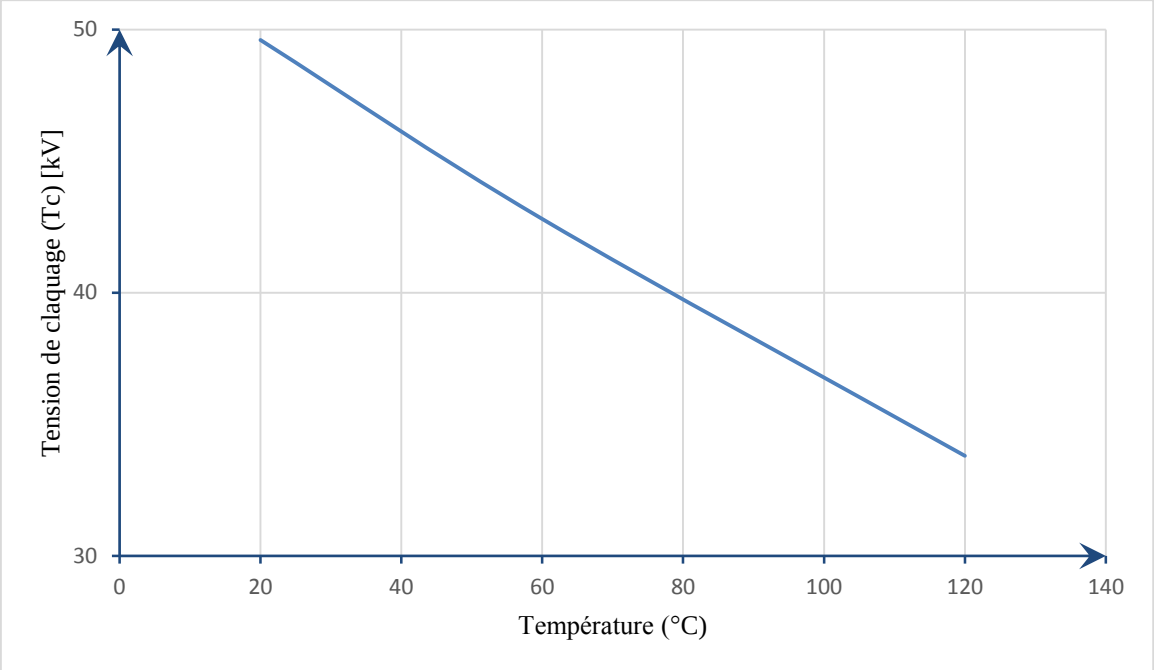


Figure IV-5- Variation de la tension de claquage de l'huile neuve en fonction de la température.

A partir de la figure IV-5, on remarque que la tension de claquage subit une diminution à partir de la température 20°C dont elle passe de (49.6) jusqu'à atteindre (33.8) à la température 120°C.

Cette diminution est due essentiellement à l'échauffement du l'huile.

IV-3-2- **Huile dégradée :**

La figure IV-6- représente les variations de la tension de claquage en fonction de la température pour l'huile dégradée.

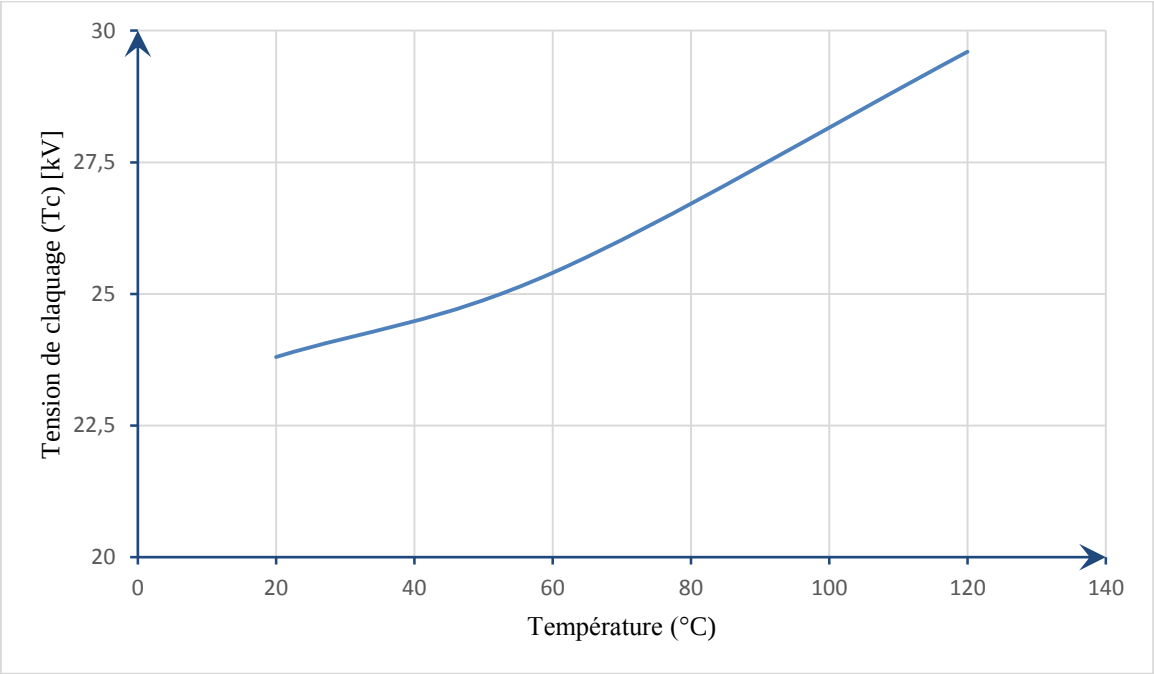


Figure IV-6- Variation de la tension de claquage de l'huile dégradée en fonction de la température.

On remarque que la tension de claquage subit une légère augmentation à partir de la température 20°C dont on trouve la valeur (23,8) jusqu'à 60°C ou la tension de claquage atteint une valeur de (25,4). A partir de cette température de 60°C et pour les températures les plus élevées, l'augmentation est plus importante et elle devient linéaire. Pour la température de 120°C, la tension de claquage atteint une valeur de (29.6).

Cette augmentation est due essentiellement à l'échauffement qui provoque la vaporisation de l'eau contenue dans l'huile, d'où la tension de claquage elle est proportionnelle à l'évaporation.

IV-3-3- **Huile régénéré :**

La figure IV-7, présente la variation de la tension de claquage en fonction de la température pour l'huile régénérée.

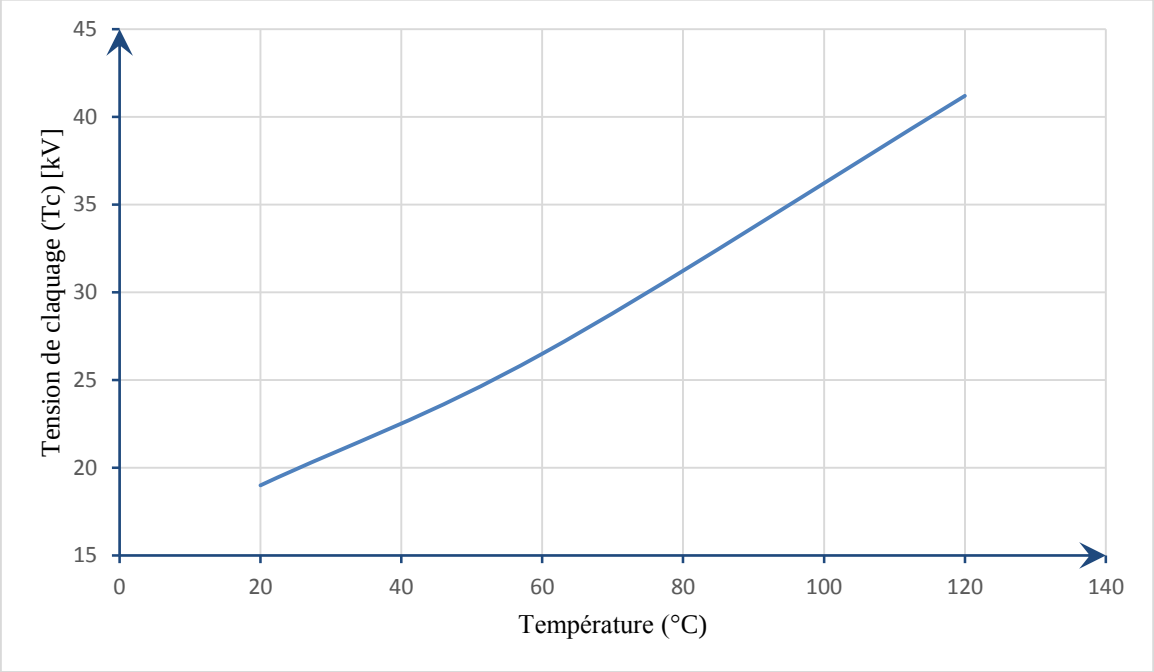


Figure IV-7- Variation de la tension de claquage de l'huile régénérée en fonction de la température.

A partir de la figure IV-7- on remarque que la tension de claquage subit une augmentation linéaire en fonction de la température dont elle passe de la valeur (19) pour une température de 20°C jusqu'à ce qu'elle attient une valeur de (41.2) pour une température de 120°C.

Cette augmentation linéaire de la tension de claquage est due essentiellement à l'existence de l'eau qui s'évapore en fonction de la température ce qui provoque une augmentation de la tension de claquage.

IV-3-4- Comparaison entre les huiles :

La figure IV-8, représente les variations des différentes tensions de claquage des huiles : neuves, dégradée et régénéré en fonction de la température

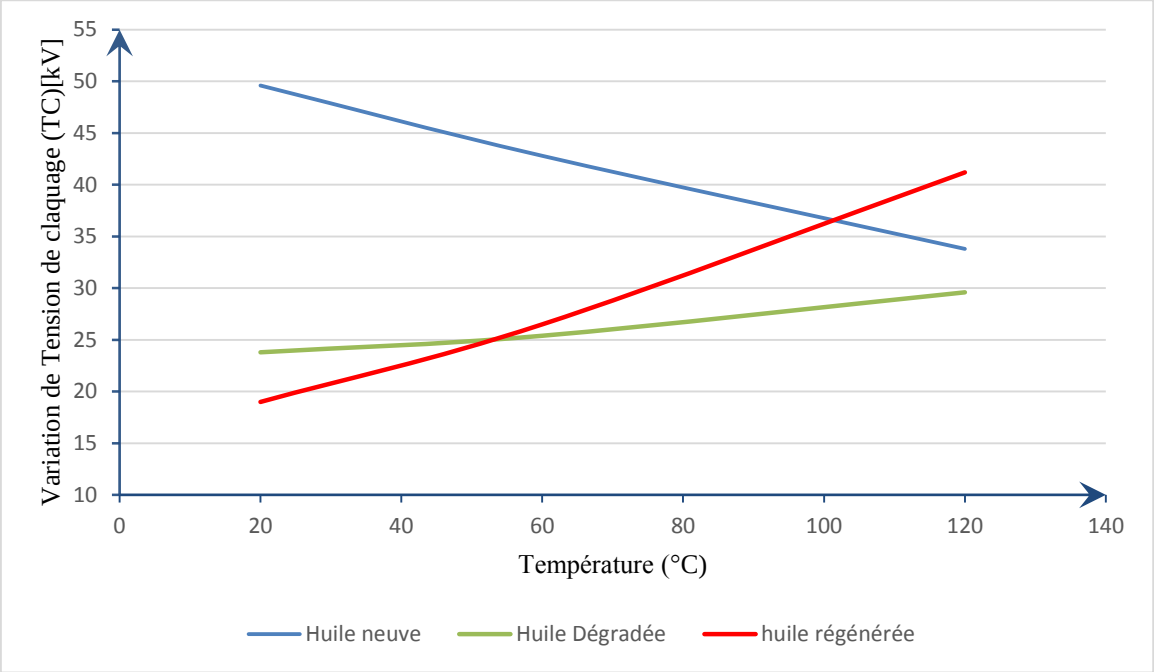


Figure IV-8- comparaison des tensions de claquage des huiles en fonction de la température

D'après la figure IV-8, on remarque que la tension de claquage est très faible pour l'huile dégradée par rapport à l'huile neuve, ce qui montre que l'huile dégradée contient une quantité d'eau très grande. Après la régénération de l'huile dégradée on remarque que la tension de claquage s'améliore en fonction de la température et elle devient proche des valeurs de l'huile neuve pour les températures élevées.

IV-4- Indice d'acidité :

IV-4-1- Huile neuve :

La figure IV-9, présente les variations de l'indice d'acidité en fonction de la température pour l'huile neuve.

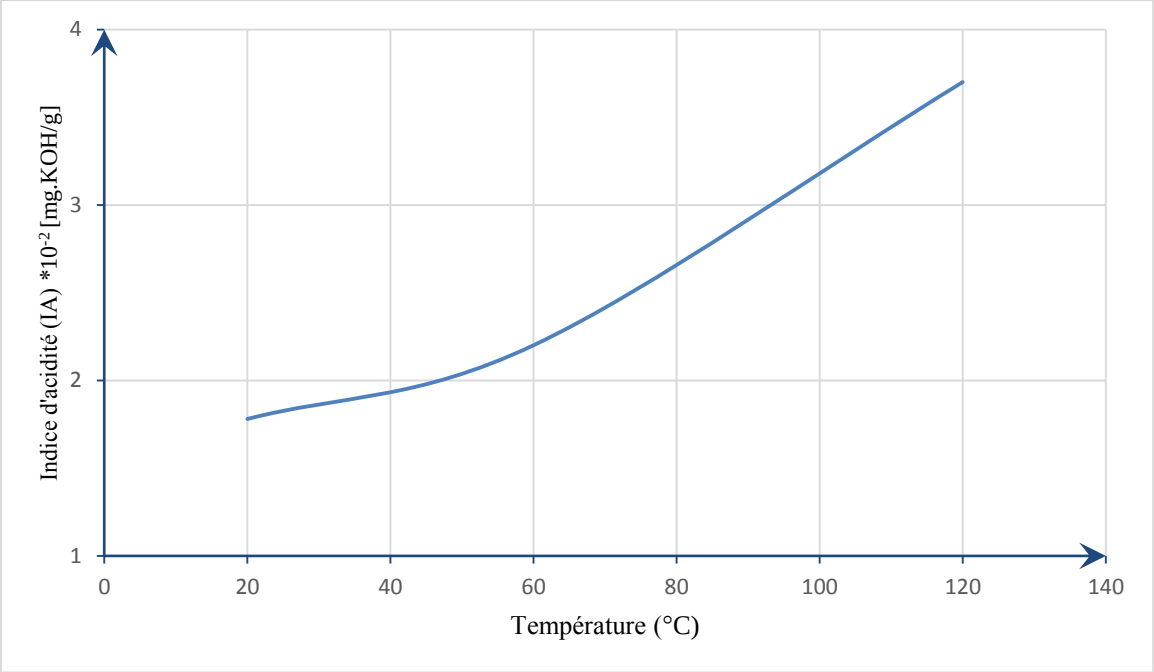


Figure IV-9- Variation d'indice d'acidité de l'huile neuve en fonction de la température.

On remarque que l'indice d'acidité subit une légère augmentation à partir de la température 20°C dont on trouve une valeur de ($1,78 .10^{-2}$) jusqu'à ce qu'elle attient une valeur de ($2,2 .10^{-2}$) pour une température de 60°C. À partir de la température 60°C et pour les températures les plus élevées, l'augmentation devient plus importante et linéaire, pour la température 120°C elle atteint la valeur de ($3,7 .10^{-2}$).

Cette augmentation de l'indice d'acidité avec la température est due essentiellement à l'existence des produits acides dont leurs présences est faible pour les faibles températures, par contre la présence des produits acides augmentes et devient trop importante dans les températures élevées.

IV-4-2- **Huile dégradée :**

La figure IV-10, présente la variation de l'indice d'acidité en fonction de la température pour l'huile dégradée.

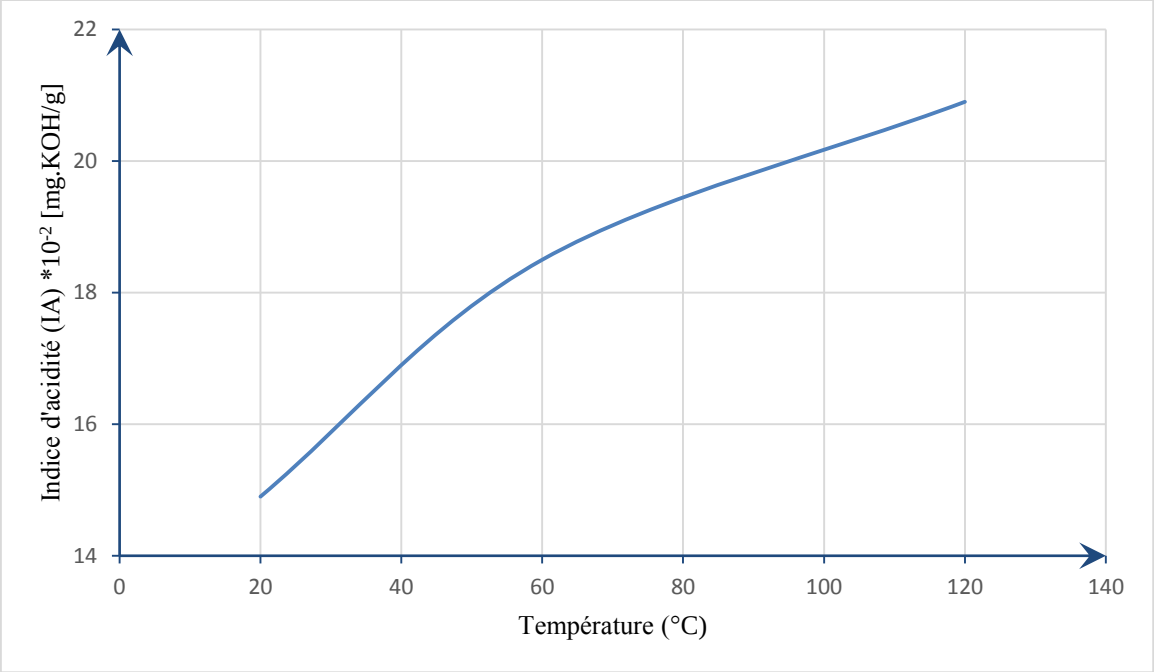


Figure IV-10- Variation d'indice d'acidité de l'huile dégradée en fonction de la température.

On remarque que l'indice d'acidité subit une augmentation linéaire à partir de la température20°C où il montre une valeur de (14,9 $.10^{-2}$) jusqu'à atteindre une valeur de (18,5 $.10^{-2}$) pour la température 60°C. Et à partir de la température de 60°C et pour les températures élevées, on remarque une augmentation moins importante jusqu'à ce qu'elle attient une valeur de (20,9 $.10^{-2}$) pour une température de 120°C.

Cette augmentation intense de l'indice d'acidité avec les températures les plus faibles de 60°C est due essentiellement à l'augmentation de la quantité des produits acides dans l'huile. Le ralentissement de cette augmentation pour les températures les plus élevées de 60°C est dû à un début de saturation de la quantité des produits acides.

IV-4-3- Huile régénéré

La figure IV-11, présente la variation de l'indice d'acidité en fonction de la température pour l'huile régénéré.

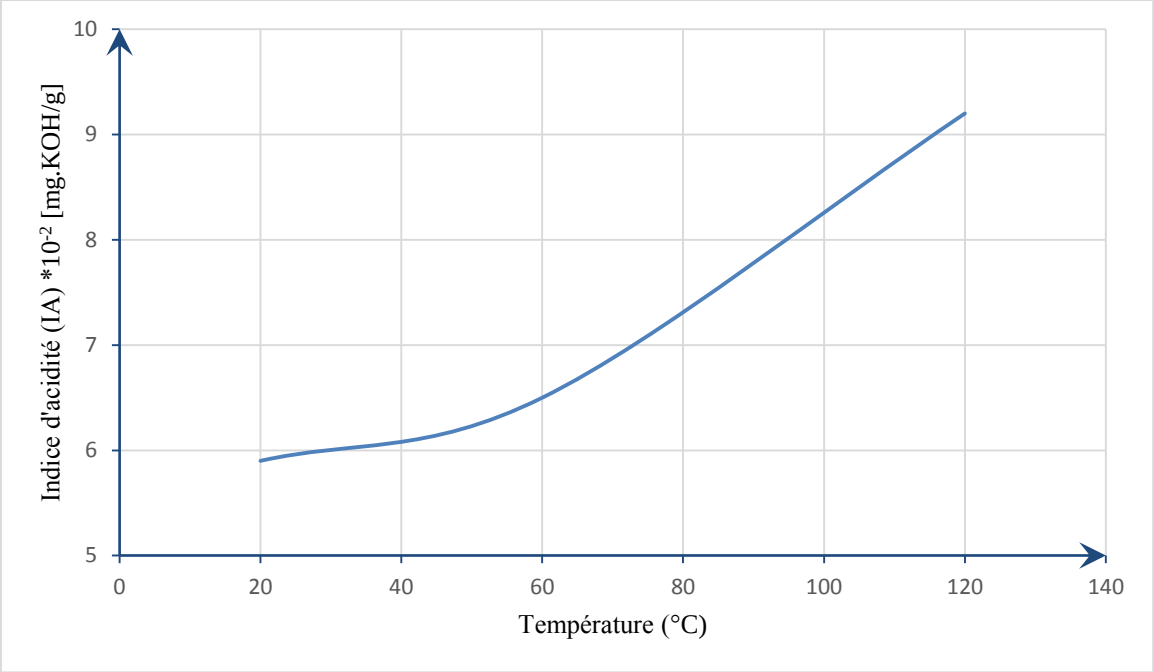


Figure IV-11- Variation d'indice d'acidité de l'huile régénéré en fonction de la température

D'après la figure IV-11- on remarque que l'indice d'acidité subit une légère augmentation à partir de la température 20°C dont on trouve une valeur de ($5,9 .10^{-2}$) jusqu'à ce qu'elle attienne une valeur de ($6,5 .10^{-2}$) pour une température de 60°C. À partir de la température de 60°C et pour les températures les plus élevées, l'augmentation devient plus importante et linéaire, pour la température de 120°C elle atteint la valeur de ($9,2 .10^{-2}$).

Cette augmentation de l'indice d'acidité avec la température est due essentiellement à la reproduction des produits acides qui ont été éliminées après la régénération dont leurs présences est petite pour les faibles températures. Par contre la présence des produits acides augmente et devient trop importante pour les températures élevées.

IV-4-4- Comparaison entre les huiles

La figure IV-12, représente les variations d'indice d'acidité des huiles : neuves, dégradée et régénéré en fonction de la température.

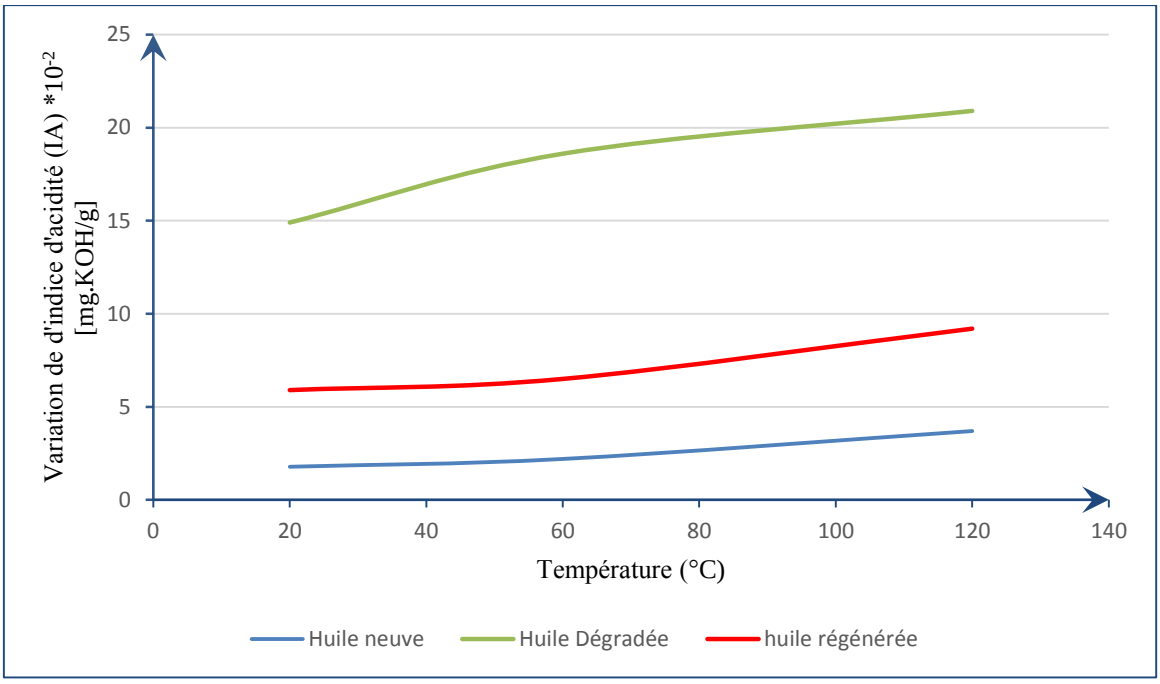


Figure IV-12- comparaison d'indice d'acidité en fonction de la température

D'après la figure IV-12- on remarque que l'indice d'acidité est très grand pour l'huile dégradée par rapport à l'huile neuve, ce qui montre que le degré de dégradation de l'huile utilisée est très grand. Après régénération, on remarque que les valeurs de l'indice d'acidité sont nettement améliorée, et elles sont proche des valeurs de l'huile neuve.

IV-5- Tenue en eau :

IV-5-1- Huile neuve :

La figure IV-13, présente la variation de la tenue en eau en fonction de la température pour l'huile neuve.

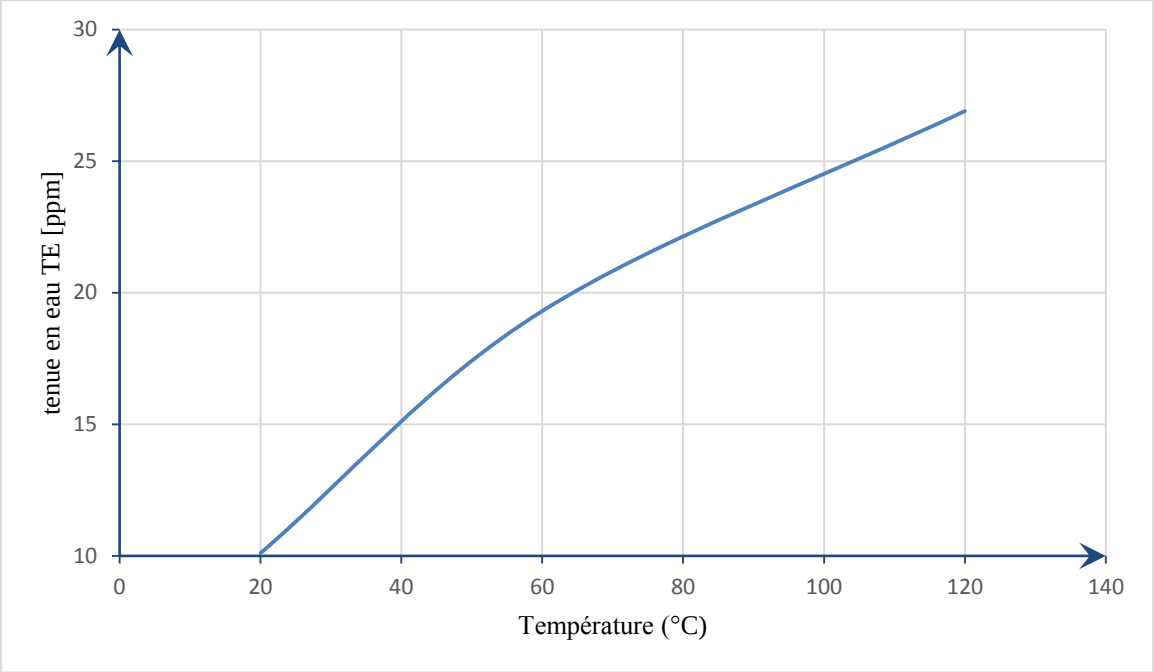


Figure IV-13- Variation de la teneur en eau de l'huile neuve en fonction de température.

On remarque que la teneur en eau subit une augmentation linéaire à partir de la température 20°C où il montre une valeur de (10,1) jusqu'à atteindre une valeur de (19,3) pour la température 60°C. Et à partir de la température 60°C et les températures plus élevées, on remarque une augmentation moins rapide jusqu'au quelle attient une valeur de (26,9) pour une température de 120°C.

Cette augmentation intense de la teneur en eau avec les températures les moins faibles de 60°C est due essentiellement à l'augmentation reprend des quantités d'eau dissoutes dans le huile, le ralentissement de cette augmentation pour les températures les plus élevées de 60°C est dû à la saturation de ses quantité d'eau.

IV-5-2- **Huile dégradée :**

La figure IV-14, présente la variation de la teneur en eau en fonction de la température pour l'huile dégradée.

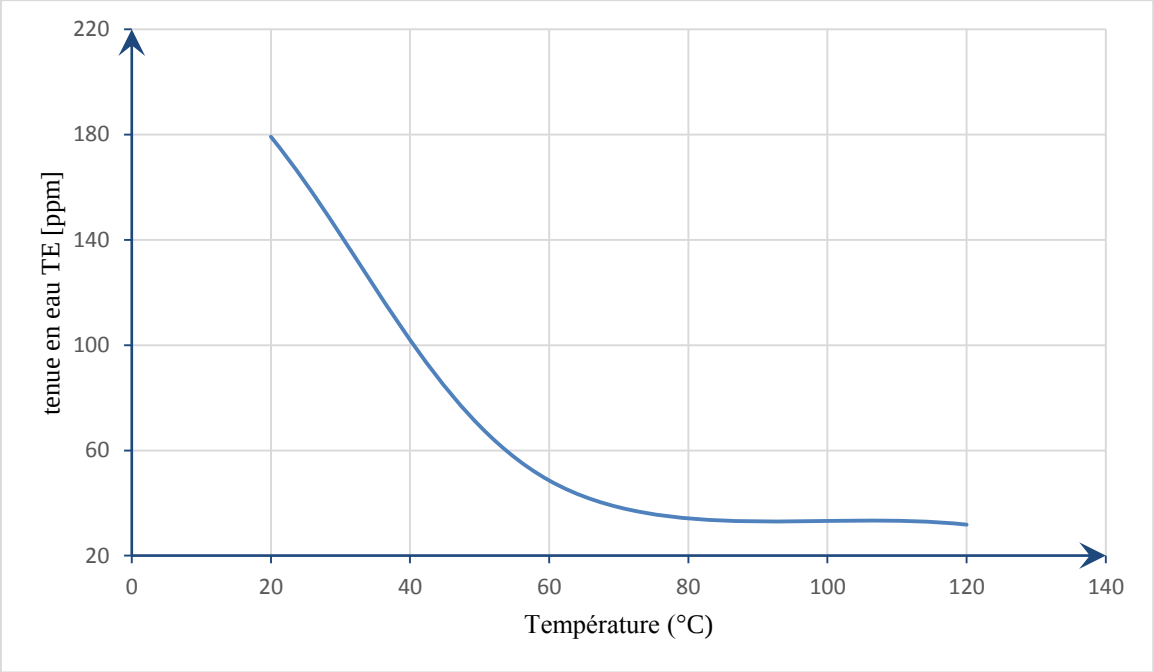


Figure IV-14- variation de la teneur en eau de l'huile dégradée en fonction de température.

On remarque que la teneur en eau subit une grande diminution en fonction de la température. Pour les basses températures commence à partir de 20°C avec une valeur de (179,2) et atteint (48,56) à 60°C. À partir de la température 60°C et les températures les plus élevées, la diminution de la teneur en eau devient très légère et atteint la valeur (31,8) à la température 120°C.

Cette diminution de la teneur en eau pour les températures les moins faibles que 60°C est due essentiellement à l'évaporation de l'eau déjà contenue dans l'huile dégradée. La légère diminution à partir de la température 60°C et les températures les plus élevées est due aux faibles quantités d'eau qui restent dans l'huile.

IV-5-3- **Huile régénéré :**

La figure IV-15- présente la variation de la teneur en eau en fonction de la température pour l'huile dégradée régénéré.

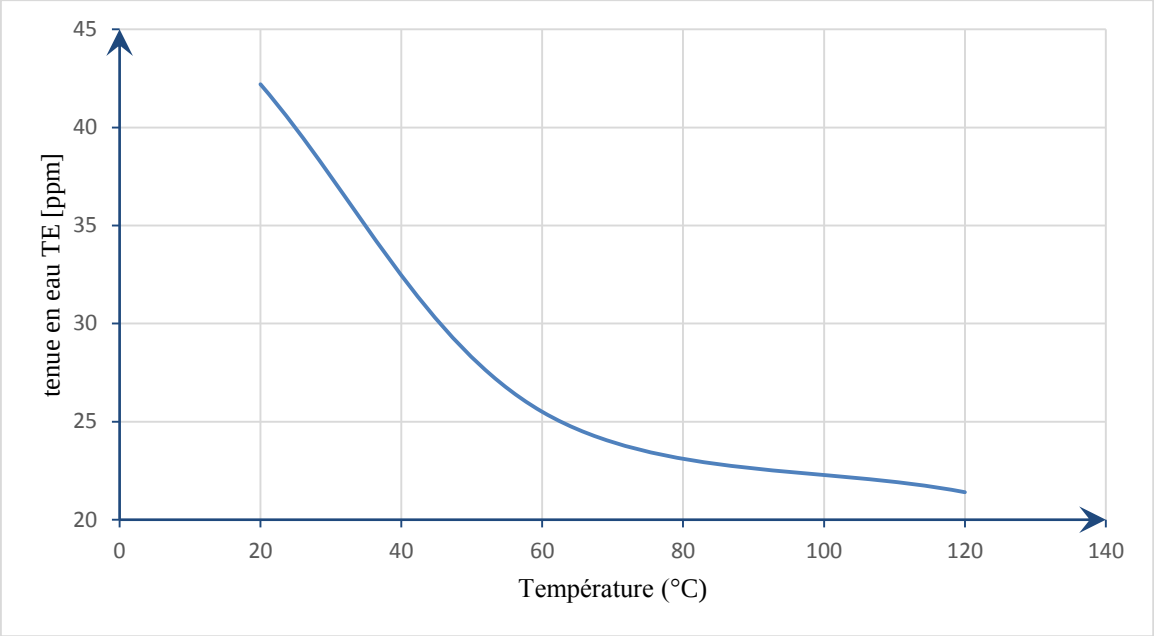


Figure IV-15- variation de la teneur en eau de l'huile régénéré en fonction de température.

On remarque que la teneur en eau subit une grande diminution en fonction de la température, pour la température de 20°C avec une valeur de (42,2), et atteint la valeur (25,5) à 60°C. À partir de la température de 60°C et les températures les plus élevées, la diminution de la teneur en eau devient très légère et atteint la valeur (21,4) à la température 120°C.

Cette diminution de la teneur en eau pour les températures les moins faibles que 60°C est due essentiellement à l'évaporation de l'eau déjà contenue dans l'huile régénérée, la légère diminution à partir de la température 60°C est les températures les plus élevée est due au faibles quantités d'eau qui restent dans l'huile.

IV-5-4- Comparaison entre les huiles :

La figure IV-16, représente la comparaison entre les huiles neuves, dégradée et dégradée régénéré.

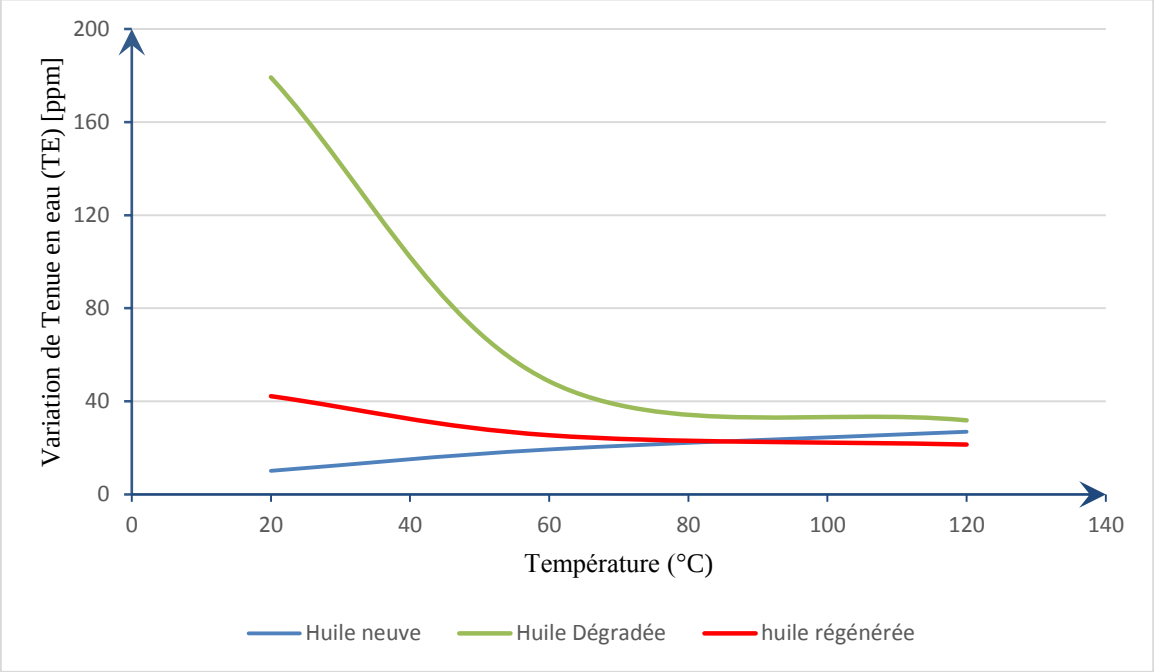


Figure IV-16- comparaison de la teneur en eau en fonction de la température.

D'après la figure IV-16, on remarque que la teneur en eau est très grande pour l'huile dégradée par rapport à l'huile neuve, ce qui montre que le degré de dégradation de l'huile utilisée est très grand. Après régénération, on remarque que les valeurs de la teneur en eau sont nettement améliorée, et elles sont proche des valeurs de l'huile neuve.

IV-6- Viscosité Cinématique :

IV-6-1- Huile neuve :

La figure IV-17, présente la variation de la viscosité en fonction de la température pour l'huile neuve.

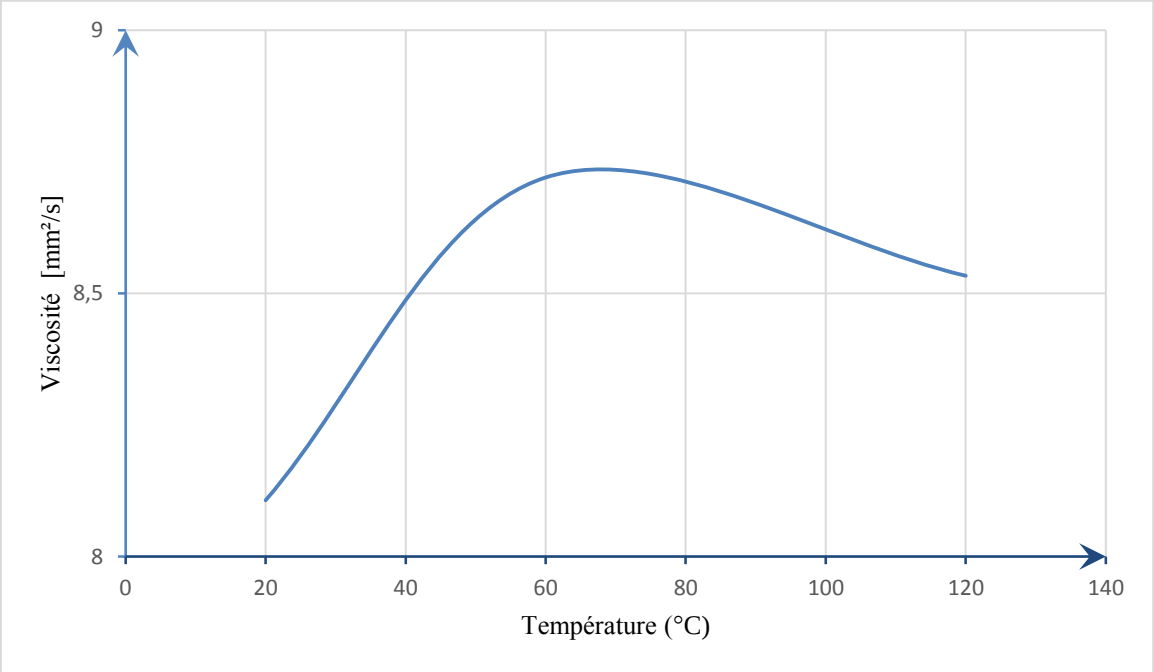


Figure IV-17- Variation de viscosité de l'huile neuve en fonction de la température.

D'après la figure IV-17- on remarque que la viscosité subit une intense augmentation à partir de la température 20°C dont on trouve une valeur de (8,107) jusqu'à ce qu'elle attient une valeur de (8,7203) pour une température de 60°C. À partir de la température de 60°C et pour les températures plus élevée, la viscosité subit une légère diminution, jusqu'à ce qu'elle atteint la valeur de (8,53351) pour la température de 120°C.

L'augmentation de la viscosité durant l'intervalle de température les moins élevée que 60°C est due essentiellement à la formation d'une quantité importante des produits oxydes et des polluants extérieurs. Par contre, quand la température dépasse les 60°C et jusqu'à ce qu'elle atteint 120°C, la légère diminution est due à la destruction des liaisons des produits oxydes qui influe à son tour sur la fluidité de l'écoulement de l'huile.

IV-6-2- Huile Dégradée :

La figure IV-18, présente la variation de la viscosité en fonction de la température pour l'huile Dégradée.

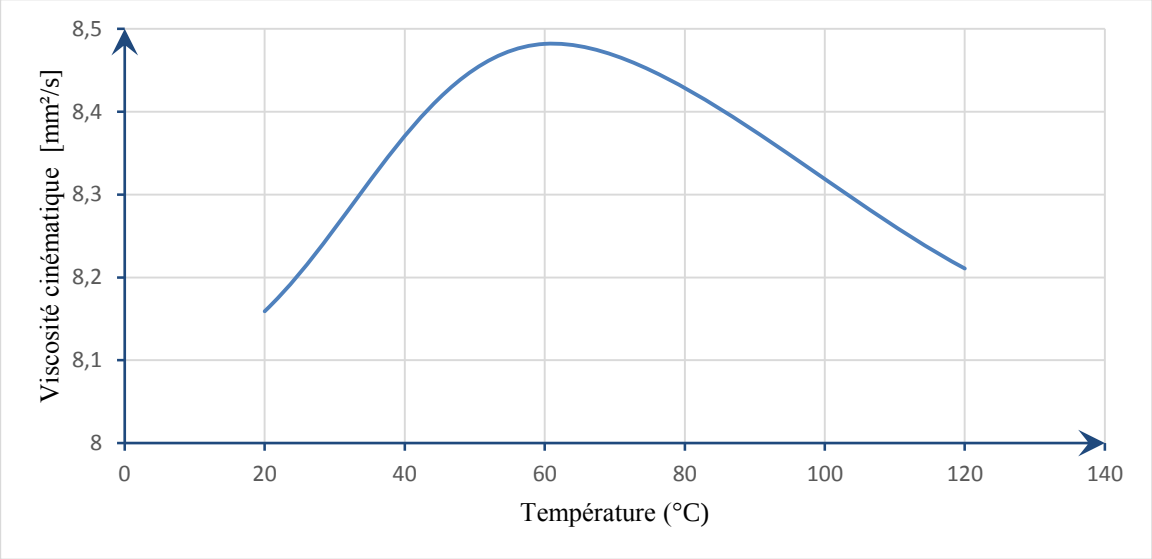


Figure IV-18- Variation de viscosité de l'huile dégradée en fonction de la température.

On remarque que la viscosité subit une augmentation avec la température dont elle passe de (8,1591) pour la température 20°C jusqu'à ce qu'elle atteint la valeur de (8,48187) pour la température 60°C. À partir de température 60°C et les températures les plus élevées, la viscosité diminue jusqu'à atteindre (8,21076) à la température de 120°C.

IV-6-3- Huile régénérée :

La figure IV-19, présente la variation de la viscosité en fonction de la température pour l'huile régénérée.

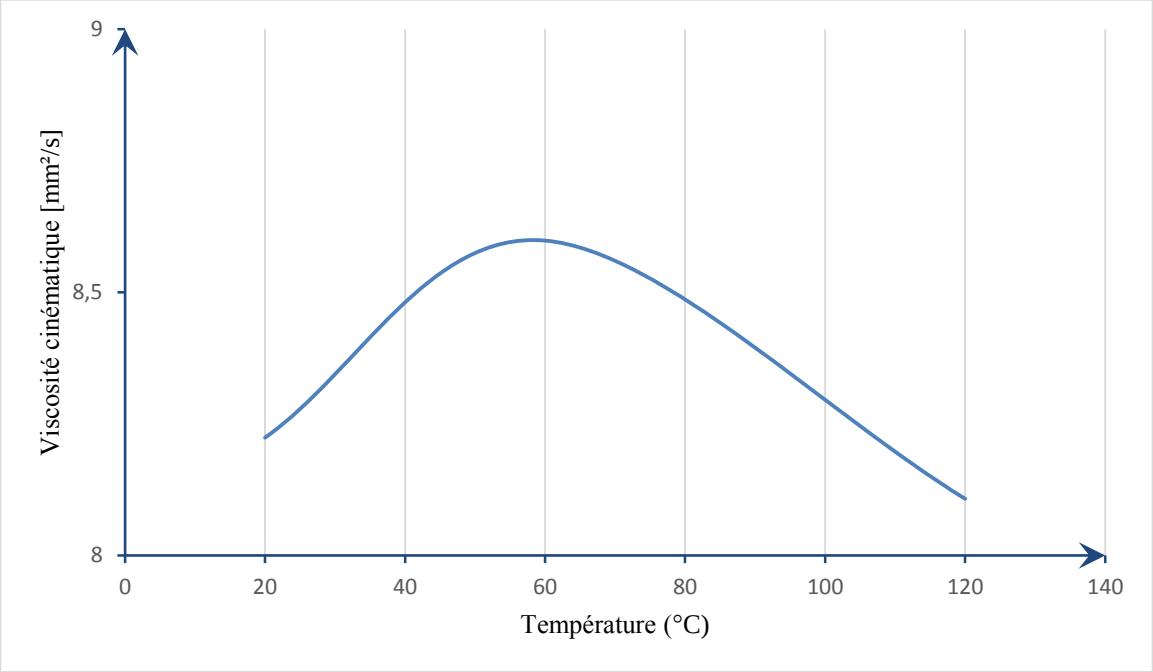


Figure IV-19- Variation de viscosité de l'huile régénérée en fonction de la température.

On remarque que la viscosité augmente avec la température d'où on trouve qu'elle passe de (8,22367) pour la température 20°C à (8,59806) pour la température 60°C, à partir de température 60°C et les températures les plus élevées la viscosité diminue jusqu'à atteindre (8,10748) à la température de 120°C.

IV-6-4- Comparaison entre les huiles :

La figure IV-20- représente la comparaison entre les huiles neuves, dégradée et dégradée régénéré.

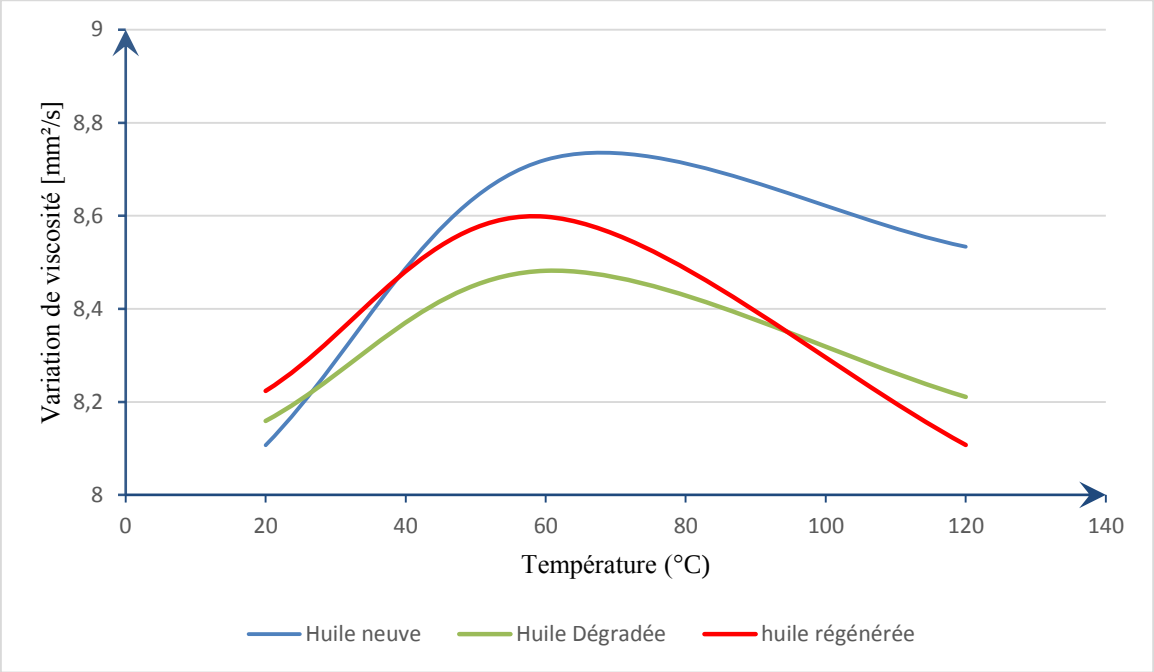


Figure IV-20- Comparaison entre la viscosité de l'huile neuve, dégradée et régénéré en fonction de la température.

D'après la figure IV-20- on remarque que la viscosité est très petite pour l'huile dégradée par rapport à l'huile neuve, ce qui montre que le degré de dégradation de l'huile utilisée est très grand. Après régénération, on remarque que les valeurs de la viscosité sont nettement améliorées, et elles sont proche des valeurs de l'huile neuve.

IV-7- La Couleur :

IV-7-1- Huile neuve :

Le tableau IV-1- représente la variation de la couleur de l'huile neuve en fonction de la température.

la température (C°)	20	60	120
La couleur	<0.5	<0.5	0.9

Tableau –IV-1- La couleur de constante du l'huile neuve en fonction de la température.

On remarque que la couleur reste ne change pas sous les températures de 20°C à 60°C. Par contre, elle réalise un léger changement pour une température de 120°C. La valeur <0,5 de la couleur correspond à une couleur de l'huile neuve jaune. Pour 0,9, la couleur devient un peu foncée.

Le changement de couleur est dû à l'oxydation de l'huile à la température 120°C qui change la formation des produits acides.

La figure IV-21, montre la variation de la couleur du l'huile neuve en fonction de la température.

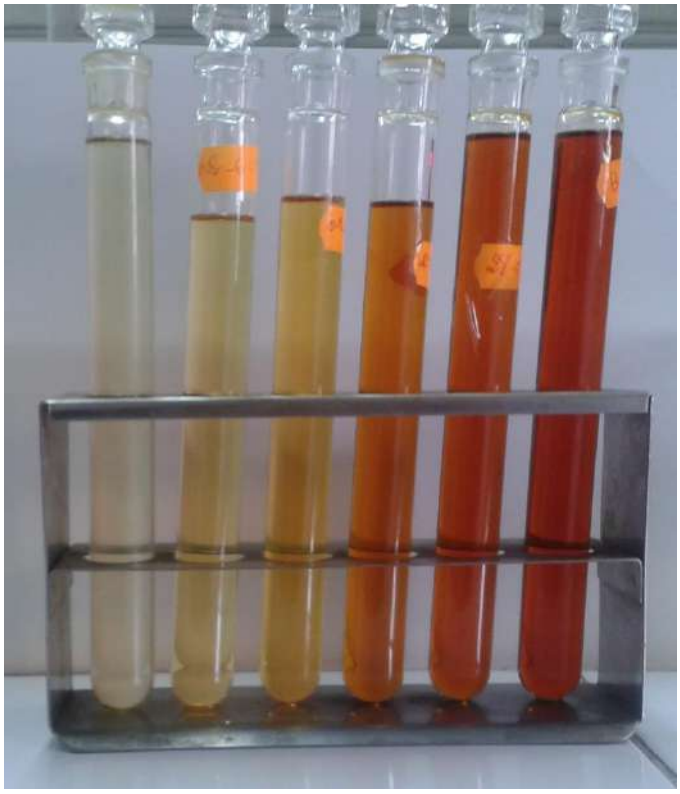


Figure.IV-21- Dégradation de la couleur de l'huile neuve en fonction de la température.

IV-7-2- Huile dégradée :

Le tableau IV-2 représente la variation de la couleur de l'huile dégradée en fonction de la température.

la température (C°)	20	60	120
La couleur	4.3	4.7	6.9

Tableau –IV-2- la couleur de constante du l'huile dégradée en fonction de la température.

On remarque que la couleur subit un légère changement pour les températures allant de 20°C jusqu'à 60°C. Par contre il y a un changement remarquable pour la température 120°C. On remarque que la couleur pour l'huile dégradée est une couleur marron, elle devient de plus en plus foncée pour les températures élevées.

Le changement léger de couleur pour les températures les moins élevées que 60°C est dû à l'évaporation d'une petite quantité d'eau, par contre le changement remarquable de la couleur pour la température de 120°C est dû non seulement à l'évaporation de l'eau mais aussi à l'oxydation de l'huile.

IV-7-3- Huile régénéré :

Le tableau IV-3- représente la variation de la couleur de l'huile dégradée régénéré en fonction de la température.

la température (C°)	20	60	120
La couleur	1.4	1.5	2.4

Tableau –IV-3- Dégradation du l'huile régénérer en fonction de la température.

On remarque que la couleur subit un légère changement pour les températures allons de 20°C jusqu'à 60°C par contre il y a un changement remarquable pour la température 120°C. Elle devient une couleur jaune foncée proche au rouge.

Le changement léger de couleur pour les températures les moins élevées que 60°C est dû à l'évaporation d'une petite quantité d'eau, par contre le changement remarquable de la couleur pour la température de 120°C est dû non seulement à l'évaporation de l'eau mais aussi à l'oxydation de l'huile.

IV-7-4- <u>Comparaison entre l'huile :</u>

Le tableau IV-4- résume l'indice de couleur de différentes huiles :

Température C°	Huile neuve	Huile dégradée	Huile régénérée
20 C°	<0.5	4.3	1.4
60 C°	<0.5	3.7	1.5
120 C°	0.9	6.19	2.4

Tableau –IV-4- Comparaison de couleur des différents huiles (neuve, dégradée et régénérer) en fonction de la température.

On remarque d'après le tableau IV-4 que l'huile dégradée a pris de la couleur par rapport à l'huile neuve, ce qui nous montre que l'huile a subit un degré de dégradation très important, après régénération l'huile régénérée a repris une couleur qui est proche à celle de l'huile neuve, ce qui prouve une amélioration.

La figure IV-22, montre la différence de couleur entre les trois types de l'huile :



Fig. IV-22-a- Huile neuve



Fig. IV-22-b- Huile dégradée



Fig. IV-22-c-Huile régénérer

On voie clairement que pour l'huile neuve, la couleur est presque jaune, pour l'huile dégradée, elle est marron, et après régénération, elle devient jaune foncée.

IV-8- Conclusion :

Le résultat obtenu montre que le vieillissement chimique ou l'effet de la température influe considérablement sur les caractéristiques de l'huile de transformateur.

On a constaté l'augmentation du facteur de pertes diélectrique, la tension de claquage diminue, l'indice d'acidité et la teneur en eau augmentent, et enfin l'indice de couleur devient plus foncé.

L'effet de la régénération et remarquable sur l'huile, on a remarqué après régénération une amélioration des caractéristiques de l'huile qui devient presque neuve.

Après régénération d'une huile dégradée, on remarque que le facteur de pertes diélectrique augmente et la tension de claquage diminue, l'indice d'acidité et la teneur en eau augmentent et l'indice de couleur devient plus foncé.

CONCLUSION GENERALE

L'objective de notre travail était en premier lieu d'analyser l'état de l'huile de transformateur sous l'effet de la température, ainsi que l'effet de la régénération sur la qualité de l'huile.

Les différents résultats obtenus nous ont permis de dégager les points suivants :

Le vieillissement thermique influe considérablement sur l'huile minérale isolante en affectant ses caractéristiques.

Pour les caractéristiques de donner le facteur de pertes diélectrique augmente sous l'effet de la température et la tension de claquage diminue

Pour les caractéristiques physico-chimiques le vieillissement thermique a pour effet d'augmenter l'indice d'acidité et le teneur en eau.

Cette dégradation peut être expliquée par l'effet de l'oxydation de l'huile sous l'effet de la température, ce qui a pour effet la présence d'impuretés et des quantités d'eaux.

La régénération a un effet remarquable sur la qualité de l'huile. Elle améliore considérablement les caractéristiques éléctriques et physico-chimiques proche de la qualité de l'huile neuve

Bibliographie

[1] **Slimene.Bouazabia** «Cours sur Les diélectrique liquides» **É**cole **N**ationale **P**olytechnique jun99.

[2] **Christophe Perrier** «Etude des huiles et des mélanges à base d'huiles minérale pour transformateurs de puissance –recherche d'un mélange optimal », Thèse de doctorat, **É**cole **C**entrale **d**e **L**yon, 2005.

[3] **Sifeddine Abdi** «Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur», Thèse Pour obtention du diplôme de : Magistère en électrotechnique, **E**cole **N**ationale **P**olytechnique **A**lger, Juillet2002.

[4]**Sifeddine Abdi** «Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de Transformateur», Thèse doctorat électrotechnique, **É**cole **N**ationale **P**olytechnique Alger, Juillet2012.

[5] **Janver-Sylver Nacho** «Développement des nouvelles méthodes de diagnostic et de régénération des huiles pour les transformateur de puissance », Thèse doctorat génie électrique l'école centrale de Lyon 2011.

[6] **Noëlle Berger** ; « Liquides isolante en électrotechnique » ; Techniques de l'ingénieur, A 3150, 1990.

[7]**Khelil Djazia et Zoutat Sonia** «Étude des phénomènes de décharge électrique dans la Borak 22 sous tension alternative», Projet de fin d'étude PFE, **É**cole **N**ationale **P**olytechnique Alger, Juin 2006

[8] **Norme CEI 60296** «Huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillages de connexion», Avril 2004.

[9] **M : Lebib** ; « Les huile minéral isolants. », Sonelgaz- Hamma 2002

[10] **Mohamed Azizi et Dahmani Fatima** «Etude de la régénération des huiles de transformateur» Thèse ingénieure, Médéa 2011

[11] **Jamal Belkacemi** «Etude des caractéristique des matériaux isolants pour transformateurs» Thèse magister université mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou 2012

[12] **Belkacem Moula** «Comportement de l'huile de transformateur « Borak 22 »sous tension alternative 50 Hz», Thèse de Magister, **É**cole **N**ationale **P**olytechnique Alger, 2007.

[13] **Faroudja Mohellebi** ; «Analyse et régénération des huiles usagées » ; Thèse de doctorat, **É**cole **N**ationale **P**olytechnique d'Alger ENP 2001.

[14] **Norme CEI 60247** «Liquides isolants – Mesure de la permittivité relative, du facteur de pertes diélectriques et de la résistivité», 2004.

[15] **Norme CEI 60156** «Liquides isolants – Détermination de la tension de claquage a haute fréquence», 1995.

[16] **Norme ISO 2049** «Produits pétroliers - Détermination de la couleur (échelle ASTDM)», 2eme édition 1996.

[17] **Norme CEI 60814** «Liquides isolants – Détermination de la teneur en eau par titrage coulométrique de Karl Ficher automatique», 1997.

[18] **Norme CEI 60021-1** «Liquides isolants – Détermination de l'acidité, Partie 1 : Titrage potentiométrique», 2003.

[19] **Norme ISO 3104** «Produits pétroliers opaques et transparents – Détermination de la viscosité cinématique et calcul de la viscosité dynamique», 2eme édition 1994.

Chapitre I :

Les huiles Isolants

Chapitre II :

Les Caractéristiques et régénération des huiles isolant

Chapitre III :

Techniques Expérimentales

Chapitre IV :

Résultats et Interprétation

Introduction Générale

Conclusion Générale