الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Yahia Farés de Médéa
Faculté de Technologie
Département de Génie Electrique

Mémoire de Projet de Fin D'étude

Présenté pour l'obtention du diplôme
de Master en électrotechnique
Spécialité : **Réseaux électriques**

Thème

Effet de la teneur en eau sur les caractéristiques de l'huile de transformateur

Proposé et dirigé par:

Dr. ABDI Sif eddine
Mm. RAHALL Dallal

Préparé et présenté par :

Mr. SI AMMAR Mohamed
Mr. ESCHROUGUI Nabil

Année universitaire 2017-2018

Remerciements

Nos remerciements Allah, le tout puissant, le miséricordieux.

Nos remerciements notre encadreur monsieur Mr ***ABDI Sif Eddine*** *pour ses encouragements, ses indulgences, et ses sympathie pendant la réalisation de ce travail, Je remercie beaucoup la respectée dame Dr: oumert Leila et tout les travaieurs de laboratoire de SKMK.*

Nos remerciements s'adressent également à tous nos professeurs de L'université de Médéa pour leurs générosités et la grande patience dont ils ont su faire preuve malgré leurs charges académique et professionnelles.

Nos profonds remerciements tous les membres du jury qui ont accepté de participer à la valorisation de ce travail.

Enfin, j'adresse mes plus sincères remerciements à tous nous proches et amis, qui nous ont toujours encouragées au cours de la réalisation de ce mémoire.

Dédicaces

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à mes parents les plus chères, pour leur sacrifice, leur tendresse, pour l'amour qu'ils m'ont offert, que dieu les garde pour moi.

A mes frères et mes sœurs et leurs

familles A tous les membres de ma

famille

Ensuite à mes amis tout entiers

A tous mes amis et collègues de sonelgaz.

A tous les agents de SONELGAZ et GRTE/DTE/AL

Egalement à mes professeurs et enseignants qui m'en appris tous le savoir durant tout mon cursus d'études et enfin à mon partenaire

A tous mes amis de promotion 2émé année Master Réseaux électrique.

A Mon binôme.

ESCHROUGUI

NABIL

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à mes parents les plus chères.

Ma chère femme et mes chers enfants.

Mes frères et leurs familles

Mes sœurs. A tous les membres de ma famille.

En suite à mes amis tout entiers.

Tous mes collègues de travail (TDA).

Egalement à mes professeurs et enseignants qui m'en appris tous le savoir durant tout mon cursus d'études.

Toute la promotion 2017/2018 Master 2 Réseaux Electrique.

A Mon binôme.

SI AMMAR MOHAMED

Table des matières

Listes des figures ..... **i**
Liste des tableaux ..... **iii**
RESUME ..... **iv**
Introduction générale **1**
I. Généralité sur les minérale :
I.1Introduction 2
I.2 Définition……3
I.3 Les structures d'huiles 3
I.4 Rôle des huiles isolantes dans les transformateurs 5
I.5 Caractéristiques de l'huile minérale isolante 5
I.5.1Caractéristiquesélectriques 5
I.5.2.Caractéristiques physique 11
I.5.3Caractéristiqueschimique 14
I.6 Traitement des huiles minéral 16
I.7 Problématique de Vieillissement et Dégradation d'huile minérale isolante 17
I.8 Conclusion 19
II. Dégradation de l'huile minérale :
II.1 Introduction 21
II.2 Effet de vieillissement sur lescaractéristiques d'huiles **21**
II.2.1 Définition 21
II.2.2 Variation de la tension de claquage 22
II.2.3 Variation du facteur de pertes tg(δ) 23
II.2.4 Variation de la résistivité 24
II.2.5 Variation de l'indice d'acidité 25
II.2.6 Variation de la teneur en eau 26
II.3 Effet de la présence d'eau sur les caractéristiques d'huiles **26**
II.3.1 Présence d'eau dans les huiles minérale 26
II.3.2 Variation de la tension de claquage 27
II.4 Conclusion **28**
III. Technique expérimentale :
III.1 Introduction **30**
III.2 Procédé d'échantillonnage **30**
III.3 Echantillons de l'étude **31**
III.4 Caractéristique et présentation des échantillons d'essais **31**
III.4.1 Présentation des échantillons d'huiles utilisées 34
III.5 La régénération **35**
III.5.1 Définition 35
III.5.2 Procédés de régénération d'huile isolante 35

III.6 Mode opératoire **36**
III.6.1 station mobile 37
III.6.2 Station de centrifugation (Traitement physique) 38
III.6.3 Traitement chimique des huiles isolantes 40

III.7 Dispositifs de mesure **41**
III.7.1 Teneur en eau 41
III.7.2 Tension de claquage 42
III.7.3 La densité 43
III.7.4 Facteur de dissipation (Tg(δ)) 44
III.7.5 Conductimètre 45
III.7.6 Indice de réfraction 46
III.7.7 Mesure de l'Indice d'acidité 46
III.7.8 L'indice de couleur 47
III.7.9 La viscosité 48
III.8 Conclusion **49**

IV. Résultat et interprétation :

IV.1 Introduction **51**
IV.2 Effet de la teneur en eau sur la tension de claquage et la résistivité et le facteur de perte diélectrique **51**
II.2.1 Variation de la tension de claquage, la résistivité et le facteur de perte de l'huile neuve ……51
IV.2.2 Variation de la tension de claquage, la résistivité et le facteur de perte de l'huile régénérée ……56
IV.2.3 Variation de la tension de claquage, la résistivité et le facteur de perte de l'huile usagée ……59
IV.3 Effet de la teneur en eau sur la conductivité, la permittivité, l'indice d'acidité et la viscosité:……62
IV.4 Discussion et interprétation des résultats…… **63**
IV.5 Conclusion: **66**
Conclusion générale ……67
Bibliographie 68

Listes des figures :

Figure I.1 : Structure des hydrocarbures de base dans une huile minérale……4

Figure I.2 : Hétéroatomes dans l'huile minérale……5

Figure I.3 : Variation de la résistivité de différentes huiles minérales (courant continu)…….8

Figure I.4 : Représentation schématique de l'angle de perte (tan *d*)……9

Figure I.5 : Evolution de la dissipation de chaleur dans un transformateur, en fonction de la viscosité cinématique**……13**

Figure II.1 : Variation de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement……..22

Figure II.2 : Variation du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps de vieillissement……....23

Figure II.3 : Variation de la résistivité en fonction du temps de vieillissement…….24

Figure II.4 : Variation de l'indice d'acidité en fonction du temps de vieillissement……25

Figure II.5 : Variation de la teneur en eau en fonction du temps de vieillissement……..26

Figure II.6 : Variation de la tension de claquage (50 Hz) avec la teneur en eau d'une huile à différentes températures…….....27

Figure III.1 : huile neuve, régénérée et usagée……34

Figure III.2 : station mobile de traitement d'huile……....37

Figure III.3 : station de traitement physique (alfa Laval)……38

Figure III.4: Schéma de la station (Alfa Laval)……39

Figure III.5: Station de traitement chimique……40

Figure III.6 : Appareil de mesure de la teneur en eau……..41

Figure III.7 : Appareil de mesure de la tension de claquage (KV)……..42

Figure III.8 : Appareil de mesure de la densité……...43

Figure III.9 : Appareil de mesure le facteur de dissipation (Tg∂)….....44

Figure III.10 : appareil de mesure de la conductimètre CEI 61620……45

Figure III.11 : Appareil de mesure de l'indice de réfraction ……46

Figure III.12 Appareil de mesure de l'indice d'acidité…….....47

Figure III.13 : Appareil de mesure l'indice de couleur….....48

Figure III.14 : Appareil de mesure de la viscosité…….....49

Figure IV.1 : La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau……52

Figure IV.2 : La variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau…….....54

Figure IV.3 : La variation du tag (delta) en fonction de la teneur en eau……..55

Figure IV.4 : La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau…...56

Figure IV.5 : La variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau……...57

Figure IV.6 : La variation du tag (delta) en fonction de la teneur en eau…….58

Figure IV.7 La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau……59

Figure IV.8. La variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau……...60

Figure IV.9 : variation du tag (delta) en fonction de la teneur en eau……..61

Figure IV.10 : La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour les deux huiles neuve et régénérée……...64

Figure IV.11 : La variation de l'indice d'acidité en fonction de la teneur en eau pour un huile neuve……...65

Figure IV.12 : La variation de l'indice d'acidité en fonction de la teneur en eau pour un huile régénérée……....65

..

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Distribution en taille et en nombre des particules dans une huile minérale……..17

Tableau III.1 : Caractéristiques de l'huile Neuve…….....32

Tableau III.2 : Caractéristiques de l'huile Régénéré……32

Tableau III.3 : Caractéristiques de l'huile usagée…….33

Tableau IV.1 : Variation des autres paramètres pour l'huile neuve……...62

Tableau IV.2 : Variation des autres paramètres pour l'huile régénérée……62

Tableau IV.3 : Variation des autres paramètres pour l'huile usagée……63

ملخص

الهدف من هذا العمل هو دراسة تأثير وجود محتوى الماء على الخواص الكهربائية والكيميائية للزيوت العازلة لمحولات الطاقة في مخبر وحدة معالجة النفط (UTH) في MEI (شركة صيانة "معدات صناعية" من البليدة.

اعتمدنا في هذه الدراسة على التحكم في الخواص الكهربائية والكيميائية التي تحدد القدرة العازلة للزيوت، بعد إخضاعها للعلاج الفيزيائي والكيميائي لتقليل محتوى الماء. أظهرت الدراسة العلاقة القوية بين جهد الانهيار والمحتوى المائي.

RESUME

L'objectif de ce travail est d'étudier l'effet de la teneur en eau sur les propriétés électriques et chimiques des huiles isolantes des transformateurs de puissance dans le laboratoire UTH de la MEI (Maintenance d'Equipements Industrielles) de Blida.

Dans cette étude, nous sommes appuyés sur le contrôle des propriétés électriques et chimiques qui déterminent la capacité d'isolation des huiles après avoir été soumises à un traitement physique et chimique pour réduire la teneur en eau.

L'étude a montré une forte relation entre l'effondrement et la teneur en eau.

ABSTRACT

The objective of this work is to study the effect of water content on the electrical and chemical properties of the insulating oils of power transformers in the UTH laboratory of the MEI (Industrial Equipment Maintenance Company) of Blida.

In this study, we relied on the control of the electrical and chemical properties that determine the insulating capacity of oils after being subjected to a physical and chemical treatment to reduce the water content. The study showed a strong relationship between collapse and water content.

Introduction générale :

Les transformateurs de puissance sont les organes les plus importants des réseaux électriques, ils sont utilisés pour adapter le niveau de tension à partir de seuil de production, au niveau de consommation domestique. Et pour un système énergétique plus fiable, et plus efficace, il s'agit d'assurer le transport, la distribution de l'énergie électrique, et la conversion de puissance, avec un fonctionnement contenu, et avec un facteur de transformation relativement élevé (plus proche possible a 1).

La plupart des transformateurs de puissance à travers le monde sont remplis de liquide isolants. Ces liquides permettent d'assurer aussi bien l'isolation électrique des parties actives, que le transfert de chaleur et refroidissement de milieu. [1]

Tous au long de leur utilisation, les huiles isolantes sont soumises à plusieurs contraints : électrique, thermique et chimique…, et en fonction du temps, leur propriétés diélectriques diminuent. Ce phénomène de dégradation est connu sous le nom de vieillissement.

Le travail que nous avons effectué s'inscrit dans l'objectif d'étudier l'influence de la présence de l'eau sur les caractéristiques électrique de l'huile isolantes (neuve, régénéré et usagé) dans le laboratoire de UTH (unité traitement des huiles) dans la société maintenance d'équipements industrielles (MEI) de Blida

Afin de mener à terme notre travail, nous avons subdivisé notre Projet de Fin d'Etude en quatre chapitres, **le premier** chapitre est consacré aux notions de base, Généralité sur les huiles isolantes, et leurs caractéristiques. Dans **le second**, on a abordé Dégradation de l'isolant avec la présence d'eau. Dans **le troisième** chapitre, nous allons aborder les techniques expérimentales, Dans **le dernier** chapitre nous allons montrer résultat et interprétation obtenus avec une comparaison entre les différent types d'huiles (neuve et régénérée, usagée), aussi une corrélation entre les paramètres de l'huile (chimique-électrique et électrique-électrique).Ainsi nous terminons notre travail par une conclusion général regroupant l'essentielles des résultats.

Chapitre I

I.1 INTRODUCTION :

Les huiles minérales constituent le liquide de référence pour l'isolation dans les transformateurs. L'interdiction d'utiliser les polychlorobiphényles (PCB) et la faible résistance au feu de l'huile minérale ont poussé, ces trente dernières années, le milieu de l'industrie électrotechnique à développer de nouveaux produits telles que les huiles silicones ou les huiles esters synthétiques. [1].

Ce chapitre établit une présentation générale des différents liquides isolants qui peuvent être utilisés de nos jours, dans les transformateurs. La première présente de façon générale les divers liquides isolants destinés à l'industrie électrotechnique et situe ceux utilisés dans les transformateurs.

Les autres parties décrivent de façon plus précise (la structure, les caractéristiques et les normes de référence) les types de liquides isolants que l'on peut trouver dans les transformateurs, à savoir : l'huile ester végétale, l'huile ester synthétique, l'huile silicone, les PCB et l'huile minérale.

I.2 Définition:

Les huiles minérales sont des liquides isolants les plus utilisées dans les équipements électriques tels que les transformateurs de puissance .Elles sont obtenues par le raffinage de brut pétrolier et essentiellement constituées d'atomes de carbone et d'hydrogène [4].

I.3 Les structures d'huiles :

Les huiles peuvent êtres classés en trois structures différentes selon le rapport des nombres d'atomes de carbone sur le nombre d'atome d'hydrogéné.

- Structure paraffinique (C_P) : les molécules de ce groupe sont aussi connues sous le nom d'hydrocarbures saturés en chaînes droites ou alcanes, qui peuvent être linéaires (n-alcanes) ou ramifiés (iso-alcanes) et dont la formule générale est C_nH_{2n+2}. Les n-alcanes sont aussi connus sous le nom de paraffines ou de cires, et ont de mauvaises propriétés d'écoulement à bassestempérature.
- Structure naphténique (C_N) : les molécules de ce groupe sont également connues sous le nom d'hydrocarbures saturés cycliques ou cycloalcanes. Elles correspondent à des chaînes carbonées fermées de formule générale C_nH_{2n}. Les cycloalcanes présentent de meilleures propriétés aux basses températures et un meilleur pouvoir solvant que les n-alcanes.

- Structure aromatique (C_A) : ces molécules sont des composés cycliques, aussi appelées hydrocarbures insaturés, de formule générale C_nH_{2n-6},. Elles sont totalement différentes des molécules paraffiniques et naphténiques, mais jouent un rôle très important dans les propriétés d'une huile minérale. On les trouvent sous deux formes : les monoaromatiques et les polyaromatiques (dont certaines sont considérées comme cancérigènes). Ces composés aromatiques permettent à l'huile d'avoir une bonne tenue à l'oxydation (production de phénols qui détruisent les radicaux) et de bonnes propriétés de gassing (forte capacité d'absorption desgaz). [1]

Suivant le brut d'origine et le pourcentage de carbone dans chaque structure.

Nous ne pouvons jamais trouver une formule chimique définissant l'huile car elle constitue un mélange très complexe de molécules. Chaque huile suivra la tendance du pétrole dont elle est issue.

Une mesure par infra rouge permet de définir le type d'huile minérale par rapport au pourcentage [2].

- $C_P < 50\%$ donne une huilenaphténique.
- $C_P \approx 50\text{-}56\%$ donne une huileintermédiaire.
- $C_P \geq 56\%$ donne une huileparaffinique.

Les huiles minérales contiennent également un faible pourcentage de molécules d'hydrocarbures, qui comprennent dans leurs structures d'autres éléments comme l'azote, le soufre et l'oxygène. Dans la plupart des cas, ces éléments appelés hétéroatomes (figure I.2), sont liés aux structures aromatiques et on peut y trouver par exemple de la pyridine (C_5H_5N) ou du phénol (C_6H_5OH). ces huiles ne sont plus mises en service du fait de leurs non biodégradabilité.

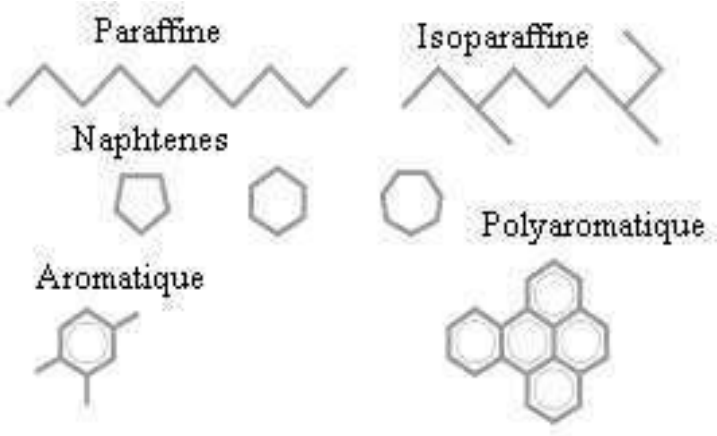


Figure I.1 : Structure des hydrocarbures de base dans une huile minérale [1]

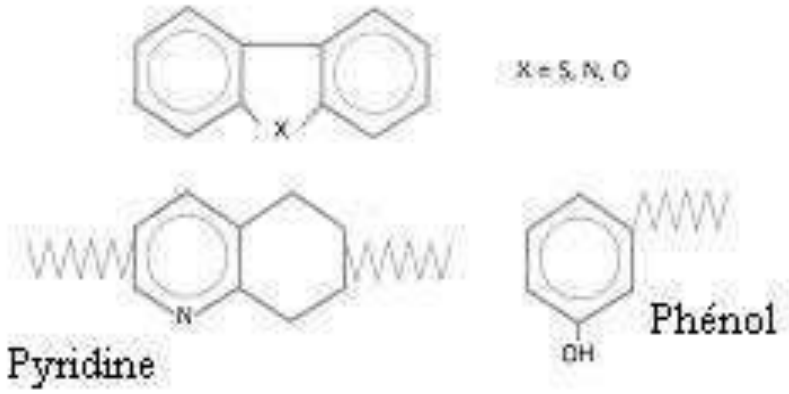


Figure I.2 : Hétéroatomes dans l'huile minérale [1]

I.4 Rôle des huiles isolantes dans les transformateurs :

Les huiles isolantes sont utilisées en électrotechnique comme imprégnant d'isolations cellulosiques ou comme produit de remplissage de matériels électriques très divers : transformateurs (de puissance, de distribution, de traction, de four, de mesure…), réactances, condensateurs, câbles, traversées, disjoncteurs, changeurs de prise, etc. [3]. Les volumes d'huiles employés varient de quelques litres pour les condensateurs, à plusieurs dizaines de milliers de litres pour les transformateurs de puissance.

Leur rôle principal est d'éliminer l'air et les autres gaz de façon à améliorer la tenue diélectrique de l'isolation solide, sachant que la rigidité diélectrique des liquides est nettement supérieure à celle des gaz. Cependant, dans beaucoup d'applications, ils servent à la fois à assurer l'isolation électrique et l'évacuation de la chaleur d'un assemblage, comme dans le cas des transformateurs.

I.5 Caractéristiques de l'huile minérale isolante :

Pour mieux comprendre la notion de l'huile isolante il faut déterminer ses caractéristiques de test : électriques, chimiques, physiques. [4]

I.5.1 Caractéristiques électriques :

En générale, Les caractéristiques électriques des liquides isolantes dépendant de leurs formulations, il est important de se montrer exigeants quant au choix des ces paramètres car cela permet de préserver le transformateur et prolonger sa durée de vie. On mentionne : la permittivité, la conductivité, le facteur de perte diélectrique et la rigidité diélectrique. [4]

a. Permittivité :

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

$$\varepsilon = \varepsilon_0 . \varepsilon_r \qquad \text{(I.1)}$$

Où

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

ε_0: est la permittivité du vide ($\varepsilon_{0=} \frac{1}{36\pi.10^9}$ = 8,85 pF/m.),

ε_r: est la permittivité relative de l'huile.

ε_r est aussi appelée 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 vide (C_0):

$$\varepsilon_r = C_P / C_0 \qquad \text{(I.2)}$$

Dans la pratique, ε_r est obtenue en comparant le condensateur plein au condensateur dans l'air. Cette valeur constitue la référence pour définir la permittivité d'unehuile.

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 que l'on peut distinguer les liquides polaires ($\varepsilon_r > 2,5$) des liquides peu polaires ou non polaires ($1,5 \leq \varepsilon_r \leq 2, 5$) comme l'huile minérale [5].

La permittivité décroît avec l'augmentation de la température et de la fréquence. La contrainte électrique la plus élevée est toujours supportée par le milieu dont la permittivité est la plus faible.

En général, pour les liquides isolants utilisés dans les applications industrielles, et notamment pour les huiles diélectriques, le constant diélectrique est compris entre 2 et 5.

b. Résistivité / Conductivité :

Un liquide isolant doit conduire le moins possible le courant électrique lorsqu'une tension lui est appliquée. Sa conductivité σ doit donc être la plus faible possible ou inversement sa résistivité ρ (Ω.m) doit être la plus forte possible ($\rho = 1/\sigma$).

- **La conductivité** : d'un liquide isolant est due à la présence de charges libres. Sous l'effet d'un champ électrique, ces charges se déplacent provoquant ainsi un courant de conduction.

Contrairement à la permittivité qui est exclusivement une caractéristique de constitution de l'huile (intrinsèque), la résistivité est une propriété fortement dépendante du conditionnement.

- **La résistivité** : d'une huile est influencée par la présence de substances étrangères considérées comme impuretés (poussières, particules, gaz, humidité), qui même en quantité aussi faible que quelques ppm ont une influence sur les valeurs mesurées.

Plus la température est élevée, plus la viscosité du liquide est faible et plus la mobilité des ions est grande [6], 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, comme l'indique (la figure I.3) Pour cette raison, la plupart des spécifications des produits indiquent.

La résistivité peut être mesurée à la température 90C° qui est la température moyenne de fonctionnement du transformateur

Les ordres de grandeur de résistivité pour les liquides diélectriques utilisés dans l'industrie, varient de 10^{15} à 10^{17} Ω.m.

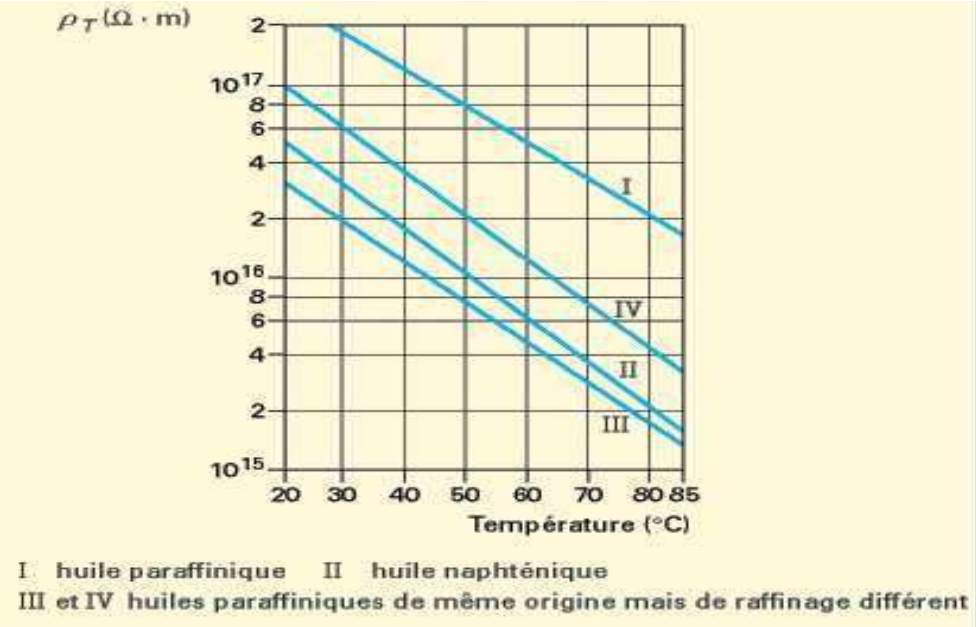


Figure I.3: Variation de la résistivité de différentes huiles minérales (courant continu) [9].

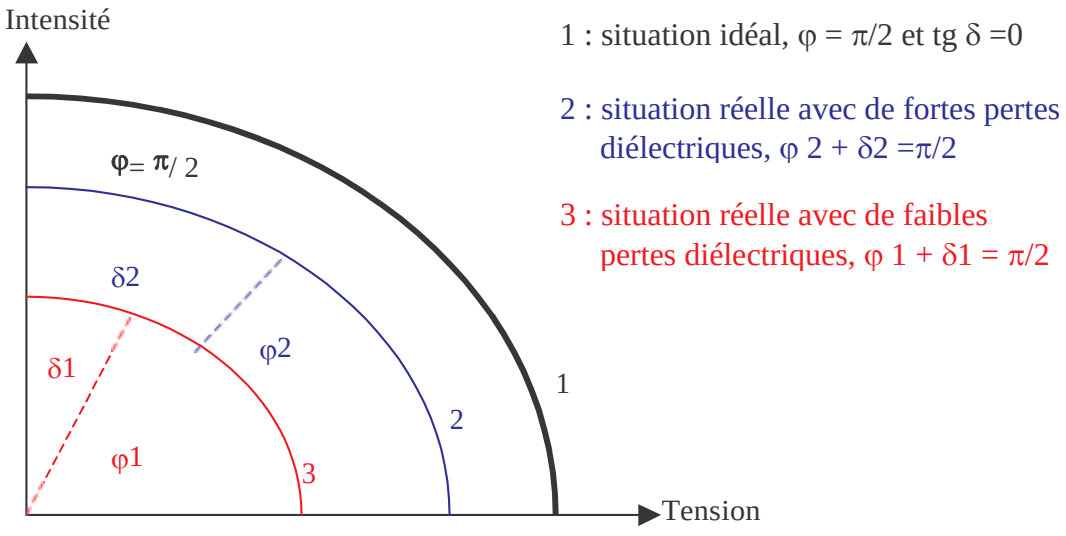
c. Facteur de perte diélectrique:

Le facteur de perte diélectrique ou facteur de pertes (tan δ), qui est une valeur adimensionnelle, est directement lié à la résistivité et la permittivité en tension alternative. La représentation de ces pertes par un schéma équivalent (condensateur C et résistance en parallèle R) permet d'écrire [7].

$$\mathbf{Tg\ \delta = 1/R.C.W} \qquad \mathbf{(I.3)}$$

En situation idéale, c'est à dire pour un isolant parfait ($\sigma = 0$), la différence de phase φ entre la tension appliquée et le courant qui en résulte est : $\varphi = \pi/2$.

Le facteur de dissipation se définit comme la tangente de l'angle de perte, c'est à dire l'angle pour lequel 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. En effet, en situation réelle, $\varphi + \delta = \pi/2$, où δ est appelé angle de perte (δ est le complémentaire de l'angle de déphasage entre le courant et la tension). Plus ce dernier est élevé, plus les pertes diélectriques seront élevées.



FigureI.4: Représentation schématique de l'angle de perte (tgδ) [7].

d. Rigidité diélectrique et tension de claquage :

La rigidité diélectrique moyenne E_C, d'une huile est la valeur maximale du champ électrique qu'on peut lui appliquer sans décharge, entre deux électrodes. Elle est donnée par la relation suivante :

$$\mathbf{E_C = U_C/e} \qquad \mathbf{(I.4)}$$

Où

$\mathbf{E_C}$: est la rigidité en kV/mm,

$\mathbf{U_C}$: est la tension de claquage en kV,

e : est la distance entre les deux électrodes en mm.

Dans l'industrie, on parle surtout de la tension de claquage d'un matériau pour définir sa tenue diélectrique. On désigne ainsi l'étape ultime d'une succession de processus irréversibles conduisant à l'apparition soudaine d'un arc électrique qui traverse l'isolation. Les solides ont généralement une tension de claquage supérieure à celles des liquides, et les liquides une tension de claquage supérieure à celle des gaz. Pour cette raison, on évite la présence de gaz, et le liquide, comme dans le cas des transformateurs, est la partie faible des isolations imprégnées. A titre d'exemple, la tension de claquage à 50Hz, à pression atmosphérique, entre des électrodes sphériques de diamètre 12,5mm et écartées de 2,5mm, est d'environ 6kV pour l'air, 50 à 100kV pour les huiles diélectriques et supérieure à 200kV pour les solides [8].

Dans les liquides, le claquage est le résultat de l'initiation, puis de la propagation d'un streamer (canal gazeux ionisé provoquant une décharge lumineuse) d'une électrode à l'autre [10, 11, 12]. Le déclenchement de ce phénomène, outre les propriétés intrinsèques du liquide.

Dépend des conditions de mesures [10] telles que la nature, l'état de surface et la géométrie des électrodes (rayon, écartement), le temps d'application et la forme de la tension (fréquence), la température et la pression, mais aussi de la présence d'impuretés telles que l'eau, les particules solides ou bien des bulles de gaz (c'est d'ailleurs pourquoi les huiles subissent toujours un traitement avant leur utilisation). Quand on mesure un grand nombre de fois la tension de claquage d'une huile, toutes choses égales par ailleurs, on constate que la valeur varie d'un essai à l'autre. Cette dispersion est principalement due aux impuretés dont la présence ne peut jamais être totalement contrôlée. Cet aspect statistique amène à utiliser les transformateurs a des contraintes électriques toujours très inférieures à la rigidité moyenne, pour avoir un coefficient de sécurité élevé.

I.5.2. Caractéristiques physique :

Les propriétés physiques des huiles isolantes sont les plus affectés lors du traitement et la surveillance des transformateurs de grande puissance.

a. L'aspect :

C'est le critère de qualité qui permet de détecté la présence de corps étrangers, en suspension dans l'huile : poussières, humidité, fibres…..etc. Ce n'est pas une propriété de l'huile mais un contrôle visuel effectué sur l'huile pour évaluer son degré de pollution physique. [14]

b. Densité :

C'est une caractéristique propre à l'huile; car elle dépend de sa constitution chimique. Pour les huiles isolantes à tendance naphténique, elle se situe entre 0.8 et 0.88 g/ml à une température de 20°C. [13]

c. Viscosité:

Il existe deux types de viscosité

- **Viscosité dynamique**

La viscosité d'un fluide se définit comme la propriété qui caractérise sa résistance à l'écoulement. Plus précisément, la viscosité résulte de la résistance qu'opposent les molécules du fluide à des efforts qui tendent à les déplacer par glissements relatifs en son sein.

Un liquide homogène, de masse volumique supposée constante, subit des déformations

relatives (glissements ou cisaillements) au quel il oppose une résistance mesurable. Selon leur comportement rhéologique, les fluides peuvent être classés en deux catégories : les fluides dits « newtoniens » et les fluides dits « non newtoniens ». La viscosité dynamique η permet de différencier ces deux types de liquide. Si un fluide, à température constante, a une viscosité qui reste constante quelle que soit la valeur de la contrainte appliquée, on dit qu'il est newtonien et inversement lorsque la contrainte appliquée fait varier la viscosité, il est dit non newtonien. Les huiles de transformateurs sont de type « newtoniens».

La viscosité diminue avec la température et de nombreuses lois empiriques ont été proposées [15]. On utilise généralement la relation de Vogel, Fulcher, Tamman et Hesse (VFTH) [16].

$$\lg \eta = A + \left[B/(T - T_0) \right] \qquad \textbf{(I.5)}$$

Où

η est la viscosité dynamique,

A et B sont deux constantes positives caractéristiques du liquide, T est la température (K),

$T_0 = 273{,}15$

- **Viscosité cinématique :**

La viscosité utilisée pour la mesure des huiles de transformateurs est la viscosité cinématique ν, plus facile à déterminer que la viscosité dynamique η. Le principe de caractérisation de ν est basé sur l'application de la loi de Poiseuille donnant la relation entre le débit volumique d'un liquide newtonien qui s'écoule en régime laminaire (vitesse uniforme en tout point) dans un tube capillaire calibré, et sa perte de charge linéaire (perte d'énergie au cours du mouvement). La viscosité cinématique se détermine suivant la norme ISO 3104 [17] et peut s'écrire, à température donnée [17].

$$V = k * t \qquad \text{.........................(I.6)}$$

Où :

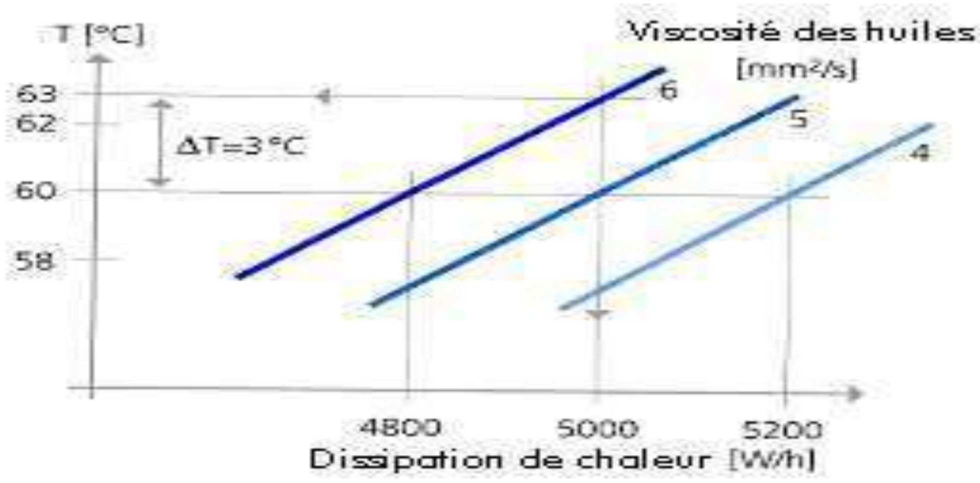
V: est la viscosité cinématique (m^2/s).

K : le coefficient du tube capillaire.

t : le temps de l'écoulement en s.

La viscosité cinématique des huiles, qui s'exprime généralement en (m^2/s) , est essentielle pour le transfert de chaleur dans les transformateurs.

Une légère variation de cette dernière, peut amener une grosse perte de dissipation de chaleur (figure I.5).



FigureI.5:Evolution de la dissipation de chaleur dans un transformateur, en fonction de la viscosité cinématique [1].

d. Point d'éclair, point de feu et auto-inflammation

Le chauffage progressif d'un liquide provoque le dégagement de vapeurs, dès que la concentration de ces vapeurs dans l'atmosphère surmontant le liquide devient suffisante pour former un mélange inflammable, elles brûlent à l'approche d'une flamme. La température correspondante est appelée point de feu.

Il existe deux types de méthodes pour déterminer le point d'éclair :

- la méthode en coupe ouverte, telle que la méthode Cleveland (ISO 2592 [18]);

- la méthode en coupe fermée, telle que la méthode Pensky-Martens (ISO 2719[19]).

Pour la méthode en coupe ouverte, comme son nom l'indique, le liquide est au contact de l'air libre et les vapeurs peuvent se mélanger librement à l'air environnant. Dans l'autre méthode, le volume au-dessus de la coupelle est clos et les vapeurs restent au voisinage de la surface du liquide. Les méthodes en coupe fermée donnent généralement des valeurs plus faibles que les méthodes en coupe ouverte.

Si on poursuit le chauffage, l'expérience montre qu'une combustion permanente s'établit en présence d'une flamme, à partir d'une certaine température qui correspond au point de feu du liquide. Les liquides ininflammables tels que les PCB, n'ont pas de point de feu.

On considère en général que, pour que le risque d'inflammation devienne négligeable, il faut que la température reste inférieure de 25 à 30°C au point d'éclair [2].

La température d'auto-inflammation d'un liquide est la température minimale à laquelle se produit une combustion instantanée. Cette température est très supérieure à celle du point d'éclair et présente donc moins d'intérêt. Elle peut être déterminée par la méthode CEI 60079- 4 [20], qui consiste à injecter un faible volume de liquide dans une enceinte contenant de l'air et à déterminer la température à laquelle apparaît une flamme dans un laps de temps fixé.

La température d'auto-inflammation correspond au comportement d'un liquide dans un incendie, alors que le point de feu caractérise des limites thermiques de service.

I.5.3 Caractéristiques chimique :

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 et vieillissement de ce liquide et son aptitude à remplir ses fonctions principales, à savoir l'isolation électrique et l'évacuation de la chaleur

a. L'indice de couleurs :

La couleur est une propriété intrinsèque d'huile neuve. Elle a une relation avec les hydrocarbures qui constituent l'huile. Elle permet d'apprécier la qualité des huiles neuve et constitue un moyen efficace pour surveiller l'acidité des huiles en service. Malgré que la couleur ne fait plus objet d'une normalisation ; elle peut renseigner dans certains cas sur le vieillissement d'huile puisque celle-ci devient plus foncée avec l'âge. [21]

L'aspect, la couleur ainsi que l'odeur, nous permettent la détermination rapide de l'état de l'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.

b. 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 directe 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 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 en service selon la norme ISO6618 [22]. Aux premiers stades d'oxydation, elle augmente pour atteindre, après un certain temps de service, une valeur ou elle reste constant. Cette stabilité s'explique par les dépôts qui précipitent [21].

c. La teneur en eau :

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

Les inconvénients de la présence de l'eau dans l'huile de transformateurs sont multiples :

- 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 présence de l'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 transformateurs. [23]

Une huile isolante ancienne qui a commencé à s'oxyder présente un niveau de saturation en eau plus élevée 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.

d. Indice de réfraction :

On appelle réfraction, le changement de direction que subit un rayon lumineux en passant d'un milieu optique donné à une autre. Ce changement est dû à une modification de la vitesse de propagation à partir du point, appelé point d'incendié, Où le rayon lumineux incident frappe l'interface. La détermination de réfraction peut permettre de : [24]

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

I.6 Traitement des huiles minéral :

Avant chaque utilisation et de manière à améliorer leurs propriétés diélectriques, les huiles isolantes subissent un traitement. La technique la plus communément utilisée pour traiter les huiles sous vide. Cette technique qui a pour but de réduire la présence d'impuretés dans l'huile (humidité, particules, gaz), consiste à mettre le liquide sous vide tout en le faisant passer à travers un filtre de faible porosité ($\leq 0.5\mu m$). L'ensemble est réalisé en température de manière à extraire le maximum d'humidité tout en préservant l'huile (l'utilisation du vide permet de réduire la température d'ébullition de l'eau). Le fait de chauffer permet aussi à l'huile de passer plus aisément à travers le filtre (la viscosité diminue en fonction de la température).

A titre d'exemple, une huile neuve qui contient environ 20 ppm d'humidité, se verra contenir une concentration inférieure à 10 ppm après le traitement.

Une huile neuve contient aussi entre 0.0001% et 0.001% de particules de taille supérieure à 5µm [25], ce qui représente entre 10^5 et 10^6 particules pour 100ml d'huile (les mesures normalisées sont toujours ramenées à 100ml). Depuis peu, la technologie permet de compter des particules de taille inférieure à 2µm. Le tableau I.1 donne un exemple de comptage de particules dans une huile minérale avant et après traitement.

Tableau I.1 : Distribution en taille et en nombre des particules dans une huile minérale. [26]

Intervalle de comptage (µm)	$\bar{N}$ pour 100 mL d'huile avant traitement	$\bar{N}$ pour 100 mL d'huile après traitement
1 à 2	12 000 à 70 000	1 000 à 4 000
2 à 5	9 000 à 35 000	700 à 3 500
5 à 10	1 000 à 3 000	140 à 1 000
10 à 15	150 à 600	30 à 300
15 à 25	50 à 300	20 à 90
⩾ 25	10 à 60	3 à 30
(1) $\bar{N}$ est la moyenne arithmétique de cinq comptages sur un échantillon		

I.7 Problématique de Vieillissement et Dégradation d'huile minérale isolante:

Le problème d'oxydation, la présence de l'eau, l'augmentation de la température, les bulles de gaz et les impuretés solides des matériaux de construction de l'appareil, sont les principaux agents qui causent la dégradation des caractéristiques de l'huile, soit **électriques** comme : la permittivité relative, la tension de claquage et le facteur de perte diélectrique, soit **physique** comme **:** la densité et la viscosité, soit **chimique** comme : l'indice d'acidité, l'indice couleur et la teneur en eau.[2]

Lorsque le transformateur est neuf et bien conçu, il peut résister aux différentes contraintes (électriques, mécaniques, thermiques et environnementales). En service, le système d'isolation subit une dégradation graduelle qui, avec le temps, peut ne plus être capable de résister aux différentes contraintes.

Le vieillissement se définit par le changement néfaste irréversible d'une ou des propriétés du système isolant, due à la dégradation de ce dernier[28].

Lorsqu'on parle de la dégradation de l'huile, on parle souvent du phénomène d'oxydation. L'oxydation de l'huile isolante désigne l'ensemble des réactions chimiques complexes et lentes au cours desquelles les hydrocarbures réagissent avec l'oxygène et l'humidité. L'oxydation de l'huile est une fonction croissante de la température et de la concentration en oxygène. De plus, elle peut être catalysée par certains métaux comme le cuivre, le fer, le plomb, et par l'humidité. D'autres paramètres tels que le champ électrique et la lumière peuvent aussi influencer l'oxydation de l'huile isolante[29].

Les produits de dégradation issus de l'oxydation de l'huile entraînent un changement de couleur et d'odeur, lié à la formation de composés d'acides légers

.

Il s'en suit une apparition des dépôts et de résidus, accompagnée d'une augmentation de la viscosité [1], ce qui affecte les qualités de l'huile en tant que caloporteur. Les effets de l'oxydation se reflètent non seulement sur les propriétés physico-chimiques, mais aussi sur les propriétés électriques (conductivité, facteurs de dissipation) [30]. L'oxydation de l'huile entraîne également une dégradation plus rapide du papier cellulose. Cette détérioration est activée par les produits de dégradation de l'huile, notamment les acides et les produits polaires qui sont absorbés par le papier.

I.8 Conclusion :

Dans ce chapitre, un aperçu général a été donné sur les huiles minérales isolantes, utilisé dans les transformateurs de puissance.

On a présenté brièvement une définition de l'huile, les contraintes qu'elle subit et ses caractéristiques. De plus nous avons abordé des généralités sur la dégradation d'huile isolante et les procédés de traitement.

Chapitre II

II.1 Introduction :

Le vieillissement et la pérenne d'eau sont les éléments principaux qui mènent à la dégradation des huiles de transformateur en service.

Le vieillissement peut être défini comme étant tout phénomène se traduisant par une évolution lente et irréversible des propriétés du matériau. Ces changements affectent considérablement les performances de l'isolant et réduisent sa durée de vie. Le terme vieillissement n'implique pas un mécanisme précis à cause de la complexité de la composition chimique du matériau.

La présence d'eau dans le transformateur dépend de la température et de la pression partielle d'eau dans l'atmosphère au-dessus de liquide. Les deux principales sources d'augmentation de la teneur en eau de l'huile sont :

- La pénétration de l'humidité provenant de l'atmosphère du fait que les transformateurs de puissance sont souvent à air ouvert.
- La dégradation de la cellulose apporte de l'eau, car bien que cette dernière soit séchée, il subsiste toujours au moins 0.2% en masse d'humidité en son sein.

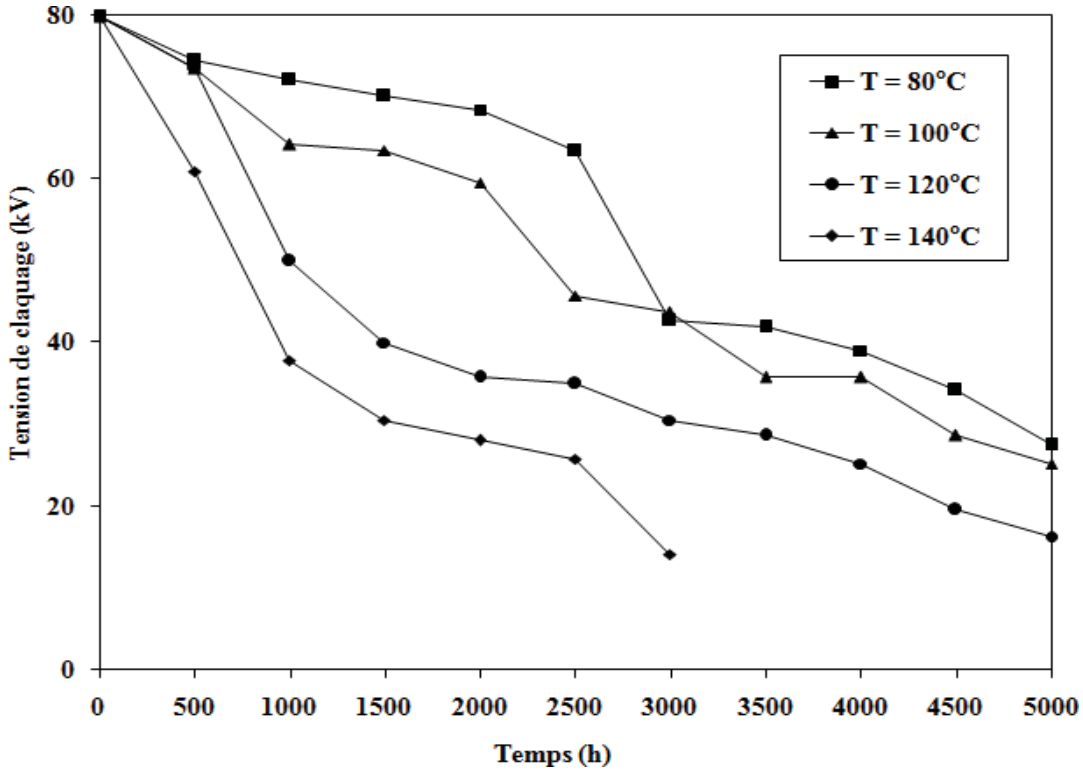
II.2 Effet de vieillissement sur les caractéristiques d'huiles :

II.2.1 Définition :

On appelle **vieillissement thermique** tout phénomène traduisant une évolution qui ne fait intervenir que le matériau, l'atmosphère et la température. Il peut faire intervenir des phénomènes physiques et des phénomènes chimiques, et il résulte d'une oxydation de chaînes carboniques qui entraîne une augmentation des pertes diélectriques et une chute des caractéristiques physico-chimiques [4].

II.2.2 Variation de la tension de claquage :

La figure II-1 présent les variations de la tension de claquage pour des échantillons de l'huile neuve viellées à un temps de 5000 heurs sont quatre températures de vieillissement 80C°,100C°,120C° et 140C° selon l'étude fait par [4].

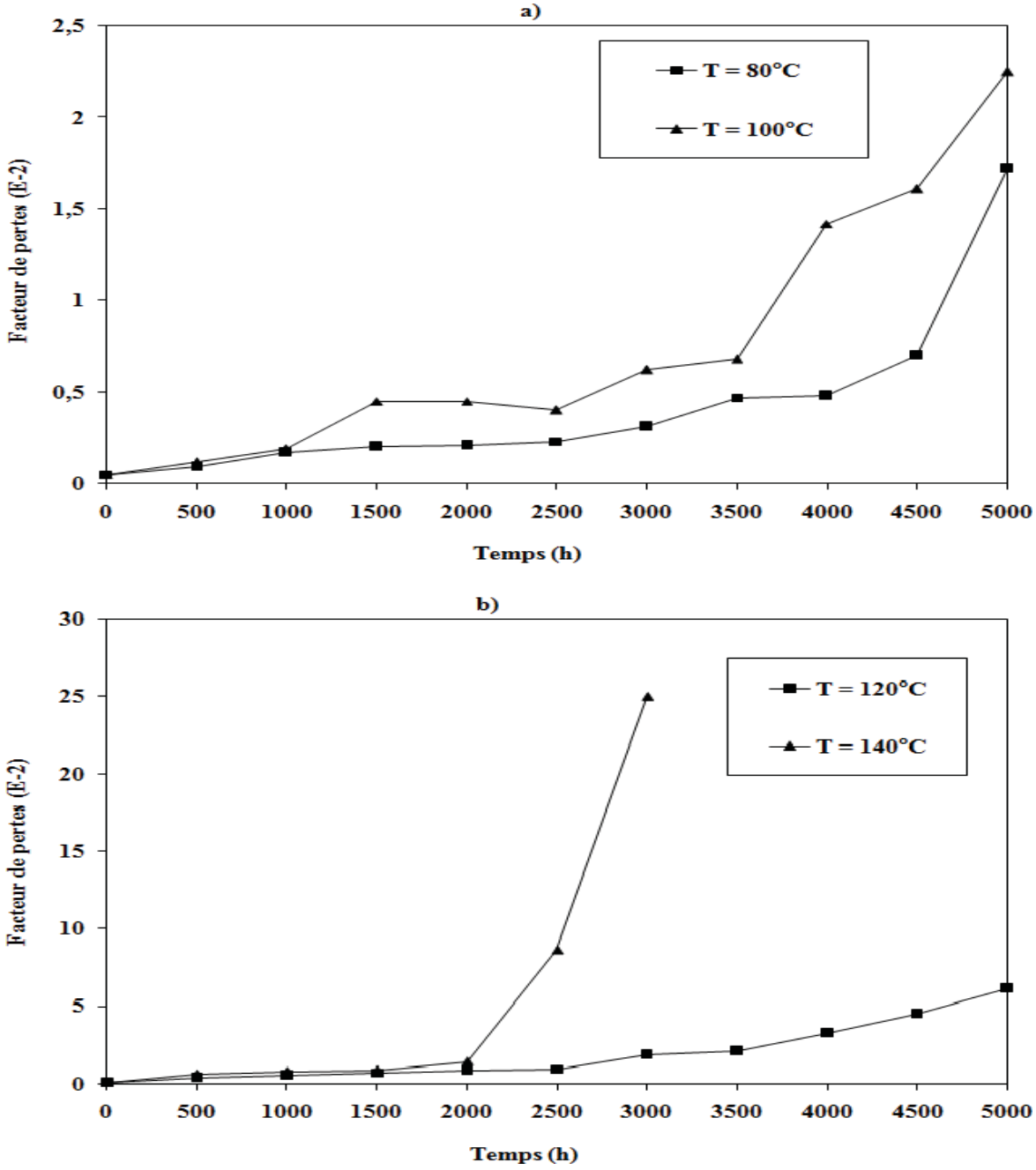


FigureII.1 : Variation de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement. [4]

On remarque dans la figure II-1 la diminution de la tension de claquage avec le temps, aussi cette diminution est plus rapide pour la température de vieillissement le plus élevée.

II.2.3 Variation du facteur de pertes tg (δ) :

La variation du facteur de perte diélectrique en fonction d'un temps de vieillissement de 5000 heur avec quatre températures de vieillissement de 80C°,100C°,120C° et 140C° sont présentés dans la figure II-2.



FigureII.2 : Variation du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps de vieillissement. [4]

Les résultats obtenus montrent que le facteur de perte augmente en fonction du temps, et montrent aussi que l'augmentation du facteur de perte est plus rapide avec une température de vieillissement élevée.

II.2.4 Variation de la résistivité :

D'après la même étude menée par [4], les variations de la résistivité avec le vieillissement sont présentées dans la figure II-3.

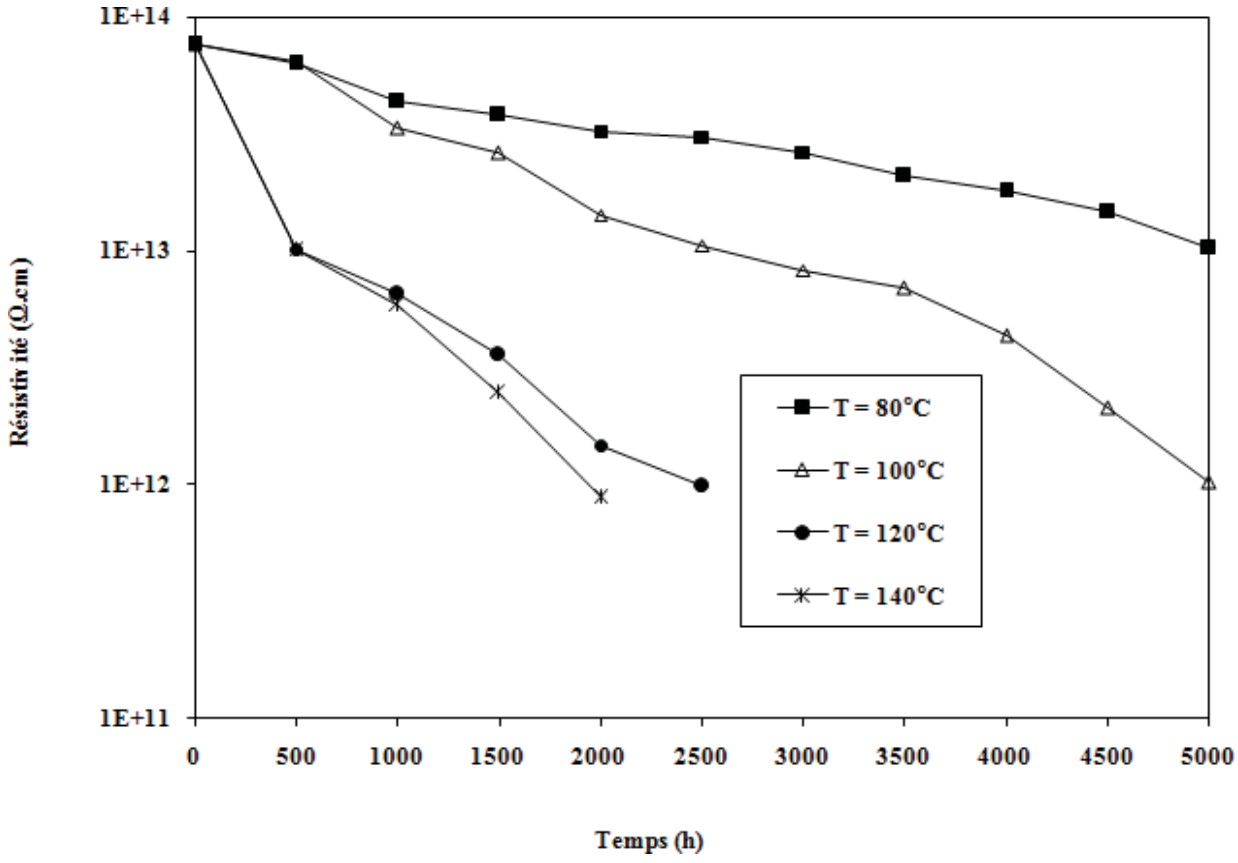


Figure II-3 : Variation de la résistivité en fonction du temps de vieillissement [4].

La résistivité de l'huile diminue en fonction du temps pour la différente température de vieillissement. La valeur de la résistivité pour un échantillon d'huile vieillie à la température élevée diminue rapidement.

II.2.5 Variation de l'indice d'acidité :

La variation de l'indice d'acidité selon de la même étude [5] est présentée dans la figure II-4

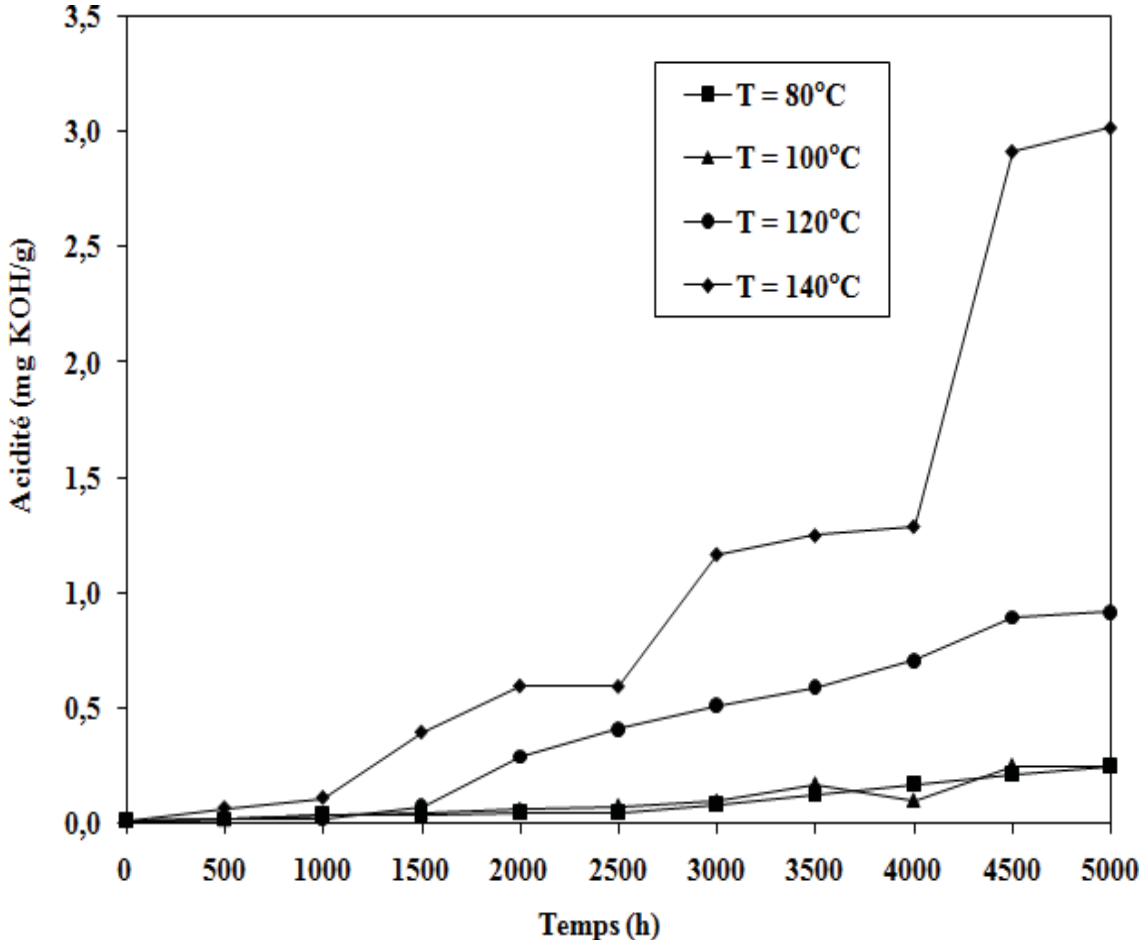


Figure II.4: Variation de l'indice d'acidité en fonction du temps de vieillissement. [4]

L'indice d'acidité augmente en fonction du temps de 5000 heurs pour les quatre températures de vieillissement .Cette augmentation est plus élevée pour la température de vieillissement de 140C° qui est le plus grand.

II.2.6 Variation de la teneur en eau :

En référence al même étude de vieillissement [4], la teneur en eau varié selon la figure II-5.

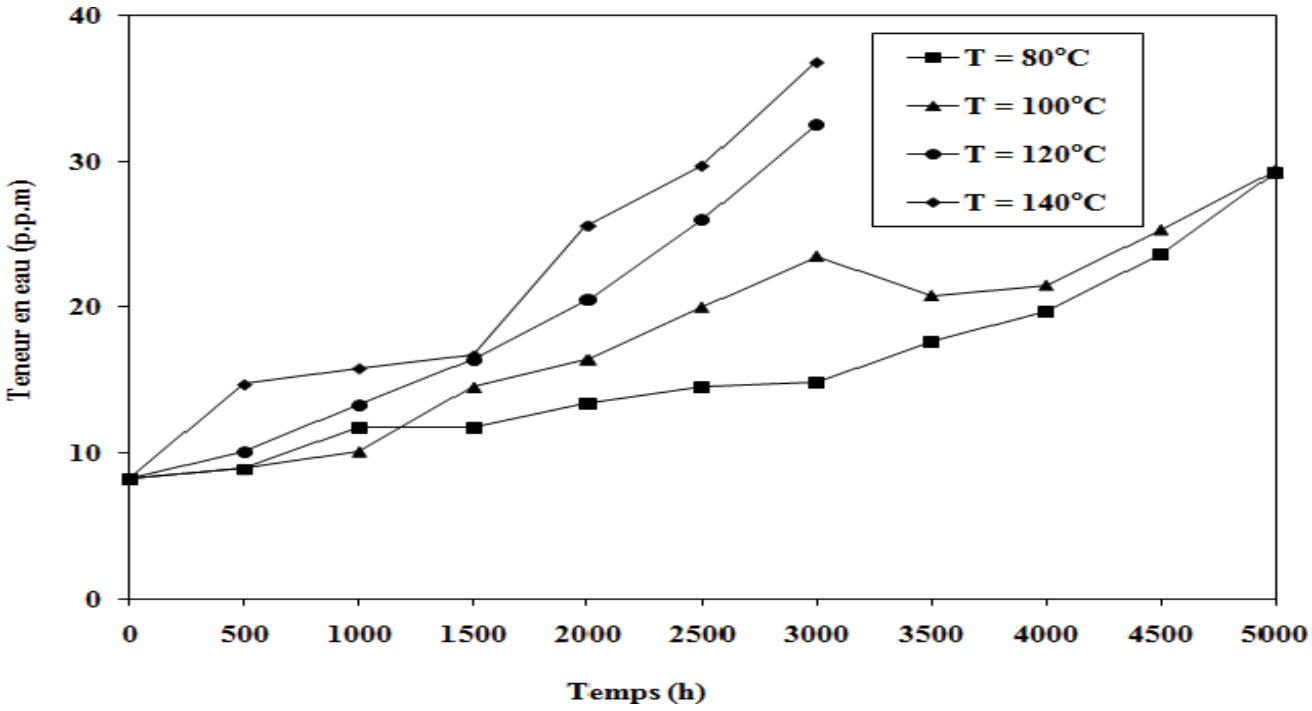


Figure II-5: Variation de la teneur en eau en fonction du temps de vieillissement. [4]

La valeur de la teneur en eau augmente en fonction du temps, ainsi cette augmentation est significative et rapide lorsque la température de vieillissement et la plus élevée.

II.3 Effet de la présence d'eau sur les caractéristiques d'huiles :

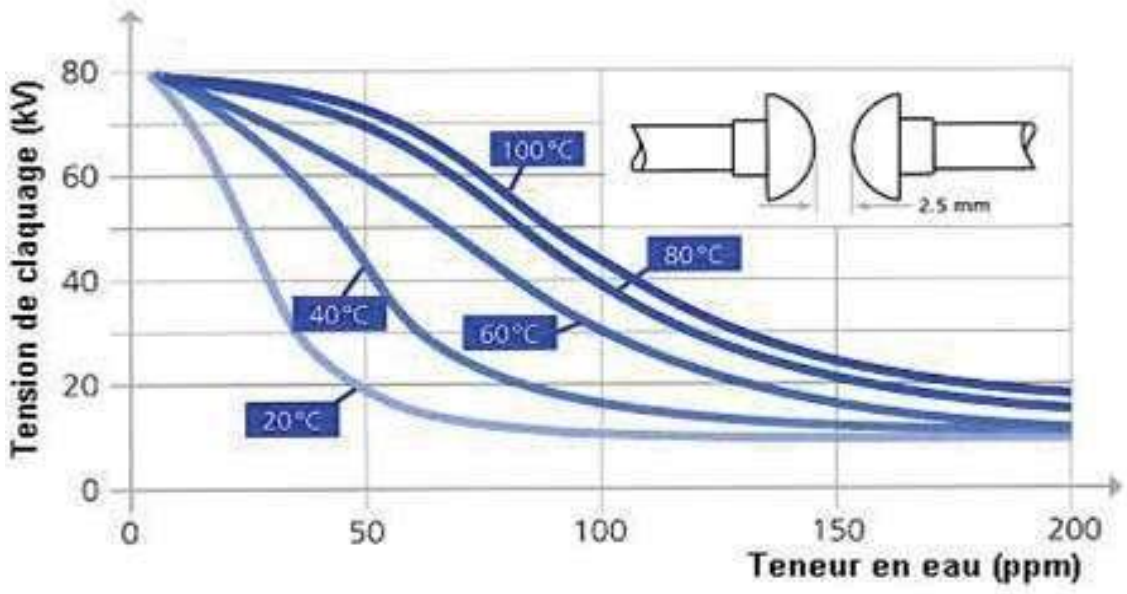
II.3.1 Présence d'eau dans les huiles minérale :

L'humidité est l'ennemi numéro un des isolants électriques du fait qu'elle conduit l'électricité. Ce phénomène est d'autant plus prononcé dans les huiles isolantes car ces dernières ont une faible solubilité de l'eau. On parle souvent de phénomène d'hydrolyse pour définir l'influence de l'eau sur le vieillissement des huiles.

Sous l'effet de champ électrique et de l'inhomogénéité locale (gaz, humidité particules), il peut apparaître des micro-décharges qui décomposant l'huile en générant des gaz. A long terme ces décharges peuvent devenir nocives si elles tendent à se fixé sur les isolants solides imprégnés et parviennent à un niveau suffisant pour les détériorés. [1]

II.3.2 Variation de la tension de claquage :

Selon les essais faits par [31], des échenillions d'huiles avec différentes teneur en eau sont mises entre deux électrodes selon la norme CEI 156[34], et cela pour déférentes températures 20C°,40C°,60C°,80C°et 100C°. Les résultats de la tenions de claquage sont montre dans la figure II-6.



FigureII.6: Variation de la tension de claquage (50Hz) avec la teneur en eau d'une huile à différentes températures.[31]

On remarque d'après la figure II-6 que la valeur de la tension de claquage varie inversement en fonction de teneur en eau, aussi cette variation est liée directement à la température, la tension de claquage augmente d'une façon rapide pour la température le plus élevée.

II.4Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons mis le point sur l'effet de vieillissement et de la présence d'eau sur les caractéristiques de l'huile de transformateur. Ces deux contraintes provoquent la dégradation de l'huile, la tension de claquage et la résistivité diminuent, le facteur de perte diélectrique, l'indice d'acidité et la teneur en eau augmentent.

Chapitre III

III.1 Introduction :

Le traitement d'huile des transformateurs permet de restaurer ses propriétés afin d'obtenir un produit présentant quasiment les mêmes propriétés qu'une huile neuve.

Lorsque l'huile présente des valeurs non acceptables pour l'acidité, la tension de claquage et le facteur de dissipation, il est nécessaire de procéder à la régénération d'huile par processus chimique.

Afin d'étudier l'effet de la teneur en eau sur les caractéristiques d'huile, on utilise le processus du traitement physique.

Dans ce chapitre, nous allons présenter les essais effectués sur les huiles de transformateurs (neuve, régénérée, usagée) au Laboratoire d'Analyses de l'Unité Traitement des Huiles (UTH) de la Société Maintenance d'Equipements Industrielles (MEI) de Blida.

Ces essais concernent essentiellement des tests sur la présence de la teneur en eau dans les trois types d'huile (neuve, régénérée, usagée), et son effet sur les différentes caractéristiques de l'huile.

III.2 Procédé d'échantillonnage :

Des précautions devront être respectées durant l'échantillonnage afin de ne pas humidifier le diélectrique liquide. L'échantillonnage à l'extérieur sous pluies, brouillard ou vent fort est toléré seulement si toutes les précautions suivantes doivent êtres prises pour éviter la pollution du liquide :

- ✓ Remplir soigneusement la fiche de prélèvement et étique.
- ✓ Porter les équipements de protection (gants, lunettes).
- ✓ Vérifier que le niveau du fluide est apparent satisfaisants.
- ✓ Eviter le prélèvement en plein air en cas de mauvais temps (pluie, brouillard, grand vent).
- ✓ Prendre un flacon propre et stérile.
- ✓ nettoyer la vanne de prélèvement.

- ✓ purger le fluide minimum un litre.
- ✓ remplir le flacon et laissons 1cm de vide pour évier explosion de flacon.

III.3 Echantillons de l'étude :

Dans ces essais, nous avons utilisé deux productions pour trois types d'huile (neuve régénérée, usagée) :

- Pour les deux productions de l'huile neuve, on a ajouté une quantité d'eau avant chaque traitement pour augmenter la teneur en eau et remplir l'huile dans la station de traitement, Nous avons prélevé l'échantillon à toutes les heures de fonctionnement de la station avec une augmentation de température jusqu'à 75 C°.
- Pour l'huile régénérée, nous avons prélevé l'échantillon à toutes les heures de fonctionnement de la station avec une augmentation de température jusqu'à 75C °.
- Concernant l'huile usagée, nous avons prélevé l'échantillon à toutes les heures de fonctionnement de la station avec une augmentation de température jusqu'à 75 C°.

III.4 Caractéristique et présentation des échantillons d'essais :

a. Huile neuve:

L'huile neuve utilisée par SONALGAZ, commercialement appelée POWER OIL (India).Aux caractéristiques principales données dans le tableau (III.1)

Tableau : III.1 : Caractéristiques de l'huile Neuve.

teste	norme	unité	Valeur	Valeur d'échantillons
Indice d'acidité	**IEC62021**	**mg KOH/g**	**0.013**	**0.012**
Teneur en eau	**IEC60814**	**ppm**	**32.8**	**27**
Facteur de perte à 50Hz ,90C°	**IEC60247**	**_____**	**0.004**	**0.003**
Permittivité (90C°)	**IEC60247**	**_____**	**2.14**	**2.11**
Résistivité (90C°) X10+09	**IEC60247**	**Ωm**	**135.2**	**180**
Tension de claquage	**IEC60156**	**KV**	**24**	**20**
viscosité	**ISO3104**	**mm²/s**	**6.78**	**7.41**
Densité	**ISO3675**	**g/ml**	**0.875**	**0.87**
Indice de couleur	**ISO2049**	**____**	**<0.5**	**0.6**

b. Huile régénérée:

Tableau : III.2 : Caractéristiques de l'huile Régénérée.

teste	norme	unité	Valeur	Valeur d'échantillons
Indice d'acidité	**IEC62021**	**mg KOH/g**	**0.011**	**0.03**
Teneur en eau	**IEC60814**	**ppm**	**17.3**	**31.59**
Facteur de perte à 50Hz ,90C°	**IEC60247**	**_____**	**0.0065**	**0.0019**
Permittivité (90C°)	**IEC60247**	**_____**	**2.12**	**2.12**
Résistivité (90C°) X10+09	**IEC60247**	**Ωm**	**176.5**	**143.2**
Tension de claquage	**IEC60156**	**KV**	**33.6**	**48**
viscosité	**ISO3104**	**mm²/s**	**6.78**	**8.02**
Densité	**ISO3675**	**g/ml**	**0.875**	**0.870**
Indice de couleur	**ISO2049**	**____**	**0.5**	**1.1**

Après la régénération par l'Unité de traitement des Huiles en service, l'huile régénérée a les caractéristiques suivantes :

c. Huile usagée :

L'huile usagée utilisée dans le test a été récupérer de différents transformateur, dans le but de la traiter chimiquement et améliorer ses caractéristiques.

Tableau : III.3 : Caractéristiques de l'huile usagée.

Teste	Norme	Unité	Valeur	Valeur d'échantillons
Indice d'acidité	**IEC62021**	**mg KOH/g**	**0.018**	**0.21**
Teneur en eau	**IEC60814**	**ppm**	**40.4**	**220**
Facteur de perte à 50Hz ,90C°	**IEC60247**	**_____**	**0.215**	**0.20**
Permittivité (90C°)	**IEC60247**	**_____**	**2.12**	**2.19**
Résistivité (90C°) X10+09	**IEC60247**	**Ωm**	**1.32**	**1.14**
Tension de claquage	**IEC60156**	**KV**	**28.9**	**30.6**
viscosité	**ISO3104**	**mm²/s**	**9.91**	**8.36**
Densité	**ISO3675**	**g/ml**	**0.862**	**0.86**
Indice de couleur	**ISO2049**	**____**	**5**	**3.8**

III.4.1 Présentation des échantillons d'huiles utilisées :



Huile neuve



Huile régénérée



Huile usagée



Huile usagée après le traitement physique et chimique

Figure III.1 : huile neuve, régénérée et usagée.

III.5 La régénération:

III.5.1 Définition:

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 [32].

III.5.2 Procédés de régénération d'huile isolante :

Les précédés de régénération sont nombreux. Ils se diffèrent les uns, des autres 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 [33].

-Deuxième étape : consiste 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 [11]. 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, clarification au solvant (propane ou butane), ultrafiltration**,** la floculation.

-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, …) [33].

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 :

- -Soit avec 2 à 3% d'acide et 3% de terre.

  -Soit avec la terre seulement (8 à 10 %) mais le raffinage est légèrement inférieur au précédent.

  -Soit par hydrogenation catalytique.

- Lorsque la distillation sous vide n'est pas appliquée en amont, l'huile globale purifiée par les autres traitements décrits précédemment peut nécessiter :

  -Soit 4 à 5% d'acide + 3% de terre environ.

  -Soit une quantité massive de terre, soit une hydrogénation catalytique plus sévère que dans le cas précèdent. [33]

III.6 **Mode opératoire :**

Pour contrôler la variation de la teneur en eau dans l'huile (neuve, régénérée, usagée, en service), nous avons pris et analyser un échantillon prélevé sur un fut d'huile, puis avons ajouté à ce dernier une quantité d'eau bien déterminée pour assurer la variation apparente de la TE en lui subissant un traitement physique et un contrôle des paramètres de la TE et TC sur un intervalle de temps non régulier.

TE : Teneur en eau.

TC : Tension de claquage.

III.6.1 station mobile :

Le traitement est effectué à partir d'une station mobile (figure III.2), il s'effectue selon les différentes étapes citées ci-dessous :



Figure III.2:station mobile de traitement d'huile.

a- étape de filtrage de dégrossissage :

Un filtre de dégrossissage à absorption d'eau est fourni comme première étape de traitement avant l'entrée dans la chambre sous vide .ce niveau est conçue pour éliminer la contamination par les grosses particules et l'eau libre .pour garantir la spécification d'efficacité du système. Toutes les contaminations par l'eau libre devant être enlevées avant l'étape de dégazage.

b- étape de dégazage :

Un système de deux étapes de dégazages sous vide pousse est fourni pour enlever les eaux et les gaz dissous de l'huile chaude.la température recommandée pour le traitement de l'huile est de 70°C, une fois chauffée , l'huile est dispersée sur une grande surface et exposée à des condition de vide poussé libérant l'eau dissoute et le gaz .la charge de vapeur créée est enlevée par le système de pompage a vide .A la température de traitement et au niveau de vides correct, le dégazage est conçu pour enlever approximativement 50 ppm de l'eau dissoute et 10 ppm de gaz dissous par passe.

Toutes les huiles de transformateurs devant passer autant de fois qu'il le foudra pour atteindre les valeurs voulues.

c-étape de filtrage fin :

Apres la sortie de la chambre de dégazage, un filtre d'affinage est fourni pour le second niveau.

Cette étape est conçue pour enlever la contamination par particules fines et les traces d'eau restante.

III.6.2 : Station de centrifugation (Traitement physique) :

Pour étudier, l'influence du traitement sur la qualité de l'huile régénérée, nous avons utilisé la station de traitement physique par centrifugation de marque α Laval (figure III.3)



Figure III.3:station de traitement physique (alfa Laval).

La station de traitement physique fonctionne selon la mode de fonctionnement présente dans la figure (III.3).

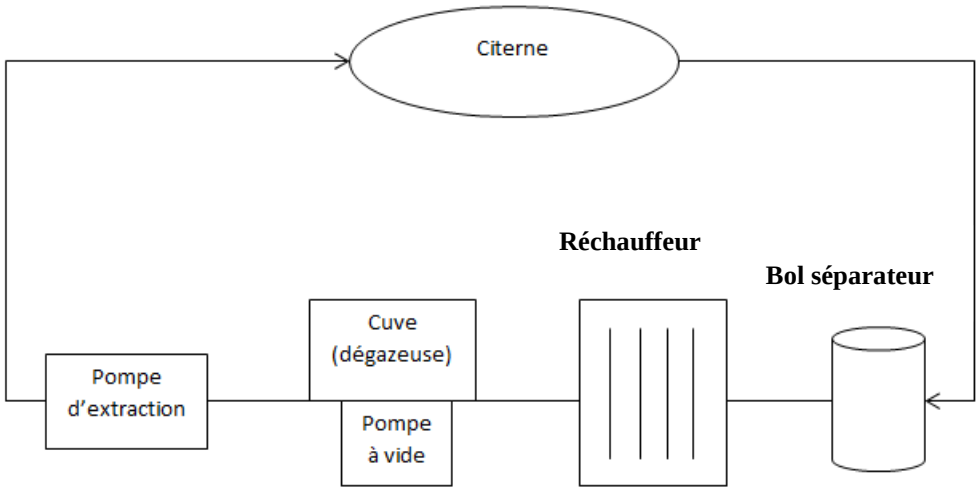


Figure III.4 Schéma de la station (Alfa Laval).

Il s'agit d'un procédé d'élimination, des particules solides et de la diminution de la teneur en eau de l'huile, comprennent plusieurs étapes : centrifugation et le procédé de séchage sous vide. Cependant, aux pressions utilisées, il convient que la température de début de distillation de l'huile ne soit pas dépassée, afin d'éviter la perte des fractions les plus légères de l'huile. Si cette donnée est inconnue, il convient de ne pas traiter l'huile à des températures supérieures à 70°C.

En règle générale, les centrifugeuses sont suffisantes pour éliminer l'eau libre de l'huile, et dans tous les cas, peuvent agir sur toutes les impuretés solides finement divisées. Le traitement physique par centrifugation contient un bol séparateur qui permet la séparation liquide-liquide-solide à un débit compris entre 900 et 1200 l/h et une vitesse de rotation 5000 à 9000 tr/min. Les corps les plus lourds seront éliminés à ce niveau sous l'effet de la force centrifuge en se fixant sur des disques conique, l'eau libre étant plus dense que l'huile, elle s'éliminera sous le même effet mais s'évacuant par une ouverture qui se trouve sur le couvercle du séparateur.

L'huile doit être chauffée, donc elle transite dans le réchauffeur avant de pénétrer dans la chambre de dégazage, l'huile est chauffée à 60°C, et sous l'effet du vide la température d'ébullition de l'eau se verra baisser à l'intérieur de la chambre de dégazage de 100°C à 60°C ce qui permettra à la pompe à vide d'extraire toute les vapeurs d'eau sans recouvrir à la dégradation de l'huile, l'opération de traitement physique se fera en boucle avec une citerne fermée.

III.6.3 Traitement chimique des huiles isolantes :

Le traitement chimique de différentes huiles minérales isolantes est une opération de filtration, dégazage et déshydratation. C'est une opération indispensable avant l'injection d'huile dans le transformateur et durant les opérations d'entretien et maintenance.

L'unité possède deux dispositifs qui assurent cette fonction (de marque ALPHA LAVAL et MAXEI). L'huile y est déshydratée et filtrée en circulation fermé, elle passe à travers des filtres, et peut être chauffée à 90°C sous vide.

La durée du séchage peut varie suivant l'état d'huile traitée, le débit de traitement nominative attendre 800litres/heures. La fin de cette étape est décidée après l'analyse des échantillons prélevées régulièrement si la quantité de l'eau diminue dans l'huile est petite.



Figure III.5 : Station de traitement chimique.

III.7 Dispositifs de mesure :

III.7.1 Teneur en eau :

L'appareil utilisé pour cette mesure est un Titrimétrie de type756 KARL FISHER (Figure III.5).

Le teneur en eau est la quantité d'eau (en ppm=mg/kg) dissoute dans l'huile isolante et elle est mesurée par un appareil numérique, celui-ci est branché à un tube contenant une solution chimique et qui réagit selon réaction oxydo-réduction.

On injecte une masse d'huile dans ce tube d'essai et on l'introduit comme donnée. Après quelques instants, l'appareil affiche la teneur en eau en ppm.

La valeur de la TE est une valeur normalisée, qui dépend de la tension de service du transformateur, dans le casoù les valeurs mesurées ne respectent pas les limite admissibles de service de la norme CEI 422 [12], il faut appliquer un traitement physique (chauffage et séchage) à l'huile, .lors du traitement physique la TE est régit par la norme CEI 296 et là elle doit être inférieur à 10 ppm.



Figure III.6: Appareil de mesure de la teneur en eau

III.7.2 Tension de claquage :

Pour mesurer la tension de claquage, nous utilisons un SPINTERMÈTRE de type OTS 100 AF/2 (figure III.6) équipé d'une cellule pouvant contenir 250 ml d'huile avec un système d'électrodes sphériques de diamètre 12.5 mm écartées de 2.5 mm selon la norme CEI 156[34]. La tension maximale de l'appareil étant 100 kV (50 Hz).Le SPINTERMÈTRE effectue un nombre d'essai (claquage) égale à6 sur le même échantillon, avec un temps de repos de 2 minutes entre chaque essai. Ce temps permet à l'huile de se stabiliser. Ces essais sont réalisés à la température ambiante.

La valeur de la tension de claquage est la moyenne de 6 essais, cette dernière doit être supérieure à 70 kV (normalisée), si non l'huile analysée a besoin d'un traitement physique.



Figure III.7: Appareil de mesure de la tension de claquage (KV).

III.7.3 La densité :

C’est une caractéristique qui dépond 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.

La densité d’huile est déterminée au moyen d’un « densimètre ». On introduit soigneusement ce dernier dans une éprouvette remplie d’huile à analyser, ensuite la lecture de La valeur de la densité correspondante se fait selon la norme ISO 12185. [35]



Figure III.8: Appareil de mesure de la densité

III.7.4 Facteur de perte diélectrique (Tg(δ)) :

Le facteur de perte diélectrique (Tgδ) est mesuré selon la norme CEI 247[36]. L'appareil utilisé est un pont automatique de type DIELTEST-DTL (figure III.8).

Après la mesure de la capacité de la cellule à vide, celle-ci est remplie d'huile, puis chauffée jusqu'à 90°C, une tension de l'ordre de 2 kV est appliquée.

Les données sont affichées et imprimées automatiquement.

La valeur du (Tan δ) doit être < 0.005. En cas de pertes diélectriques élevés, l'huile nécessite un traitement physique et chimique (régénération de l'huile).



Figure III.9 : Appareil de mesure le facteur de perte diélectrique (Tg δ).

III.7.5 Conductimètre :

Le conductimètre pour isolants liquides VZ220A fonctionne selon les exigences de la norme CEI 61620 [36]. Cet instrument est basé sur la méthode de l'onde rectangulaire alternative à basse tension et a basse fréquence et permet la mesure précise de la conductivité volumique et de la permittivité relative sur une large étendue de mesure sans affectation de l'équidés thermodynamique du liquide examiné, dans la figure (III.9).

Comme cet appareil permet la mesure de la conductivité volumique pour des valeurs de 0.01pS/m à 20000pS/m, l'évaluation qualitative des liquides hautement isolants est possible même à la température.



Figure III.10 : appareil de mesure de la conductimètre CEI 61620

III.7.6 Indice de réfraction :

L'appareil utilisé pour cette mesure est un réfractomètre de type CONVEX figure (III.10) qui ne permet de détermine la nature d'huile analysé : naphténique ou bien paraffinique, à l'aide de la lumière atmosphérique.



Figure III.11: Appareil de mesure de l'indice de réfraction

III.7.7 Mesure de l'Indice d'acidité :

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 un 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 :

$$IA = 0.1\ M*V / m \qquad (I.7)$$

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-11), La mesure est réalisée selonla normeISO6618. [23]



Figure III.12 : Appareil de mesure de l'indice d'acidité.

III.7.8 L'indice de couleur :

L'indice de couleur est mesuré selon la norme ASTDM ISO 2049 [16]. L'appareil utilisé pour cette mesure est un spectrophotomètre, de type LOVIBOND- PFX 195, TINTOMETER (Figure III.12).La couleur de l'huile isolante est déterminée en lumière transmise monochromatique, et exprimée par un indice obtenu par affichage numérique.



Figure III.13: Appareil de mesure l'indice de couleur.

III.7.9 La viscosité :

La viscosité est mesure selon la norme ISO 3104[17], à la moyenne d'un appelé viscosimètre (figure III.14), de type TAMSON .la valeur de viscosité obtenue en multipliant le temps d'écoulement entre les deux repères (sur le capillaire) en seconde du volume du liquide dans le coefficient du tube capillaire qui correspond. Ce dernier est rincé dans un bain d'huile, chauffé à une température de 40c°.

$$V = T*0.01292 \ldots\ldots\ldots\ldots \text{(I.6)}$$

K : 0.01292 : coefficient du tube capillaire constant.

T : temps mesuré à partir de fonctionnement d'appareil.

Exemple :

Temps : 10min45s on a transfère le temps par le seconde 645 s.

V=645*0.01292.

V=8.33 m²/s.



Figure III.14: Appareil de mesure de la viscosité.

III.8 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les échantillons d'huile utilisée pour le teste, ainsi que les différentes appareilles et techniques de mesure.

Chapitre IV

IV.1 Introduction :

Dans ce chapitre, nous allons présenté les résultantes d'essais concernant l'effet de la teneur en eau pour des échantillons d'huile : neuve, régénérée et usagée. Ce résultat concerne essentiellement la tension de claquage, la résistivité et le facteur de perte, ainsi que l'autre propriété telle que l'indice d'acidité, la permittivité, la conductivité et la viscosité.
Après l'interprétation des résultats, un corrélation entre ces déférentes caractéristiques peut être tirée.

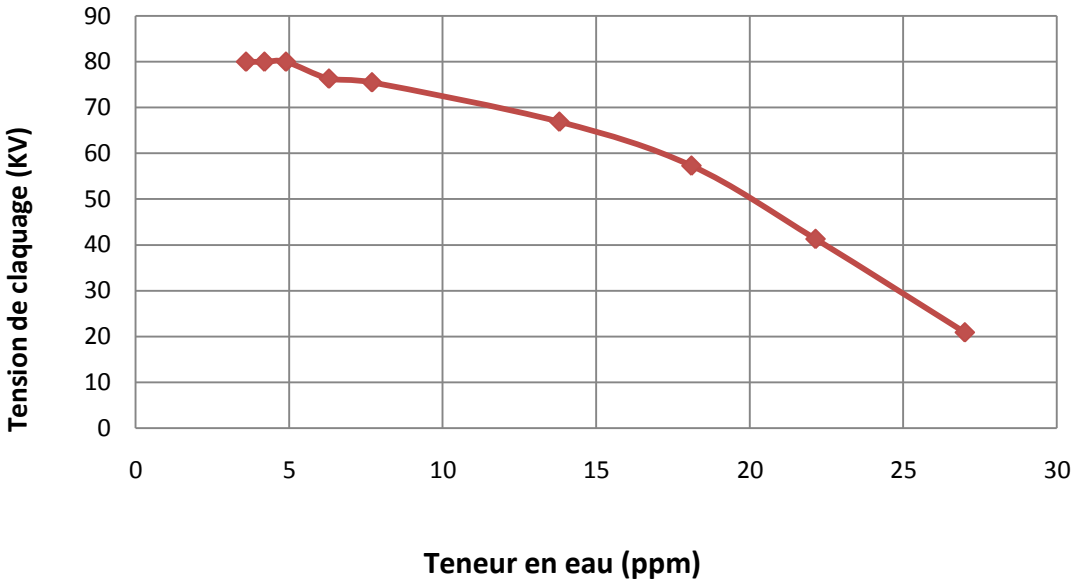
IV.2 Effet de la teneur en eau sur la tension de claquage et la résistivité et le facteur de perte diélectrique :

La teneur en eau est une mesure de l'humidité qui endommage les propriétés diélectriques de l'huile. La présence d'eau dans l'huile provoque la dégradation des caractéristiques électriques de l'huile pour les déférents échantillons.

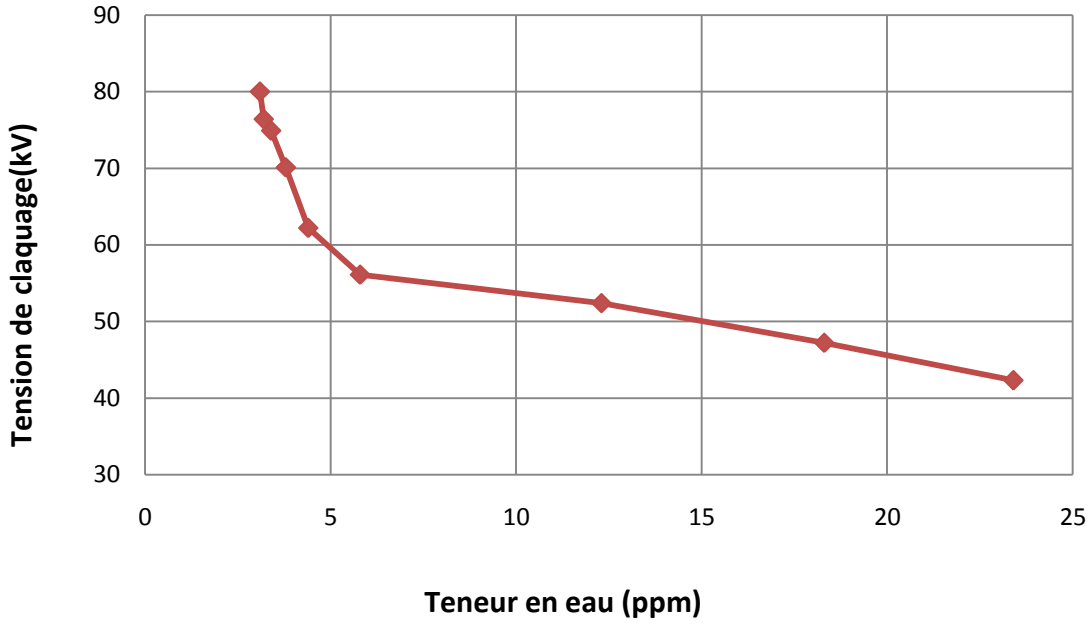
IV.2.1 Variation de la tension de claquage, la résistivité et le facteur de perte de l'huile neuve :

a. Variation de la tension de claquage

La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour deux échantillons d'huile neuve de deux productions déférents est présentée dans la figure IV-1.



a. Échantillon1



b. Échantillon 2

Figure IV.1 La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour huile neuve

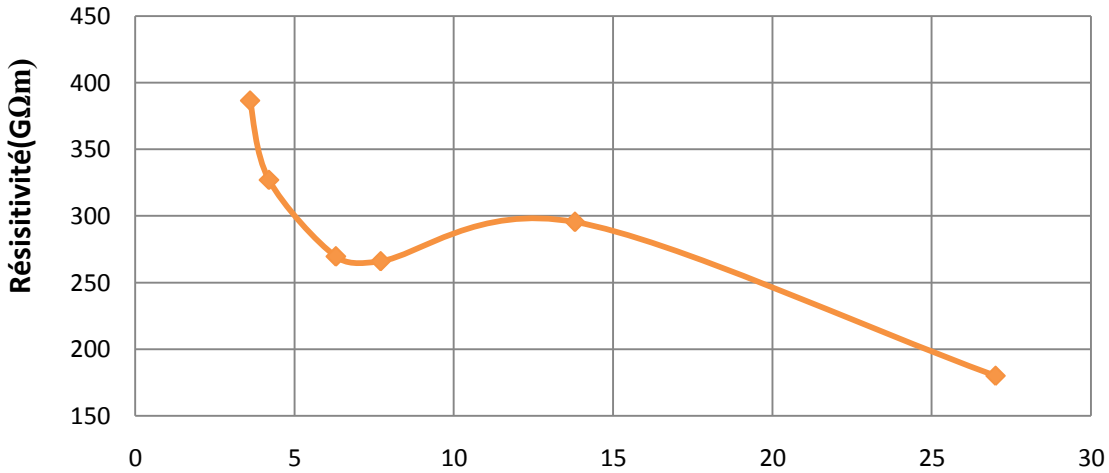
Après le traitement physique de l'huile neuve, la tension de claquage augmente avec la diminution de la teneur en eau pour les deux échantillons de l'huile.

D'après la figure IV-1.a on remarque la tension de claquage de l'échantillon 1 passe de 20kV à 78kV lorsque la teneur en eau diminue de 27 ppm à 5 ppm, la même évolution est remarquée pour l'échantillon 2 selon la figure IV.1.b, pour une diminution de la teneur en eau de 23 ppm à 6 ppm, la tension de claquage augmente de 42 kV à 80Kv.

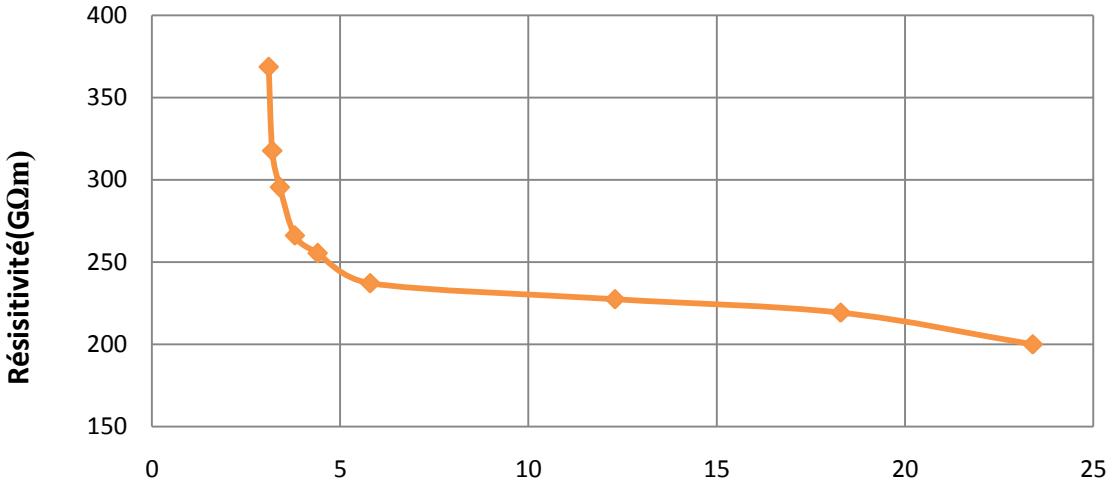
Comme le spintermétre de mesure se limite à la borne 80 kV, les valeurs de la tension de claquage restent fixes pour les teneurs en eau inferieur à 5 ppm.

b. Variation de la résistivité :

La figure IV-2 représente la variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau pour les deux échantillons de l'huile neuve.



a. Échantillon 1



b. Échantillon 2.

Figure IV.2. La variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau pour huile neuve.

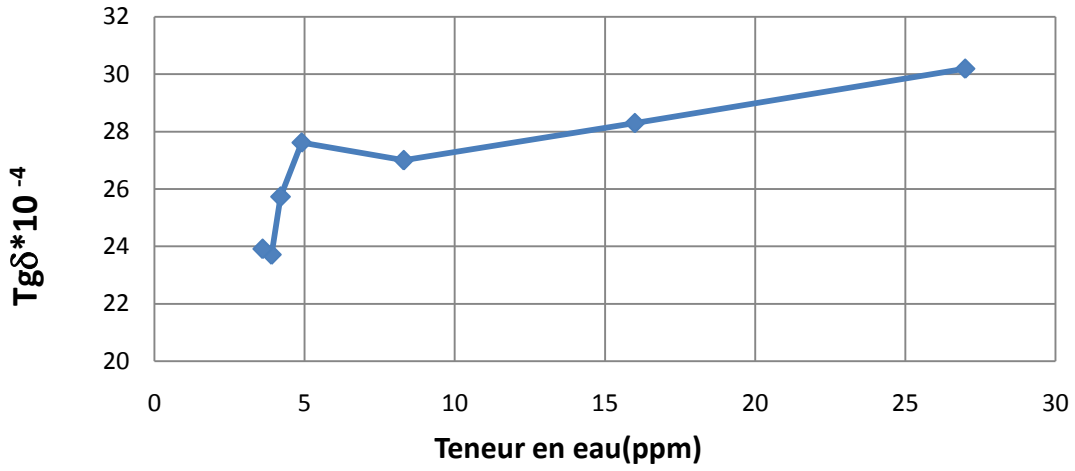
Comme pour la tension de claquage, la résistivité varie selon la quantité d'eau présente dans l'huile, plus la teneur en eau est élevée plus la résistivité décroit et inversement.

La résistivité passe de 170 GΩm à 400 GΩm pour l'échantillon 1 lorsque la teneur en eau passe de 27 ppm à 4 ppm, et 200 GΩm à 370 GΩm pour l'échantillon 2 lorsque la teneur en eau passe de 23 ppm à 3 ppm.

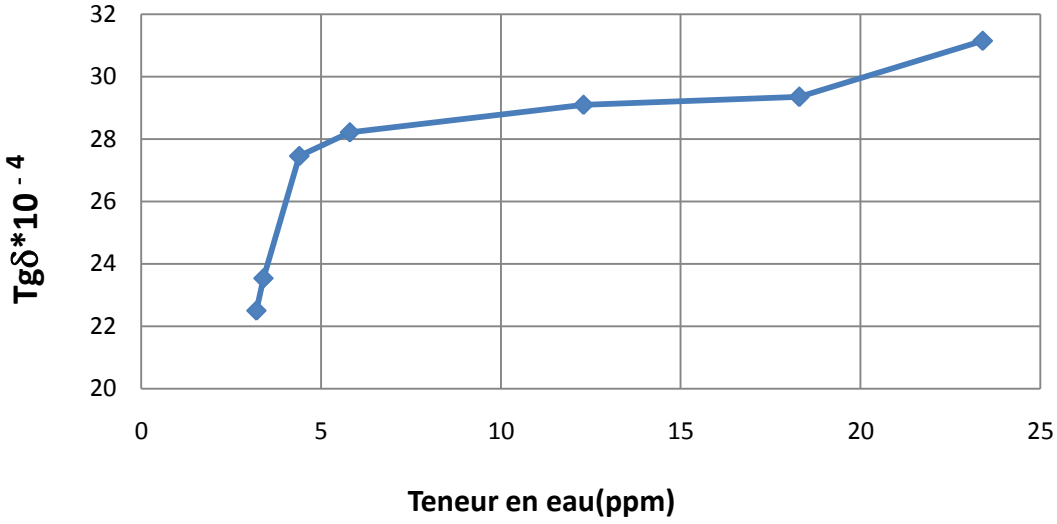
On remarque d'après les deux figures (IV.2.a) et (IV.2.b), que la réduction de la teneur en eau provoque l'augmentation de la résistivité.une huile sèche présenté une résistivité aussi élevée.

c. Variation du facteur de perte diélectrique :

La variation du facteur de perte diélectrique en fonction de la teneur en eau pour une huile neuve avec deux échantillons est présentée dans la figure IV-3.



a. Échantillon 1.



b. Échantillon 2.

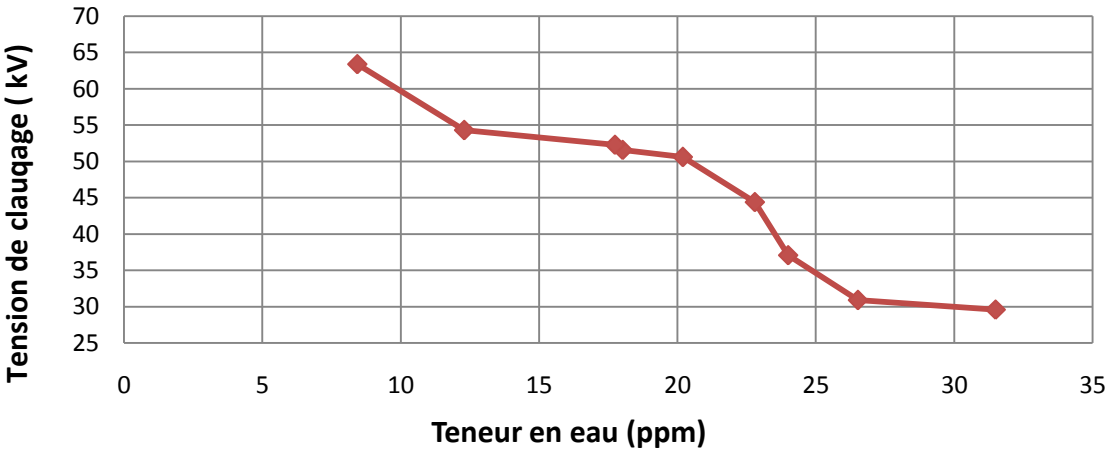
Figure IV.3 La variation du facteur de perte en fonction de la teneur en eau pour huile neuve.

D'après la figure IV-3 a et b, on remarque que du facteur de perte présente une croissance très sensible avec l'augmentation de la teneur en eau. Certes le facteur de perte croit avec l'augmentation de la teneur en eau, mais cette variation est très peut affectée et est améliorée par le traitement physique.

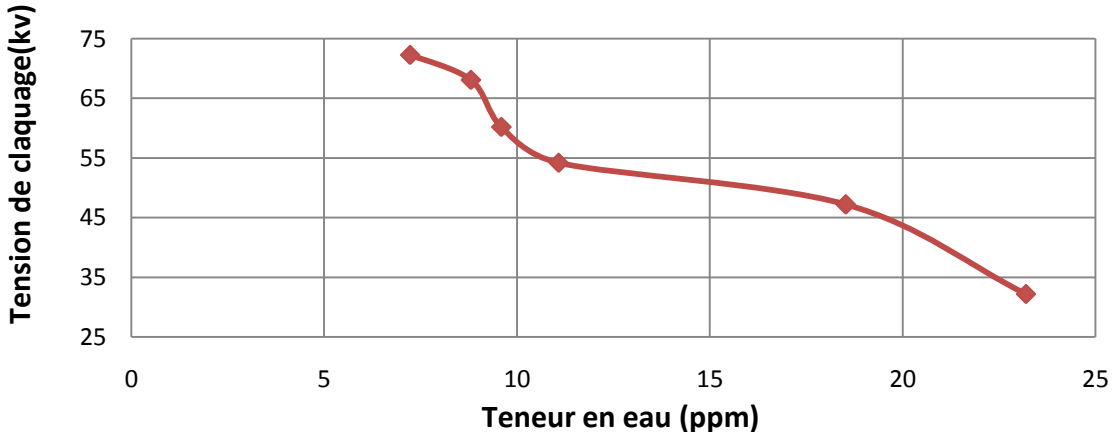
IV.2.2 Variation de la tension de claquage, la résistivité et le facteur de perte de l'huile régénérée :

a. Variation de la tension de claquage :

La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour une huile régénérée avec deux échantillons de deux productions déférentes est représente dans la figure IV.4



a. Échantillon 1



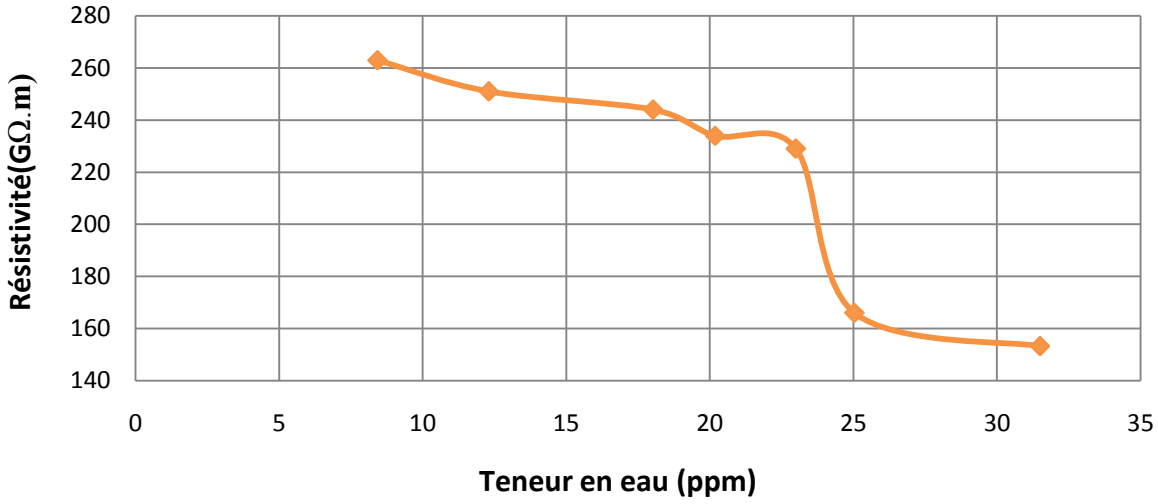
b. Échantillon 2.

Figure IV.4. La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour huile régénérée.

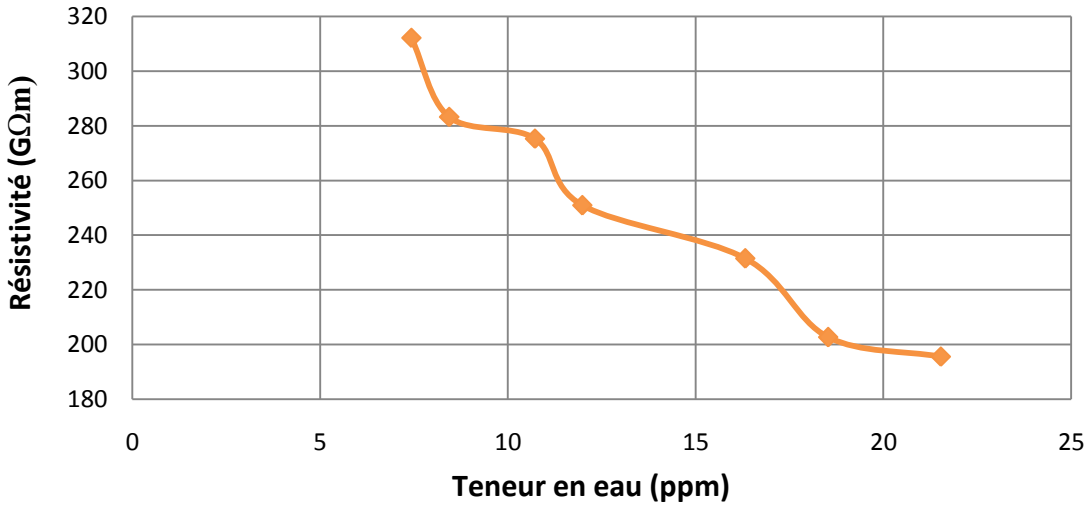
D'après la figure IV-4, on remarque que la tension de claquage d'une huile régénérée augmente lorsque la teneur en eau diminue. Elle augment de presque 2 fois lorsque la teneur en eau passe de 23 ppm à 10 ppm, elle passe de 32 KV à plus de 70 kV.

c. Variation de la résistivité :

La figure IV-5, montre la variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau pour deux échantillons de deux productions déférentes de l'huile régénérée.



a. Échantillon 1



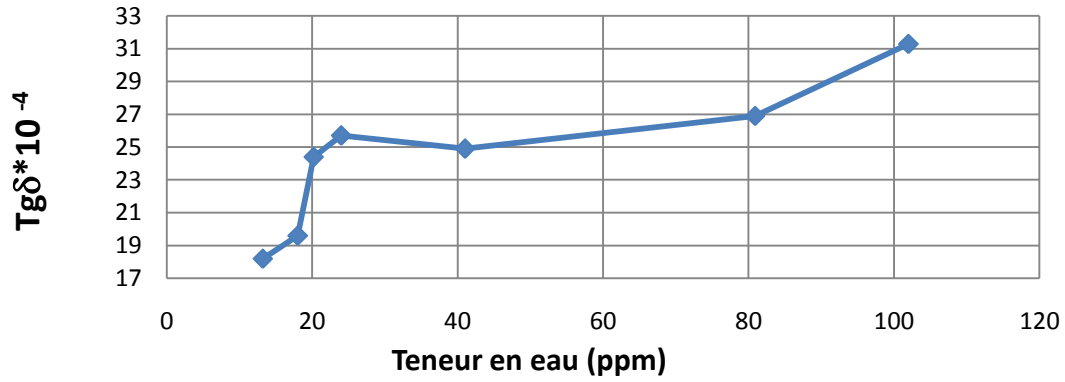
b. Échantillon 2

Figure IV.5. La variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau pour huile régénérée.

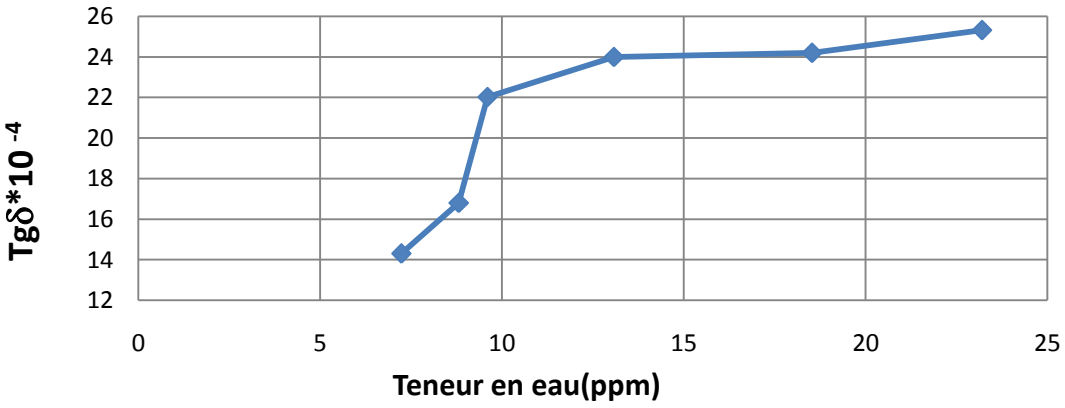
La variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau pour une huile régénérée est identique à celle de l'huile neuve, elle croit avec la diminution de la teneur en eau. Toutefois, l'augmentation pour l'huile régénérée est plus vite par rapport à l'huile neuve.

d. Variation du facteur de perte :

La figure IV.6 représente les variations du facteur de perte diélectrique en fonction de la teneur en eau pour une huile régénérée avec deux échantillons de deux productions déférentes.



a. Echantillon 1.



b. Échantillon 2.

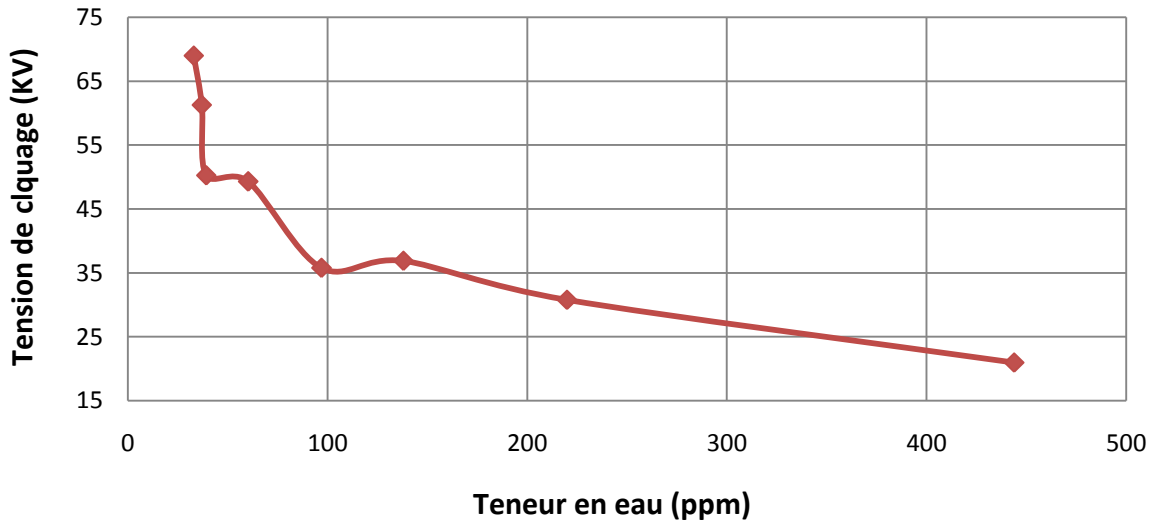
Figure IV.6 La variation du facteur de perte en fonction de la teneur en eau pour huile régénérée.

D'après IV-6, on remarque que la variation du facteur de perte présente une décroissance très sensible avec la diminution de la teneur en eau. Elle passe par exemple pour l'échantillon 2 de $25x10^{-4}$à $14x10^{-4}$lorsque la teneur en eau passe de 23 ppm à 7 ppm.

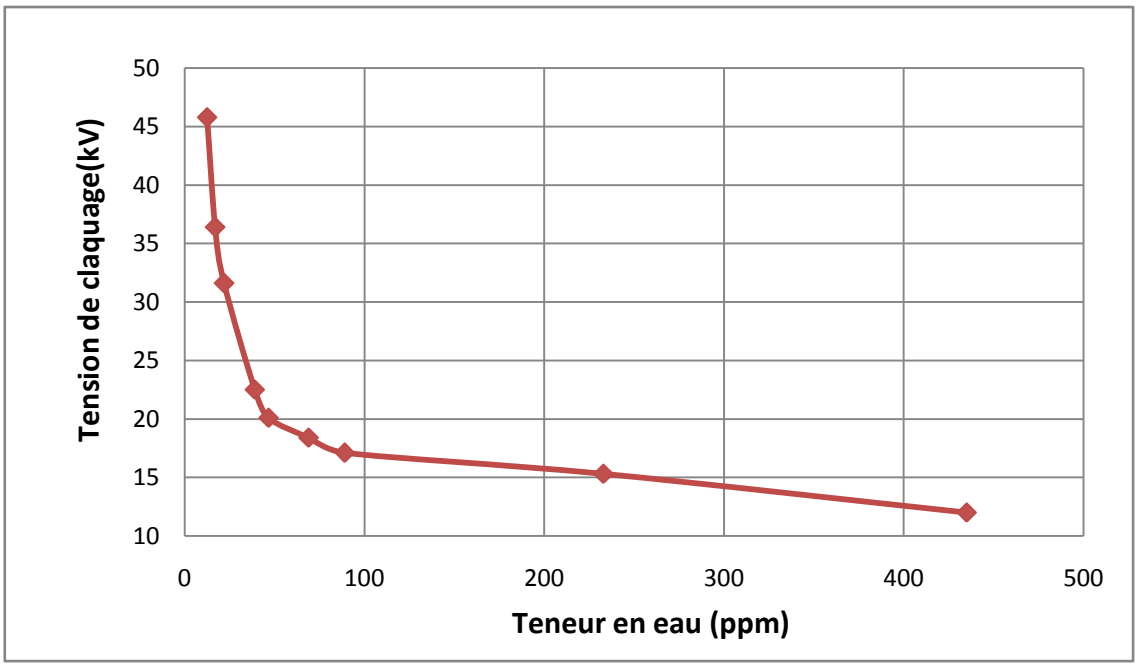
IV.2.3 Variation de la tension de claquage, la résistivité et le facteur de perte de l'huile usagée :

a. Variation de la tension de claquage :

La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour une huile usagée pour deux échantillons de deux productions déférentes est représentée à la figure IV-7



a. Échantillon 1



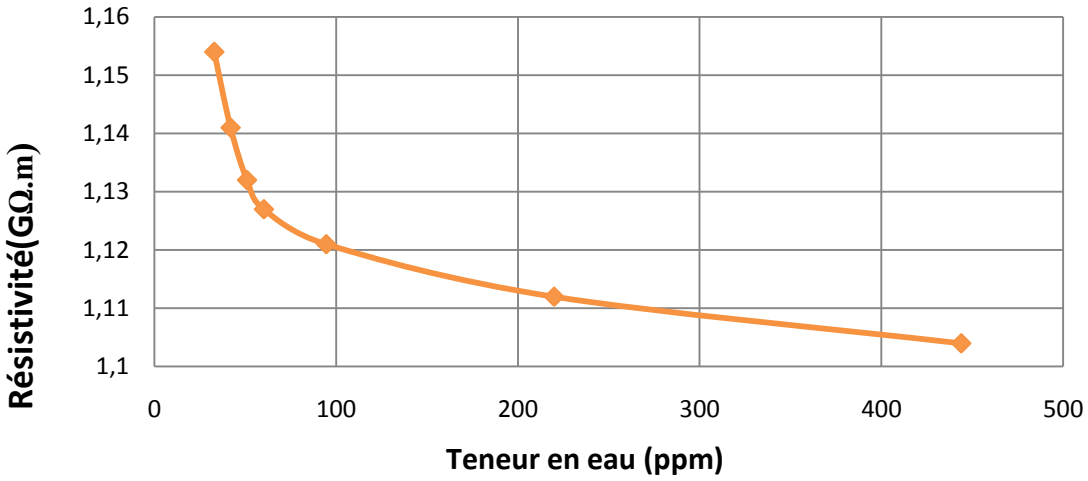
b. Échantillon 2.

Figure IV.7 La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour huile usagée.

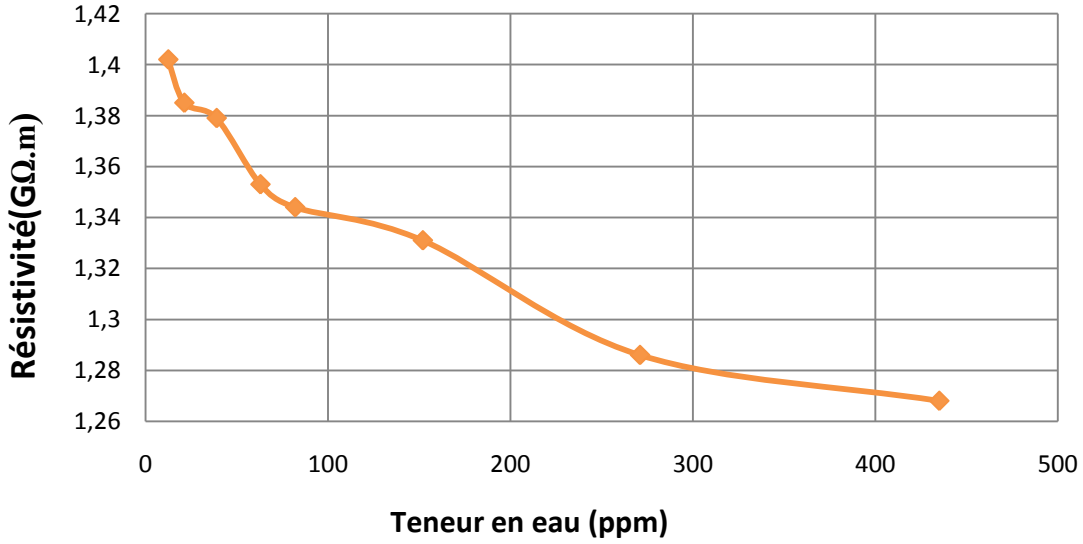
La tension de claquage de l'huile usagée augmente avec la diminution de la teneur en eau. Elle passe de 14 kV pour une teneur 435 ppm à une valeur de 46 kV lorsque la teneur en eau attend 13 ppm.

b. Variation de la résistivité :

La figure IV-8 représente la variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau pour deux échantillons de l'huile usagée de deux productions déférentes.



a.Échantillon 1



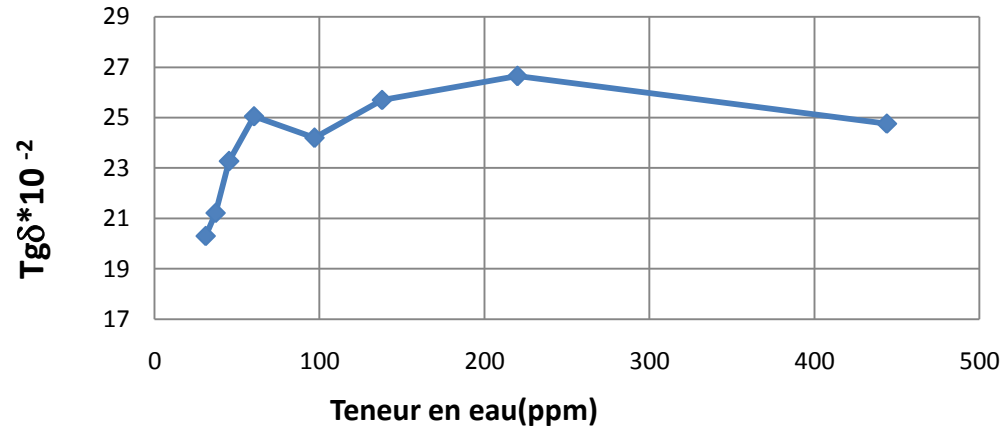
b. Échantillon 2.

Figure II.8. La variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau pour huile usagée.

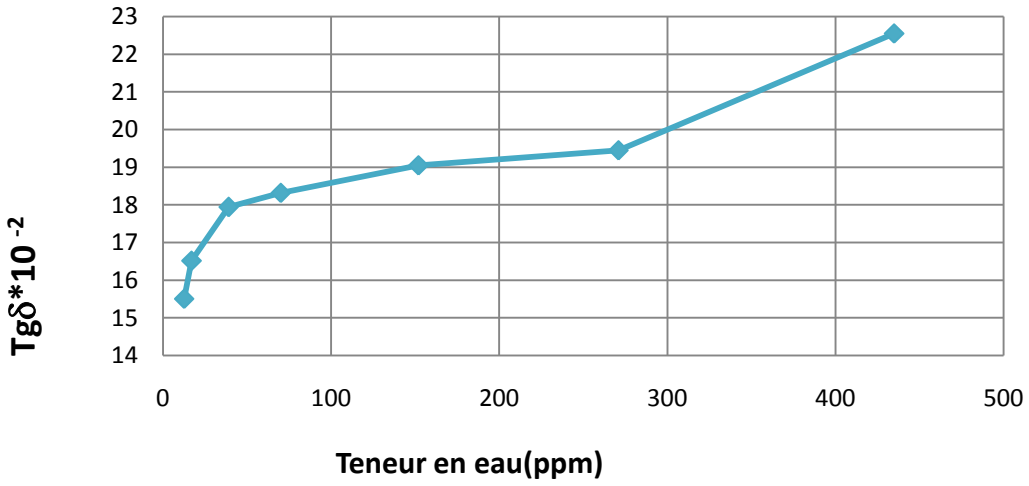
La variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau pour une huile régénérée est identique à celle de l'huile neuve, elle croit avec la diminution de la teneur en eau. Toutefois, l'augmentation de la résistivité pour l'huile usagée n'est pas significative par rapport à l'augmentation nette de la résistivité d'huile neuve et huile régénérée.

c.Variation du facteur de perte diélectrique:

La variation du facteur de perte diélectrique en fonction de la teneur en eau pour une huile usagée avec deux échantillons de deux productions déférente représente de la figure IV-9



a. Échantillon 1



c. Échantillon 2

Figure IV.9 La variation du facteur de perte en fonction de la teneur en eau pour du usagée.

Nous remarquons d'après la figure IV-9 que la variation de la facture de perte présente une de croissance sensible, avec la diminution de la teneur en eau.ces résultats sont similaires aux résultats de l'huile neuve et régénérée.

IV.3 Effet de la teneur en eau sur la conductivité, la permittivité, l'indice d'acidité et la viscosité :

Les variations des déférentes propriétés telles que la conductivité, la permittivité, l'indice d'acidité et la viscositépour les trois types de l'huile : neuve régénérée et usagée sont respectivement données par les tableaux IV.1 IV.2 et IV.3.

La prise de prélèvements des échantillons est effectuée à des intervalles de temps de 01 heure.

Tableau IV.1 Variation des autres paramètres pour l'huile neuve.

Prélèvement	1	2	3	4	5	6	7
Teneur en eau	23	21.14	18.57	18.1	13.8	9.8	5.8
Conductivité	1	1	1	1	1	1	1
Permittivité	2.11	2,11	2,10	2,11	2,11	2,11	2,11
L'indice d'acidité	0.012	0.013	0.014	0.013	0.012	0.012	0.013
Viscosité (40C°)	7.93	7.46	7.64	7.87	7.45	7.64	7.46

Tableau IV.2 Variation des autres paramètres pour l'huile régénérée.

prélèvement	1	2	3	4	5	6	7
Teneur en eau	31.59	26.52	24.02	22.08	21.8	20.19	17.74
Conductivité	1.05	1	1.05	1	1.03	1	1
Permittivité	2,11	2,11	2,12	2,11	2,12	2,11	2,11
L'indice d'acidité	0.03	0.04	0.04	0.03	0.04	0.03	0.04
Viscosité (40C°)	8.02	8.27	8.02	8.19	8.32	8.48	8.24

Tableau IV.3 : Variation des autres paramètres pour l'huile usagée.

prélèvement	1	2	3	4	5	6	7
Teneur en eau	138	112.3	97	60.3	39.2	37	33
conductivité	1	1	1	1	1	1	1
permittivité	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19	2,19
L'indice d'acidité	0.21	0.22	0.22	0.21	0.21	0.22	0.21
Viscosité (40C°)	8.27	8.39	8.33	8.44	8.52	8.27	8.32

On remarque d'après les trois tableaux IV.1, IV.2 et IV.3, que la conductivité, la permittivité, l'indice d'acidité et la viscosité restent constante avec la diminution de la teneur en eau, et cela pour les trois types de l'huile : neuve régénérée et usagée.

On voie que la permittivité pour l'huile usagée est grande par rapport à celles de l'huile neuve et régénérée. Ceci est due à l'état de dégradation de cette huile usagée qui modifie la structure chimique de l'huile.

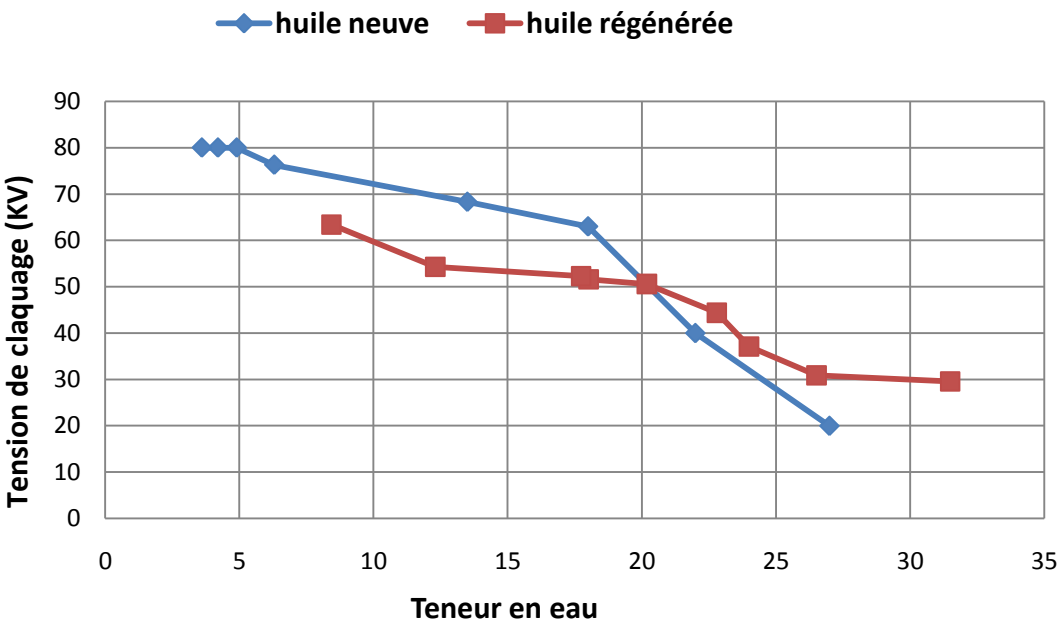
Concernant l'indice d'acidité, les valeurs de ce dernier pour l'huile usagée sont largement supérieures et dépassent les limites données par les normes, à celle de l'huile neuve et régénérée qui présente des valeurs acceptables. Toute fois, les valeurs de l'indice d'acidité de l'huile régénérée sont vraiment supérieures à celle de l'huile neuve.

Pour la viscosité, on voie clairement une légère augmentation de cette dernier pour l'huile régénérée et usagée par rapport à celle de l'huile neuve, on remarque aussi que la viscosité de l'huile usagée est supervisé à celle de l'huile régénérée.

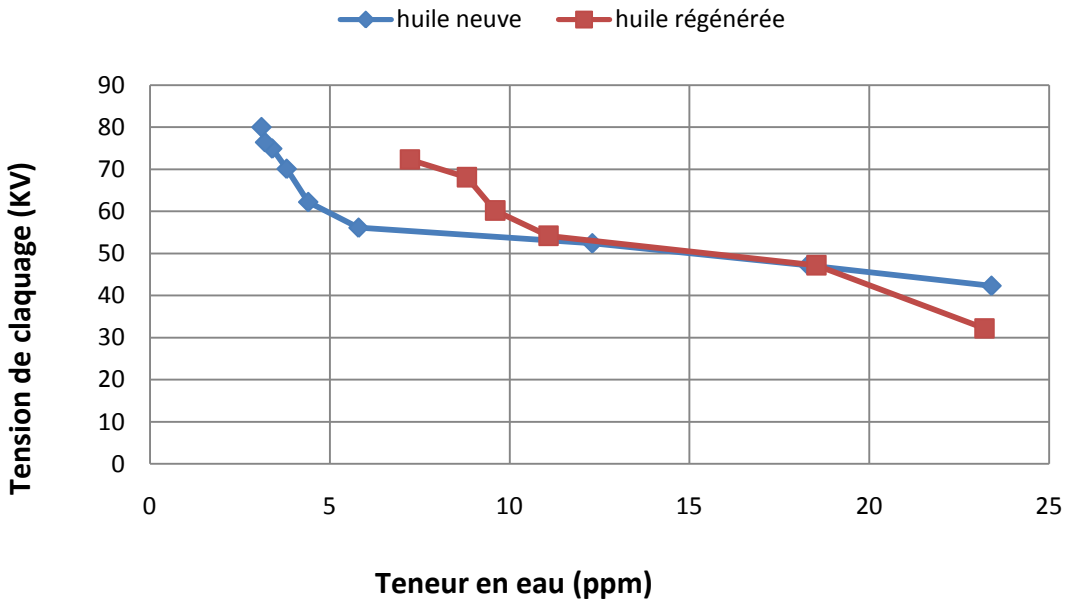
IV.4 Discussion et interprétation des résultats :

Compte tenue de l'état de dégradation de l'huile usagée, les discussions et les interprétations portent essentiellement sur l'huile neuve et régénérée.la corrélation solide entre la tension de claquage et la teneur en eau peut être interprité.la figure IV.10 rassemble les variations de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour deux échantillons des deux types l'huile neuve et régénérée chacune.

Pour bien discuté ces résultats et démontrer cette corrélation, nous présentent dans les figures IV.11 et IV.12 les variations de l'indice d'acidité avec la teneur en eau pour les deux types d'huile neuve et régénérée.



a.Échantillon 1



b. Échantillon 2

Figure IV.10 La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour les deux types d'huiles neuve et régénérée.

Les résultats présentes dans la figure (IV.10) pour les échantillons d'huile neuve et huile régénérée et la montèrent la diminution de la teneur en eau provoque l'augmentation de la tension de claquage, tout fois l'amélioration de la tension de claquage pour l'huile neuve est meilleure par rapporte à huile régénérée.

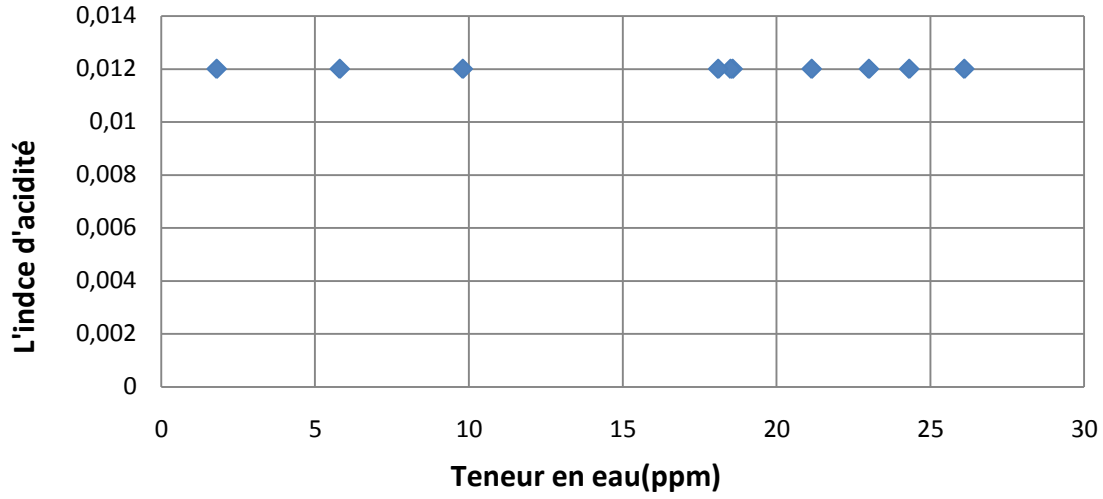


Figure IV.11 La variation de l'indice d'acidité en fonction de la teneur en eau pour une huile neuve.

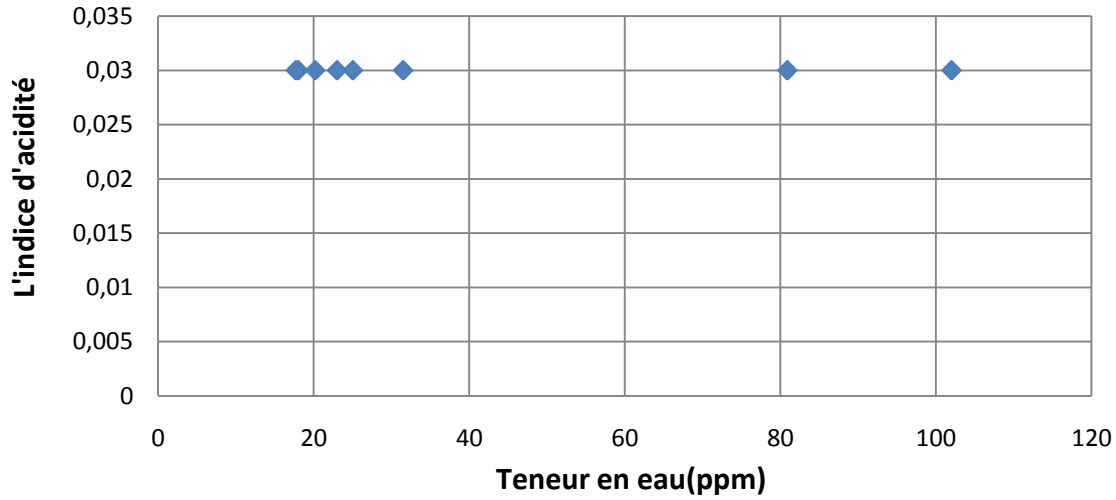


Figure IV.12 La variation de l'indice d'acidité en fonction de la teneur en eau pour une huile régénérée.

On remarque d'après les figures IV.11 et IV.12, que l'indice d'acidité ne varie pas avec la teneur en eau, et cella pour les deux types d'huile neuve et régénérée.

Du fait que les deux contraintes essentielles qui sont pour l'effet de dégradation de l'huile sont la teneur en eau et le vieillissement, qui est signe de changement de l'acidité. Et comme alors notre cas l'indice d'acidité ne varie pas, donc ces la teneur en eau qui le facteur déterminent dans la dégradation de l'huile.

Par cet effet, on remarque d'après la figure IV.10, que la diminution de la teneur en eau provoque l'augmentation de la tension de claquage pour les deux échantillons des deux types d'huile neuve et régénérée, avec une augmentation significative et plus rapide pour les échantillons de l'huile neuve par rapport à huile régénérée.

IV.5 Conclusion :

D'après cette étude, l'humidité influe considérablement sur les caractéristiques électriques de l'huile .En effet, sa présence affecte ses propriétés.

La tension de claquage augmente lorsque la teneur en eau diminue, ainsi que la résistivité. Le facteur de perte diélectrique diminue lorsque la teneur en eau augmente.

Nous avons vu dans ce chapitre que la présence de l'eau se traduit par une dégradation progressive des paramètres électriques qui déterminent l'état de la capacité d'isolation de l'huile isolante de transformateur de puissance. Il ya corrélation très solide entre la teneur en eau et la tension de claquage de l'huile de transformateur.

Conclusion Générale :

Lors les travaux effectués au cours de cette thèse mis le point sur l'effet de la présence d'eau sur les caractéristique de déférents types d'huile neuve, régénérée et usagée.

Nous avant conclu que la diminution de la teneur en eau à travers les déférents traitements physique et chimique effectue sur l'huile provoque l'amélioration des caractéristique de l'huile.

La tension de claquage et la résistivité augmentent, le facteur de perte diélectrique diminue lorsque la teneur en eau diminue.

Les autres caractéristiques telles que la conductivité, la permittivité, l'indice d'acidité et la viscosité restent presque constantes.

Les résultats obtenues sont démontrés une forte liaison entre la tension de claquage et la teneur en eau tout en gardant l'acidité à des valeurs admissibles constante. Ce qui conforme le fait que la tension de claquage ne dépend que de la teneur en eau

Bibliographie

[1] C. PERRIER « Etude des huiles et des mélanges à base d'huiles minérale pur transformateurs despuissance–recherched'unmélangeoptimal »,ThèsedeDoctorat,EcoleCentraledeLyon,2005.

[2] N. BERGER, « Liquides isolants en électrotechnique – Présentation générale », Techniques de l'ingénieur, Traité D 2470, Mai 2002, 20p.

[3] N. BERGER, M. RANDOUX, G. OTTMANN et P. VUARCHEX, «Revue des isolants liquides », Electra (F), n° 171, Avril 1997, pp. 32-57.

[4] S.ABDI«Influenceduvieillissementthermiquesurlespropriétésdel'huiledetransformateur ».Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Polytechniques, Alger2012.

[5] R.TOBAZEON,«Conductionélectriquedanslesliquides»,Techniquesdel'ingénieur,Traité D 2430, Novembre 1996, p.4.

[6] B. P. KANG, « Thermal dependency of viscosity, power factor and ion content of electrical insulating oil », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, (USA) 9, September 1965.

[7] P. J. VUARCHEX, « huiles et liquides isolants », Techniques de l'ingénieur, Volume DAB, Traité D230, Juin1995.

[8] I.FOFANA and J.SABAU« Application of Petroleum-based oil in Power Transformer », 23 pages, In Natural Gas Research Progress, Editors : Nathan David and Theo Michel, © 2008 Nova Science Publishers, Inc, ISBN :978-1-60456-700-7.

[9] N. BERGER, « Liquides isolants en électrotechnique – Caractéristiques des produits », Techniques de l'ingénieur, Traité D2471, Novembre 2002,24p.

[10] R. TOBAZEON, « Préclaquage et claquage des liquides diélectriques », Techniques de l'ingénieur, Traité D2450, Novembre 1997, 28p.(p.6).

[11] BEROUAL, R. TOBAZEON, « Prebreakdown phenomena in liquid dielectrics », IEEE Trans. on Electr. Insul., Vol. 21, 1986, pp.613-627.

[12] A.BEROUAL,«Electronicandgaseousprocessesinprebreakdownphenomenaofdielectric liquids », J. Appl. Phys. 73 (9), 1993, pp.4528-4533.

[13] EvaluationandQualificationofElectricalInsulationSystems,IESCommittee,Tech.Rep.98/60 505/ed.2, 1998.

[14] M.EKLIND«Mineralinsulatingoils:Functionalrequirements,specisicationsandproductions » Conference Record of the 2006 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Toronto, Canada, pp. 68-72, 2006.

[15] A. BONDEAU, « Contribution à l'étude de la viscosité des milieux denses désordonnés dans la zone de transition vitreuse. Critique de la relation de Vogel-Fulcher » Thèse dedoctorat,

Université des Sciences de Lyon I, 1985.

[16] P. J. VUARCHEX, « huiles et liquides isolants », Techniques de l'ingénieur, Volume DAB, Traité D230, Juin1995.

[17] Norme ISO 3104, « Produits pétroliers - Liquides opaques et transparents - Détermination de la viscosité cinématique et calcul de la viscosité dynamique », Octobre1994.

[18]G. DALLEMAGNE, « Fluides hydrauliques – Facteurs d'influence »,Techniques de l'ingénieur, Traité BM 6012, 1999.

[19] Norme ISO 2592, « Détermination des points d'éclair et de feu - Méthode Cleveland en vase ouvert », Septembre2000.

[20] Norme ISO 2719, « Détermination du point d'éclair - Méthode pensky-Martens en vase clos », Novembre2002.

[21] Norme CEI 60079-4 (Ed. 2), « Matériel électrique pour atmosphère explosives – Partie 4: Méthode d'essai pour la détermination de la température d'inflammation », Janvier1975.

[22] H.BORSI, E. GOCKENBACH, B. DOLATA«Ester Fluids as Alternative for Mineral Based transformer oil », 16th International Conference on Dielectric Liquids ICDL, Poitiers, France,2008, p.429-43.

[23] NormeISO6618«Produitspétroliersetlubrifiants–Déterminationdel'indiced'acide oudel'indicedebase–Méthodepartitrageenprésenced'unindicateurcoloré »,Février1997

.[24]T.O.ROUSE«MineralInsulatingOilinTransformers»,IEEEElectricalInsulationMagazine, Volume 14, N°3, pp 6-16, 1998.

[25] T. O. OOMMEN, E. M. PETRIE, « Particle size levels in oil », IEEE PES Summer Meeting, New York,1982.

[26] N. BERGER, « Liquides isolants en électrotechnique – Caractéristiques des produits », Techniques de l'ingénieur, Traité D2471, Novembre 2002,24p.

[27] NORME CEI 60422« Huile minérale isolantes dans les matériels électriques lignes directrices pour la maintenance et la surveillance » 3 ème édition,2005

[28] S.Alain,"Surveillancecontinuedestransformateursdepuissanceparréseauxdeneuronesauto-organisés,"Thèsededoctorat,Facultédessciencesettechniquesdel'ingénieur,Écolepolytechnique fédérale de Lausanne Lausanne, Suisse,2001.

[29] D. Dhiba, Etude du vieillissement de l'isolationpapier-huile dans les transformateurs de puissance. Influence des inhibiteurs d'oxydation,1995.

[30] C. Lamarre, J. P. Crine, and M. Duval, "Influence of Oxidation on the Electrical Properties of Inhibited Naphthenic and Paraffinic Transformer Oils," *Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. EI-22, no. *1*, pp. 57-62,1987.

[31] « Transformer oil handbook », Copyright NynasNaphtenics AB, Sweden,2004.

[32] MOULA Belkacem « Comportement de l'huile de transformateur « borak 22 » sous tension alternative 50 hz», Thèse de Magister, Ecole National Polytechnique Alger,2007

[33] FAROUDJAMOHELLEBI;«Analyseetrégénérationdeshuilesusagées»;Thèsededoctorat, École Nationale Polytechnique d'Alger ENP,2001.

[34] NormeCEI60156«Liquidesisolants–Déterminationdelatensiondeclaquagehautefréquence » 1995.

[35] Norme ISO 12185 densité : ;«Liquides isolants Mesure de la densité »2004.

[36]NormeCEI60247 ;«Liquides isolants Mesure de la permittivité relative, du facteur de dissipation diélectrique (tan δ) et de la résistivité en courant continu», Avril2004.