الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DR. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DE LA TECHNOLOGIE

Département du Génie Électrique

Projet de Fin d'étude

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

Spécialité : Réseaux électriques

THEME

Effet de la teneur en eau et de l'indice d'acidité sur les caractéristiques de l'huile de transformateur

Proposé et dirigé par :

Dr. Abdi Sif-eddine

Mm. Oumert Leila

Préparé et présenté par :

Mr. Kebladj Walid.

Mr. Bouchher Adel.

Année Universitaire 2016/2017



Remerciement

Nous tenons à remercie

On premier lieu dieu qui nous avon permis

d'achever notre travail.

Nous remerciemons aussi vivement Mr. Abdi S

Mr Houassine H et Mme Oumert Leila

Et Mm Rahal Dalal qui nous

a guider encourager et aider durant Toutela durée de

notre travail.

Nous remerciements vont aussi aux membres de jury

qui vont évaluer notre travail.

Et un grand merci à tous ceux

qui nous ont aidés de prés ou

de loin.

Sommaire :

Remerciement

Résumé

Liste des figures…….....vi

Liste des tableaux……ix

Liste des acronymes …….x

Introduction générale…….……1

Chapitre I : les huiles isolantes pour transformateur

Introduction……..2

I.1 Définition …….……2

I.2 Problématique des huiles isolantes ……..…. 2

I.3 Rôle de l'huile isolante…….3

I.4 Caractéristiques de l'huile isolante……..…….3

I.4.1 Caractéristiques électriques ……..……..……..…….. 3

I.4.1.1 Permittivité relative……..…….3

I.4.1.2 Facteur de perte diélectrique ……..…….4

I.4.1.3 Conductivité et la résistivité…….……5

I.4.1.4 Rigidité diélectrique …… ……..6

I.4.2 Caractéristiques physique ……6

I.4.2.1 Densité ……...…6

I.4.2.2 L'aspect ……..7

I.4.2.3 Viscosité ……...….7

I.4.2.4 Point d'éclair…….8

I.4.3 Caractéristiques chimique ……..8

I.4.3.1 L'indice de couleurs ……..8

I.4.3.2 L'indice d'acidité ……..…….8

I.4.3.3 La teneur en eau …….9

I.4.3.4 Indice de réfraction……9

I.4.4 Caractéristiques d'étude……10

I.4.4.1 Masse volumique et coefficient e dilatation volumique……..10

I.4.4.2 Capacité thermique massique à pression constante……10

I.4.4.3 Conductivité thermique ……..11

I.4.4.4 Point d'écoulement……..11

I.5 Traitement des huiles minérales……..12

Conclusion ……..13

Chapitre II : Effet de la teneur en eau sur les caractéristiques électriques

Introduction…….14

II.1 Origine des gouttes d'eau dans l'huile ……..14

II.2 Echantillons de l'étude……14

II.2.1 : Huile neuve ……15

II.2.2 Huile usagée……..15

II.2.3 Huile régénérée……..16

II.3 La régénération ……16

II.3.1.Définition ……..16

II.3.2 Procédés de régénération d'huile isolante ……16

II.3.3 Station de centrifugation (Traitement physique) ……..18

II.4 Mode opératoire ……..20

II.4.1 Traitement physique des huiles isolantes……...20

II.5 Dispositifs de mesure……21

II.5.1 Teneur en eau…….21

II.5.2 Tension de claquage……...22

II.5.3 La densité……...23

II.5.4 Facteur de pertes……24

II.5.5 Conductivité ……..25

II.6 Effet de la teneur en eau sur la tension de claquage et la résistivité……26

II.6.1 Huile neuve ……..26

II.6.1.1 Variation de la tension de claquage …….26

II.6.1.2 Variation de la résistivité……27

II.6.2 Huile régénérée……..28

II.6.2.1 Variation de la tension de claquage ……..28

II.6.2.2 Variation de la résistivité……...29

II.6.3 Huile usagée……..30

II.6.3.1 Variation de la tension de claquage……..30

II.7 les autres paramètres……..31

Conclusion …….32

Chapitre III Effet de l'indice d'acidité sur les caractéristiques de l'huile

Introduction ……33

III.1 Définition de vieillissement ……..33

III.2 Les cause de vieillissement……33

III.2.1 Oxydation de l'huile minérale…….35

III.2.2 Humidité……..35

III.2.3 Décharges partielle……..35

III.2.4 Température…….35

III.3 Effet de l'indice d'acidité sur les caractéristiques d'huiles ……..36

III.3.1 Mode opératoire……...36

III.3.2 Effet de vieillissement thermique sur l'indice d'acidité……..38

III.3.2.1 Mesure de l'indice d'acidité……38

III.3.2.2 Evolution de l'indice d'acidité au cours du vieillissement thermique……39

III.3.3 Effet de vieillissement sur le facteur de pertes diélectriques et la résistivité……...43

III.3.3.1 Mesure de facteur de pertes……...…….43

III.3.3.2 Evolution de facteur de perte au cours du vieillissement thermique……..43

III.3.3.3 Evolution de la résistivité au cours du vieillissement thermique……45

III.3.4 L'indice de couleur …….47

III.3.4.1 Mesure de l'indice de couleur…….47

III.3.4.2 Evolution de l'indice de couleur au cours du vieillissement thermique…47

III.3.5 Permittivité relative …….49

Conclusion …….49

Chapitre IV Corrélation et comparaison des résultats

Introduction……50

IV.1 La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau……50

IV.2 Comparaison du comportement de l'huile neuve et régénérée en fonction du temps……53

IV.2.1 L'indice d'acidité……53

IV.2.2 Facteur de perte ……..54

IV.2.3 La résistivité ……55

IV.3 Le facteur de perte en fonction de l'indice d'acidité……...56

Conclusion……57

Conclusion générale……58

Bibliographie……...59

Listes des figures :

Figure I.1 : Représentation schématique de l'angle de pertes…….5

Figure II.1 : Station de traitement physique (α Laval)…….18

Figure II.2 : Schéma de la station α Laval……..19

Figure II.3 : Station de traitement chimique……20

Figure II.4 : Appareil de mesure de la teneur en eau……..21

Figure II.5 : Appareil de mesure de la tension de claquage (SPINTERMÈTRE)……22

Figure II.6 : Appareillage de mesure de la densité……..23

Figure II.7 : Appareil de mesure le facteur de dissipation (Tan δ)……..24

Figure II.8 : Le conductimètre CEI 61620……..25

Figure II.9 : La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour une huile neuve……26

Figure II.10 : La variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau……27

Figure II.11 : La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau Pour une huile régénérée……28

Figure II.12 : La variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau……..29

Figure II.13 : La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour une huile usagée……30

Figure III.1 : Synthèse du mécanisme principale de dégradation des isolants électriques, dans un transformateur de puissance…….34

Figure III.2 : Etuve contenant les échantillons d'huile ……..36

Figure III.3 : Huile neuve avec et sans catalyseur……..37

Figure III.4 : Huile régénérer avec et sans catalyseur……37

Figure III.5 : Catalyseur utilisé……..……37

Figure III.6 : Appareillage de mesure de l'indice d'acidité…….39

Figure III.7 : Variation du l'indice d'acidité en fonction du temps pour une huile neuve avec catalyseur……...……40

Figure III.8 : Variation du l'indice d'acidité en fonction du temps pour une huile neuve sans catalyseur……40

Figure III.9 : Variation de l'indice d'acidité en fonction du temps pour une huile neuve avec et sans catalyseur……41

Figure III.10 : Variation du l'indice d'acidité en fonction du temps pour une huile régénérer avec catalyseur……..42

Figure III.11 : Variation du l'indice d'acidité en fonction du temps pour une huile régénérer sans catalyseur……42

Figure III.12 : Variation du facteur de perte diélectrique en fonction du temps pour une huile neuve avec catalyseur……44

Figure III.13 : Variation du facteur de perte diélectrique en fonction du temps pour une huile régénérer avec catalyseur…….……44

Figure III.14 : Variation de la résistivité en fonction du temps pour une huile neuve avec catalyseur……..45

Figure III.15 : Variation de la résistivité en fonction du temps pour une huile régénérer avec catalyseur…….46

Figure III.16 : Appareil de mesure de la couleur……..47

Figure III.17 : Variation de l'indice couleur en fonction du temps pour une huile neuve……48

Figure III.18 : Variation de l'indice couleur en fonction du temps pour une huile régénéré...48

Figure IV.1 : La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau des huiles neuve, régénérée et usagée……50

Figure IV.2 : Variation de la teneur en eau de vieillissement pour une huile neuve……..51

Figure IV.3 : Variation de la tension de claquage de vieillissement pour une huile neuve..…52

Figure IV.4 : Evolution de l'indice d'acidité en fonction du temps pour l'huile neuve et régénérée……53

Figure IV.5 : Evolution de facteur de perte en fonction du temps pour l'huile neuve et régénérée……54

Figure IV.6 : Evolution de la résistivité en fonction du temps pour l'huile neuve et régénérée…….55

Figure IV.7 : Variation de facteur de perte en fonction de l'indice d'acidité……..56

Liste des tableaux :

Tableau I.1 **:** Distribution en taille et en nombre des particules dans une huile minérale….12

Tableau I.2 : Les valeurs admissibles des paramètres d'huile en service selon la norme CEI 422…….13

Tableau.II.1 : Caractéristiques de l'huile Neuve……..15

Tableau.II.2 : Caractéristiques de l'huile usagée……15

Tableau.II.3 **:** Caractéristiques de l'huile Régénéré……16

Tableau II.4 : Variation des autres paramètres pour l'huile neuve ……31

Tableau II.5 : Variation des autres paramètres pour l'huile régénérée……31

Tableau II.6 : Variation des autres paramètres pour l'huile usagée……32

Liste des acronymes :

UTH : unité traitement es huiles

SKMK : SHARIKAT KHADAMET MOHAOUILAT KAHRABAIA

Cp : carbone paraffinée

Cn : carbone naphténique

Ca : carbone aromatique

ε : la permittivité absolue de l'huile

ε_0 : La permittivité du vide

ε_r : La permittivité relative de l'huile

C_p : Capacité d'un condensateur remplis d'huile

C_0 : La capacité de même condensateur sous vide

δ : L'angle de perte,

φ : La phase entre la tension appliquée et le courant que en résulte

Tan δ : Facteur de pertes diélectriques

R : Résistance

C : Capacité

E_c : La rigidité diélectrique

U_c : La tension de claquage enKV

e : La distance entre les deux électrodes en mm

V : et la viscosité cinématique

K : le coefficient du tube capillaire

t : le temps de l'écoulement

$\boldsymbol{\rho_\theta}$: La masse volumique de l'huile à la température θ

$\boldsymbol{\rho_{20}}$: La masse volumique de l'huile à 20°C

θ : La température de l'huile

$\boldsymbol{\alpha_v}$: Le coefficient de dilatation volumique.

Cp : La chaleur spécifique

θ : La température

$\boldsymbol{mv_{15}}$ **:** La masse volumique à 15°C

λ : La conductivité thermique

θ : La température

$\boldsymbol{d_{15}}$ **:** La densité à 15°C

KOH : Solution de potasse alcoolique

TE : Teneur en eau

IA : Indice d'acidité

IC : Indice de couleur

M : Masse moléculaire de la solution KOH

m : Masse de l'huile en (g)

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

ملخص

الهدف من هدا العمل أساسا هو دراسة تأثير محتوى الماء ومؤشر الحموضة على الخصائص الكيميائية والكهربائية للزيوت العازلة في محولات الاستطاعة، في مخبر تحليل ومعالجة الزيوت في شركة خدمات المحولات الكهربائية البليدة.

واعتمدنا في هذه الدراسة على مراقبة الخصائص الكيميائية والكهربائية المحددة لقدرة العزل، وذلك بعد تعريض الزيوت للإجهاد الحراري وزيادة محتواها من الماء. حيث أظهرت النتائج المتحصل عليها أن توتر الانهيار مرتبط أساسا بمحتوى الماء في الزيت، وآن معامل الضياعات مرتبط بمؤشر الحموضة.

RESUME

L'objectif de ce travail est d'étudier l'effet de l'indice d'acidité et de la teneur en eau sur les propriétés électriques et chimique des huiles isolantes pour les transformateurs de puissances, et cela dans le laboratoire de l'Unité Traitement des Huiles (UTH) dans **S**hrikat **K**hadamet **M**ohaouilat **K**ahrabaaia (SKMK) Blida.

Pour cela deux processus ont été effectués : le premier est de varier la teneur en eau, et le deuxième est de varier l'indice d'acidité en appliquent le vieillissement thermique de 528 heures à une température de 120°

L'étude a montré la forte liaison entre la tension de claquage et la teneur en eau d'un côté, et entre le facteur de perte et l'indice d'acidité d'autre côté.

ABSTRACT

The aim of this work is essentially the study of moisture and acid indicator effect on chimical and electrical proprities for insulation oils for power transformers. In the laboratory of the oil processing unit (UTH) in **S**hrikat **K**hadamet **M**ohaouilat **K**ahrabaaia (SKMK) Blida.

We adopted in this study to control the chimical and electrical proprities which spicify the insulation capacité, that after expose oils to thermel aging and increase ther water content. Wher the study showed : the tension of electric breakdown is linked directly to water content , and the dielectric lost factor linked directly to the acidity index.

Introduction générale :

Les transformateurs de puissance s'ont 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 à 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** [1].

Du fait que le transformateur de puissance est très couteux, l'isolation doit-supporter sans défaillance plusieurs contrainte : électrique, thermique et chimique, et cela pendant une durée de vie pouvant aller jusqu'à 40ans [1].

Le travail que nous avons effectué s'inscrit dans l'objectif d'étudier l'influence de la présence de l'eau et de l'acidité sur les caractéristiques électriques de l'huile isolantes (neuve, régénérée et usagée) dans le laboratoire de UTH (unité traitement des huiles) de SKMK (SHARIKAT KHADAMET MOHAOUILAT KAHRABAIA) 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, généralités et définition de l'huile isolante, et leurs caractéristiques. Dans **le second**, on a abordé l'effet de la teneur en eau sur les caractéristiques électriques de l'huile par un traitement physique (dégazage). Dans **le troisième** chapitre, nous allons aborder l'effet de l'indice d'acidité sur la capacité d'isolation d'huile, aussi que le mode opératoire et quelques techniques expérimentales, Dans **le dernier** chapitre nous allons montrer les résultats obtenus avec une comparaison entre les différent types d'huiles (neuve et régénérée), 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.

Introduction

Les huiles isolantes sont des huiles ayant des caractéristiques électriques, physiques et chimiques spéciales, dans le but d'assurer l'isolation électrique, et le transfert de chaleur. Elles sont classées selon leur origine en : huiles végétales, huiles de synthèses et huile minérale, et cette dernière est plus répondue en industrie d'isolation électrique [1], en raison de leur propriétés diélectriques très proches de celles des matériaux solides.

Nous allons expliquer dans ce chapitre, après avoir brièvement défini l'huile isolante minérale, leurs caractéristiques, leur rôle dans l'appareillage électriques et certains procédés de régénération et de traitement.

I.1 Définition :

Les huiles minérales sont des produits naturels obtenus directement par raffinage de bruts pétrolier. Leur composition chimique est extrêmement compliquée (plusieurs milliers de molécules différentes) et généralement défini par la teneur en carbone paraffinée (Cp), en carbone naphténique (Cn) et en carbone aromatique (Ca). Cp et Cn ont une influence prépondérante sur la densité, la viscosité et le comportement à basse température (point d'écoulement, point de trouble). La présence d'aromatique améliore la résistance à l'oxydation (faible formation de boues), les propriétés de « gassing » et la rigidité en impulsions.

Des normes internationales régissent l'utilisation des huiles minérale suivant le type de dispositif utilisé: transformateur, câble de transport d'énergie …etc.

Les huiles minérales sont généralement des mélanges complexes d'hydrocarbures [2], possédants plus de 15 atomes de carbone par molécule, résultantes de la distillation sous vide du pétrole. Selon la nature du pétrole et en fonction des opérations de raffinage, ces bases peuvent êtres paraffinées, isoparaffiniques, naphténiques ou aromatiques.

I.2 Problématique des huiles isolantes :

Le problème d'oxydation, la présence de l'eau, l'augmentation de la température, les bulles de gaz et les impuretés solide des mâtereaux 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[3].

I.3 Rôle de l'huile isolante :

L'huile isolante de transformateur joue un rôle double, **le premier** est d'assurer l'isolation électrique entre les parties actives de transformateur (les spires, les couches ou les bobine, et entre les enroulements basse tension et la masse), en plus l'accroissement de la rigidité diélectrique, et le diminution de pertes , **le deuxième** rôle est le refroidissements du transformateur par circulation naturelle ou forcée (avec des ventilateurs) de l'huile vers les radiateurs extérieures, l'huile peut également être utilisé comme un élément résistant à l'incendie, c'est-à-dire un élément extincteur de l'arc électrique dans les disjoncteurs à l'huile[2].

I.4 Caractéristiques de l'huile isolante :

Pour comprendre plus en termes l'huile isolante il faut déterminer leurs caractéristiques de test : électriques, chimiques, physiques et caractéristiques d'études.

I.4.1 Caractéristiques électriques :

Les caractéristiques électriques des liquides isolantes en générale, dépendant de leur formulation, et de leurs conditions d'utilisation au conditionnement (filtration, déshydratation …). On cite : la permittivité relative, la conductivité, le facteur de pertes diélectriques et la rigidité diélectrique.

I.4.1.1 Permittivité relative :

C'est une caractéristique liée à la formulation du liquide, elle dépend essentiellement de sa structure chimique. Pour une huile diélectrique, la permittivité définit la possibilité de libérer des charges sous l'action d'un champ électriques. [1]

Elle résulte des phénomènes de polarisation électronique et atomique, et peut être écrite par la loi

$$\varepsilon_r = {}^{\varepsilon}/_{\varepsilon_0} \qquad \textbf{I.1}$$

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

ε_0 : La permittivité du vide (ε_0 =1/36.π.10^9=8,85pF/m),

ε_r : La permittivité relative de l'huile (sans unité).

La permittivité relative est définie aussi par le rapport entre la capacité d'un condensateur remplis d'huile (C_p) et la capacité de même condensateur sous vide (C_0).

$$\varepsilon_r = {}^{C_p}/_{C_0} \qquad \textbf{I.2}$$

On note bien que la permittivité est inversement proportionnelle avec la température et la fréquence. [4].

I.4.1.2 Facteur de pertes diélectriques :

Tout diélectrique soumis à une tension continu, ou alternative, est toujours le siège de perte électrique, qui se traduite par un échauffement plus au moins important du liquide. La cause principale de ces pertes et en toute évidence, est la présence de courant qui traverse le liquide. Ce courant caractérisant la conductivité électrique de fluide est l'effet de déplacement de ses charges libres existantes (positives ou négatives), sous l'action d'un champ électrique [4].

En pratique, pour mieux caractériser un diélectrique du point de vue perte, il est usuel d'utiliser la tangente de l'angle de perte tan(δ), qui est l'angle complémentaire de déphasage entre la tension appliquée et le courant qui résulte lorsque le diélectrique se compose exclusivement du matériau isolant. Cette caractéristique est une fonction de la température, et dépend de la tension [4].

Pour un isolant.

(δ) : est l'angle de perte,

(φ): est la phase entre la tension appliquée et le courant que en résulte [4].

$$Tan\ \delta = 1/R.C \qquad \textbf{I.3}$$

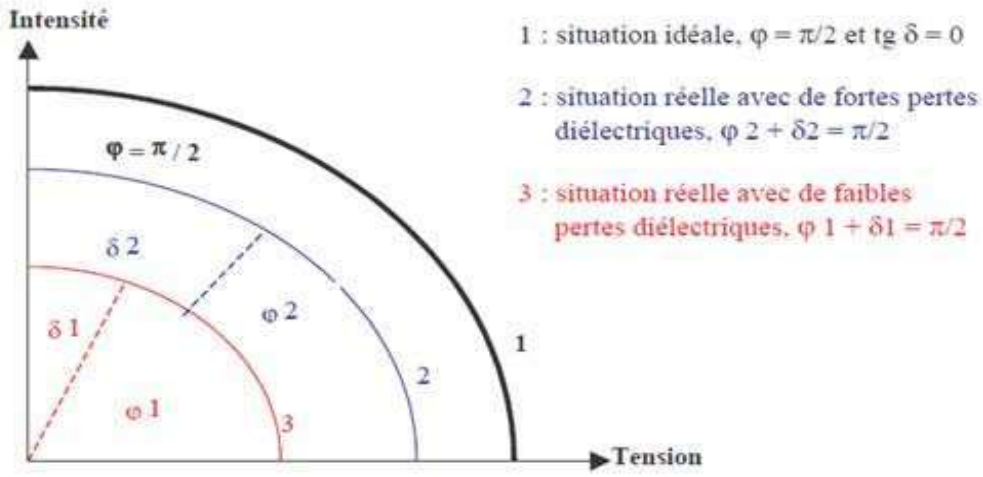


Figure I.1 Représentation schématique de l'angle de pertes [5]

I.4.1.3 Conductivité et résistivité :

Un liquide isolant 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 libre positives et négatives (des ions) en quantités, et qui provoquent un courant de conduction sous l'action d'un champ électrique.

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 (poussière, particules, gaz et humidité), même en quantité assez faible du quelque ppm (mg/l), la résistivité est influencée.

La conductivité n'est pas une propriété intrinsèque d'un liquide isolante, elle est liée à la présence d'infimes quantités (en générale inférieure à 1ppm) d'impureté. Il est possible d'améliorer la conductivité d'un produit en éliminant une partie des impuretés qu'il contient. Cette élimination, appelée « traitement diélectrique », est réalisée par passage du produit à travers une terre absorbante [2].

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 plus élevée. La résistivité d'un liquide diminue donc lorsque la température augmente. Pour

cette raison, la plupart de spécifications des produits indiquent une valeur de résistivité mesurée à 90°C (température moyenne de fonctionnement d'un transformateur) [2].

I.4.1.4 Rigidité diélectrique :

La rigidité diélectrique d'une huile isolante 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, la distance et la nature font l'objet d'une norme CEI 156 [6]. Ce paramètre est connu sous le nom de tension de claquage [4].

La rigidité diélectrique n'est pas un critère de qualité des huile isolante, mais une grandeur conventionnelle destinée à déceler leur état plus au moins grand de pollution physique par l'eau et d'autre matière en suspension et à conclure ou non de l'opportunité de faire un traitement de séchage et filtration avant leur introduction dans les appareils ou elles sont destinées [2].

$$E_c = U_c / e \qquad \textbf{I.4}$$

Où

E_c : La rigidité diélectrique KV/mm

U_c : La tension de claquage en KV.

e : La distance entre les deux électrodes en mm

I.4.2 Caractéristiques physique :

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

I.4.2.1 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 g/ml à une température de 20°C [7].

I.4.2.2 L'aspect :

C'est le critère de qualité qui permet de détecté la présence de corps étrangères, en suspension dans l'huile : poussières, humidité, fibres…..etc. Ce n'est pas une propriété de l'huile mais un contrôle visuelle effectué sur l'huile pour évaluer son degré de pollution physique [8].

I.4.2.3 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 qui manifeste tous les fluides. Les huiles pour transformateur ont une viscosité très basse, ce qui permet une circulation plus facile, donc un refroidissement plus efficace. [2]

Il existe deux types de viscosité [8] :

***viscosité dynamique :** son unité de mesure est « poise » ou « centi-poise » ; elle est défini comme la résistance qu'oppose de couches d'un fluide animé d'un mouvement par rapport à l'autre.

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

Elle consiste à mesurer le temps d'écoulement d'un volume déterminé au travers un capillaire calibré :

$$V=k*t \qquad \textbf{I.5}$$

Ou

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

k : le coefficient du tube capillaire ;

t : le temps de l'écoulement en s

I.4.2.4 Point d'éclair :

Le point éclair est la plus basse température de l'huile pour laquelle, les vapeurs émises par celle-ci, à l'approche d'une flamme, provoque un flash sans que la combustion ne continue. Cette propriété renseigne sur la présence de certains hydrocarbures gazeux dissous dans l'huile suite à un défaut électrique ou thermique [8].

I.4.3 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 de ce liquide et son aptitude à remplir ses fonctions principales, à savoir l'isolation électrique et l'évacuation de la chaleur.

I.4.3.1 L'indice de couleur :

La couleur est une propriété intrinsèque de l'huile neuve. Elle a une relation avec les hydrocarbures qui constituent l'huile. Et permet d'apprécier la qualité des huiles neuve et constitue un moyen efficace pour surveiller l'acidité des huiles en service. Elle renseigne également sur le vieillissement de l'huile puisque celle-ci devient plus foncée avec l'âge [9].

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.

I.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 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 ISO 6618 [10]. Aux premiers stades d'oxydation, elle augmente pour atteindre, après un certain temps de service, une valeur ou elle reste constante. Cette stabilité s'expliquer par les dépôts qui précipitent [2].

I.4.3.3 La teneur en eau :

L'eau n'est pas une propriété de l'huile, sa présence dans l'huile est indésirable et est 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 [2].

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.

I.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 une autre. Ce changement est dû à une modification de la vitesse de propagation à partir du point appelé point d'incendié, ou le rayon lumineux incident frappe l'interface. La détermination de réfraction peut permettre de [11] :

*déterminer la composition d'un mélange (fraction molaire) ;

*d'identifier la nature de l'huile : naphténique ou paraffinique.

I.4.4 Caractéristiques d'étude :

I.4.4.1 Masse volumique et coefficient de dilatation volumique :

La masse volumique ρ_θ exprimée en kilogramme par mètre cube, est le rapport d'une masse m du liquide à son volume v, mesurée à la température θ. Elle est déterminée à 20°C, et qui diminue quand la température augmente [4].

La masse volumique est obtenue à 20°C par la formule suivant :

$$\rho_\theta = \rho_{20} \cdot (1 - \alpha_v[\theta - 20]) \qquad \text{I.6}$$

Ou :

ρ_θ : est la masse volumique de l'huile à la température θ (kg/m^3),

ρ_{20} : est la masse volumique de l'huile à 20°C (kg/m^3),

θ : est la température de l'huile (°C),

α_v : est le coefficient de dilatation volumique.

La masse volumique est une caractéristique intrinsèque d'un produit, elle dépend de la composition chimique. Ainsi, les huiles minérales parrafiniques ont une masse volumique plus faible que les huiles naphténiques [4].

Le coefficient de dilatation volumique (α_v) définit la variation de la masse volumique en fonction de la température. [4]

I.4.4.2 Capacité thermique massique à pression constante :

Pour les huiles minérales, la capacité thermique massique à pression constante croit avec la température et décroit avec la masse volumique suivant la relation suivante [4] :

$$Cp = (1684 - 3,39.\theta)/\sqrt{mv_{15}} \qquad \text{I.7}$$

Avec

Cp : est la chaleur spécifique (J/kg.K),

θ : est la température (K),

mv_{15} : est la masse volumique à 15°C

I.4.4.3 Conductivité thermique :

Mesurée en Watt par mètre kelvin, elle exprime le flux thermique s'écoulant, en régime permanent sous l'effet d'un gradient thermique entre deux isothermes du liquide. Elle décroit lorsque la température et la masse volumique augmentent.

On utilise la formule de Cragoe pour la calculer [4].

$$\lambda = 0,117.(1 - a*\theta) / d_{15} \qquad \textbf{I.8}$$

Où

λ : est la conductivité thermique (W/m.K).

a : est une constante égale à $5,4.10^{-4}$).

θ : est la température (K).

d_{15} : est la densité à 15°C.

I.4.4.4 Point d'écoulement :

L'utilisation de matériels électriques extérieurs nécessite de connaitre la viscosité des liquides à basse température correspondant au fonctionnement en hiver (-25°C) ou dans des conditions climatique extrêmes (-60°C).

Les liquides utilisés se figent généralement à température pouvant aller de -60°C (polybuténse, huiles silicones), à 30°C (huile minérale) sans parler des liquide de synthèse ayant un haut point d'écoulent (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 [4].

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 naphténique.

I.5 Traitement des huiles minérales :

Avants chaque utilisation, et de manière à accroitre leurs propriété diélectriques, les huiles isolantes subissent un traitement par la technique de dégazage afin de réduire la présence d'impuretés (humidité, particule, gaz …). Elle consiste à mettre le liquide sous vide tout en le faisant passer à travers un filtre de faible porosité ($\leq 5\mu m$).

L'ensemble est réalisé en température de manière à extraire le maximum d'humidité en créant le vide. Le chauffage permet à la viscosité de diminuer avec la température en laissant l'huile passer plus aisément à travers le filtre.

A titre d'exemple, une huile neuve qui contient 20ppm d'humidité, en contient une concentration inferieure à 10ppm après le traitement.

Une huile neuve contient aussi 0,0001% à 0,001% de particule de taille supérieure à $5\mu m$ ce qui représente 105 à 106 particules pour 100ml d'huile (les mesures normalisées sont toujours ramenées à 100ml). Récemment, la technologie permet de compter des particules de taille à $2\mu m$.

Le tableau suivant donne un exemple de comptage de particules dans une huile minérale avant et après traitement.

N : est la moyenne arithmétique de cinq comptages sur un échantillon.

Intervalle de comptage	N pour 100ml avant traitement	N pour 100ml apre traitement
1 à 2	12000 à 70000	1000 à 4000
2 à 5	9000 à 35000	700 à 3500
5 à 10	1000 à 3000	140 à 1000
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

Tableau I.1 Distribution en taille et en nombre des particules dans une huile minérale [5].

Les valeurs admissibles des paramètres de l'huile en service sont présentées dans le tableau I.2

.

TEST	NORME	UNITE	VALEUR
Indice d'acidité	IEC 62021	mg KOH/g	0.384
Teneur en eau	IEC 60814	Ppm	35.4
Facture de pert a 50Hz, 90 ºC	IEC 60247	—	0.253
Permittivité (90 °C), εr	IEC 60247	—	2.17
Résistivité (90 °C) X10+09	IEC 60247	Ω.m	0.986
Tension de claquage	IEC 60156	kV	33.4
Viscosité à 40 ºC	ISO 3104	mm^2/s	7.77
Densité	ISO 3675	g/ml	0.875
Indice de couleur	ISO 2049	—	6.9

Tableau I.2 Les valeurs admissibles des paramètres d'huile en service. [13].

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, leur problématique et quelques caractéristiques, et généralités sur les procédés de traitement.

Chapitre II :

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

Chapitre III :

Effet de l'indice d'acidité sur les caractéristiques de l'huile de transformateur

Chapitre IV :

Corrélation et comparaison des résultats

Chapitre I :

Les huiles isolantes pour les transformateurs

Introduction :

Le traitement de l'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 inter faciale et le facteur de dissipation, il est nécessaire de procéder à la régénération de l'huile par processus chimique.

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

Dans ce chapitre Nous allons présenter les essais effectués Sur les huiles de transformateurs (neuve, régénérée et usagée) au Laboratoire d'Analyses de l'Unité Traitement des Huiles (UTH) de SHARIKAT KHADAMAT MOUHAOUILAT KAHRABAIA (SKMK), Blida.

Ces essais concernent essentiellement des tests sur la présence de la teneur en eau dans les trois types d'huile (neuve, régénérer et usagée), pour voir la variation des propriétés de l'huile, la tension de claquage et la résistivité).

II.1 Origine des gouttes d'eau dans l'huile :

La teneur en 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 :

1. La pénétration de l'humidité provenant de l'atmosphère du fait que les transformateurs de puissance sont souvent à air ouvert.
2. 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 Echantillons de l'étude :

Dans ces essais, nous avons utilisé trois types d'huile :

- Des huiles minérales usagées récupérées par la division unité opérationnelle traitement des huiles des transformateurs. Ces transformateurs sont l'objet de réparation au niveau des ateliers de maintenance de SKMK.
- Huile minérale régénérée.
- Huile minérale neuve.

II.2.1 Huile neuve :

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

TEST	NORME	UNITE	VALEUR
Indice d'acidité	IEC 62021	mg KOH/g	0.013
Teneur en eau	IEC 60814	Ppm	32.8
Facture de pert a 50Hz, 90 ºC	IEC 60247	—	0.004
Permittivité (90 °C), εr	IEC 60247	—	2.14
Résistivité (90 °C) X10+09	IEC 60247	Ω.m	135.2
Tension de claquage	IEC 60156	kV	24
Viscosité à 40 ºC	ISO 3104	mm^2/s	6.78
Densité	ISO 3675	g/ml	0.875
Indice de couleur	ISO 2049	—	<0.5

.**Tableau II.1 :** Caractéristiques de l'huile Neuve

II.2.2 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.

	NORME	UNITE	VALEUR
Indice d'acidité	IEC 62021	mg KOH/g	0.118
Teneur en eau	IEC 60814	ppm	40.4
Facture de pert a 50Hz, 90 ºC	IEC 60247	—	0.215
Permittivité (90 °C), εr	IEC 60247	—	2.12
Résistivité (90 °C) X10+09	IEC 60247	Ω.m	1.32
Tension de claquage	IEC 60156	kV	28.9
Viscosité à 40 ºC	ISO 3104	mm^2/s	9.91
Densité	ISO 3675	g/ml	0.862
Indice de couleur	ISO 2049	—	5

Tableau II.2 : Caractéristiques de l'huile usagée

II.2.3 Huile régénéré :

Après la régénération par l'unité de traitement des huiles en service, l'huile régénérée possède les caractéristiques suivantes :

TEST	NORME	UNITE	VALEUR
Indice d'acidité	IEC 62021	mg KOH/g	0.011
Teneur en eau	IEC 60814	ppm	17.3
Facture de pert a 50Hz, 90 ºC	IEC 60247	—	0.0065
Permittivité (90 °C), εr	IEC 60247	—	2.12
Résistivité (90 °C) X10+09	IEC 60247	Ω.m	176.5
Tension de claquage	IEC 60156	kV	33.6
Viscosité à 40 ºC	ISO 3104	mm^2/s	6.78
Densité	ISO 3675	g/ml	0.875
Indice de couleur	ISO 2049	—	0.5

Tableau.II.3 : Caractéristiques de l'huile régénérée.

II.3 La régénération :

II.3.1 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 [4].

II.3.2 Procédés de régénération de l'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 des 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-dessous :

-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 (2 à 4 %), l'essence (1 à 2%), des solvants, du glycol et certains dérivés d'additif [12].

-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 [12]. 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, …) [12].

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 hydrogénation 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. [12]

II.3.3 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 II.1)



Figure II.1 Station de traitement physique (α Laval)

La station de traitement physique fonctionne selon le mode de fonctionnement présente dans la figure II.2.

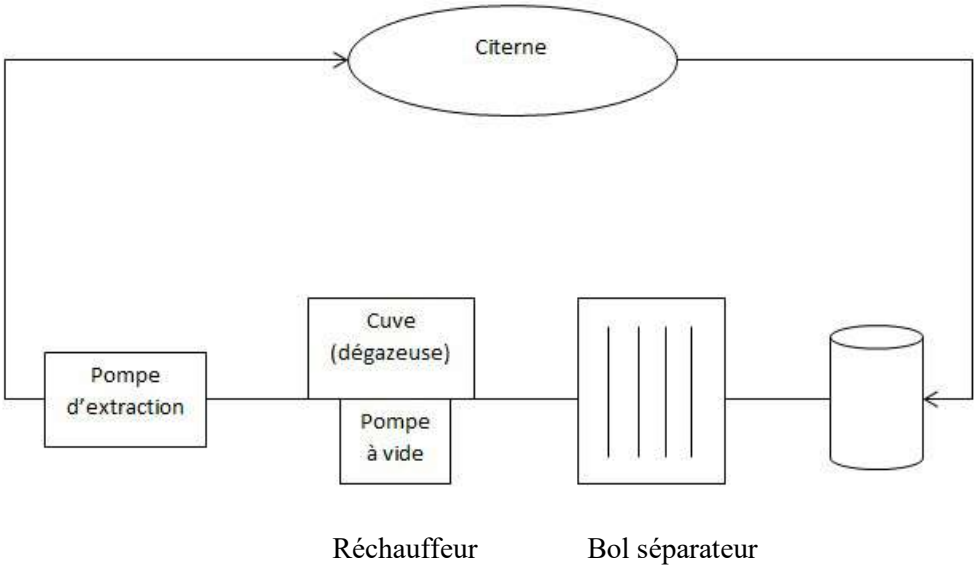


Figure II.2 Schéma de la station α Laval

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, elle 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.

II.4 Mode opératoire :

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

II.4.1 Traitement physique des huiles isolantes :

Le traitement physique 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 de maintenance.

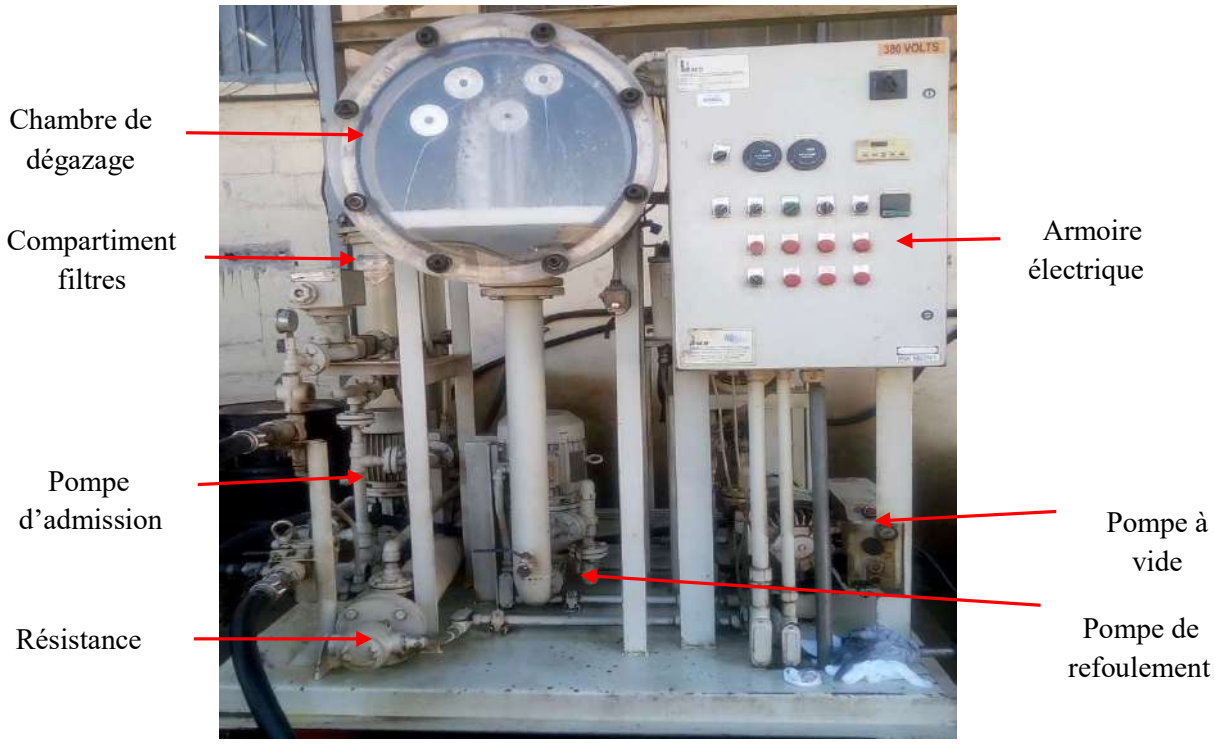


Figure II.3 : Station de traitement physique (MAXEI)

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 de l'huile traitée, le débit de traitement nominative peut atteindre 800 litres/heure. La fin de cette étape est décidée après l'analyse des échantillons prélevés régulièrement si la quantité de l'eau dans l'huile est petite.

II.5 Dispositifs de mesure :

II.5.1 Teneur en eau :

L'appareil utilisé pour cette mesure est un Titrimètre de type756 KARL FISHER (Figure II.4).

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



Figure II.4 Appareil de mesure de la teneur en eau.

La valeur de la teneur en eau est une valeur normalisée, qui dépend de la tension de service du transformateur, dans le cas où les valeurs mesurées ne respectent pas les limite admissibles de service de la norme CEI 422 [13], 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.

II.5.2 Tension de claquage :

Pour mesurer la tension de claquage, nous utilisons un SPINTERMÈTRE de type OTS 100 AF/2 (figure II.5) 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 [6]. La tension maximale de l'appareil étant 100 kV (50 Hz). Le SPINTERMÈTRE effectue un nombre d'essai (claquage) égale à 6 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.



Figure II.5 Appareil de mesure de la tension de claquage (SPINTERMÈTRE).

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.

II.5.3 La densité :

C'est une caractéristique qui 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.

La densité de l'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 [14].



Figure II.6 Appareillage de mesure de la densité.

II.5.4 Facteur de dissipation (tg (δ)) :

Le facteur de pertes diélectriques (tg (δ)) est mesuré selon la norme CEI 247 [15]. L'appareil utilisé est un pont automatique de type DIELTEST-DTL (figure II.7).

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.



Figure II.7 Appareil de mesure le facteur de dissipation (Tan δ)

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

II.5.5 Conductivité :

Le conductimètre pour les isolants liquides VZ220A fonctionne selon les exigences de la norme CEI 61620 [15]. Cet instrument est basé sur la méthode de l'onde rectangulaire alternative à basse tension et à 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 .

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 II.8 mesure de la conductivité par conductimètre.

II.6 Effet de la teneur en eau sur la tension de claquage et la résistivité :

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 résulte la chute systématique de la tension de claquage et de la résistivité de l'huile et qui a été prouvé dans nos courbes.

II.6.1 Huile neuve :

II.6.1.1. Variation de la tension de claquage:

La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour une huile neuve est présentée par la figure (II.9).

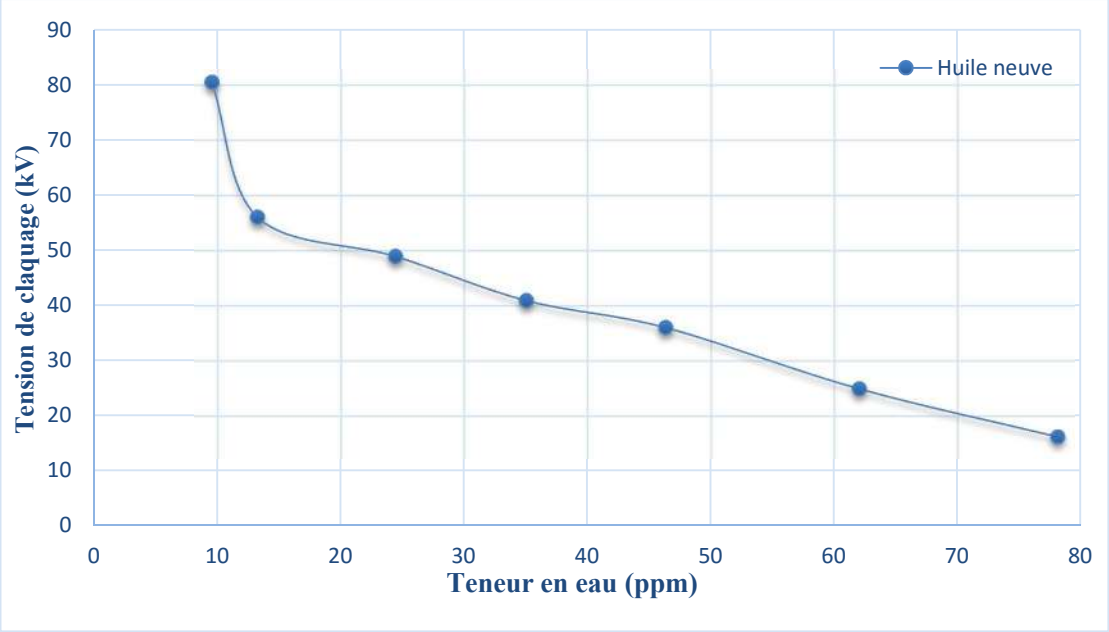


Figure II.9 Variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau.

Après le traitement physique de l'huile (la déshydratation), la tension de claquage augmente avec la diminution de la teneur en eau ce qui traduit la forte liaison entre les paramètres électriques et les paramètres chimiques. Cette variation se fait de façon inverse, la présence de l'eau affecte considérablement la tension de claquage vers la baisse pour les fortes teneurs, tandis que pour les faibles teneurs inférieur à 10 ppm, la valeur de la tension de claquage présente une valeur meilleures qui ne change pas (>80 kV).

II.6.1.2 Variation de la résistivité :

La figure (II.10) représente la variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau pour une huile neuve.

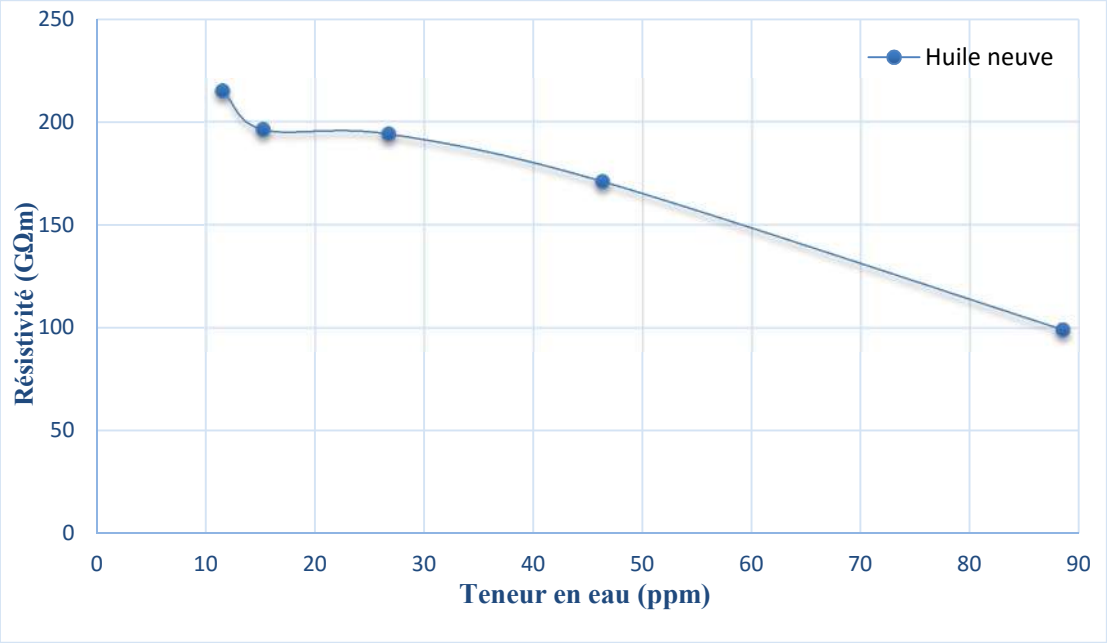


Figure II.10 Variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau.

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 la résistivité décroit et inversement une huile sèche présente une résistivité élevée.

On remarque d'après les deux figures II.9 et II.10, que la réduction de la teneur en eau provoque l'augmentation de la tension de claquage en même temps que la résistivité.

II.6.2 Huile régénérée :

II.6.2.1 Variation de la tension de claquage :

La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour une huile régénérée est représentée dans la figure (II.11).

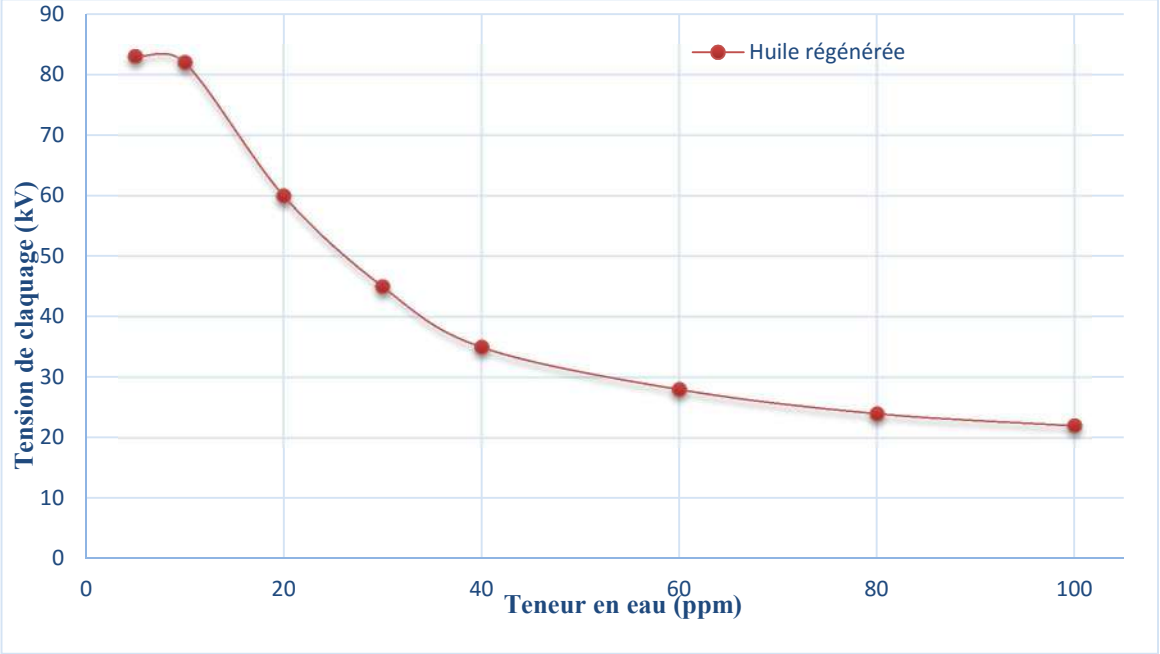


Figure II.11 Variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour une huile régénérée

La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour une huile régénérée est identique à celle de l'huile neuve. Elle augmente avec la diminution de la teneur en eau.

II.6.2.2 Variation de la résistivité :

La variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau est représentée dans la figure (II.12).

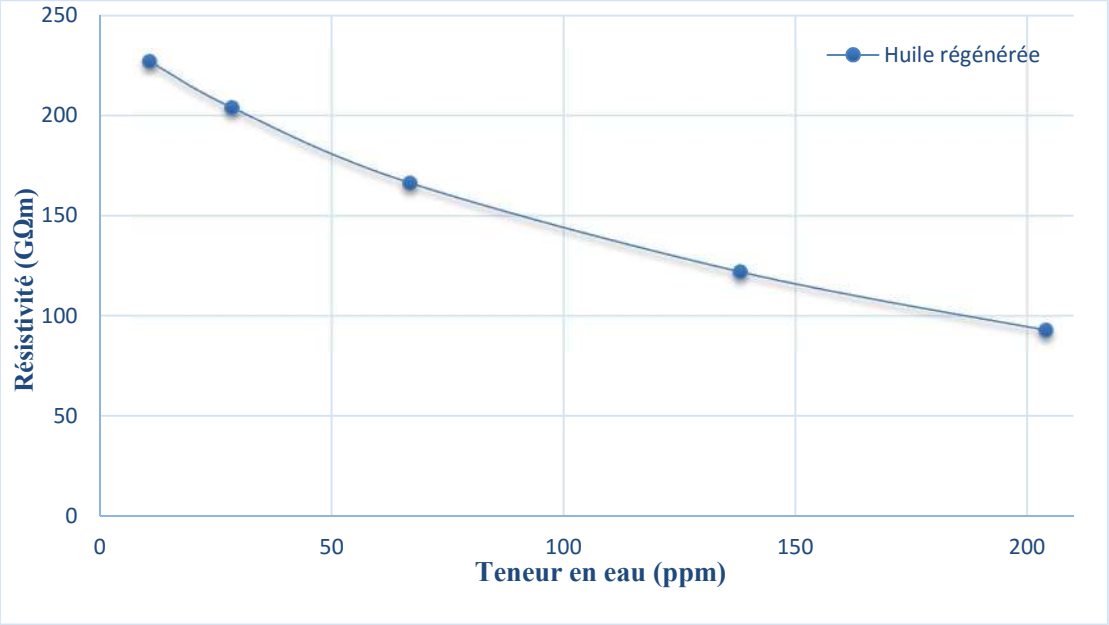


Figure II.12 Variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau

La tendance de 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.

II.6.3 Huile usagée :

II.6.3.1 Variation de la tension de claquage :

La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour une huile usagée est représentée par la figure (II.13)

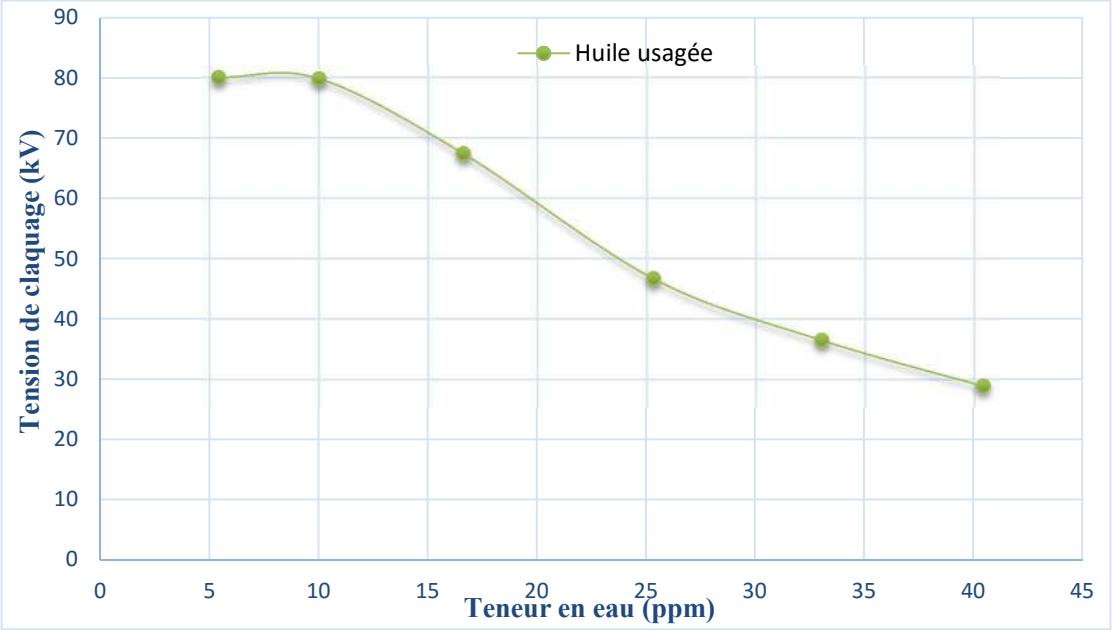


Figure II.13 Variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour une huile usagée

La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour une huile usagée est identique à celle de l'huile neuve et huile régénérée, elle augmente avec la diminution de la teneur en eau.

Si la teneur en eau inférieur à 10 ppm, la tension de claquage reste constante.

II.7 Les autres paramètres :

Les tableaux II.4 et II.5 II.6 représentent les variations des autres paramètres (l'indice d'acidité, la permittivité et le facteur de perte diélectrique) de l'huile neuve, régénérée et usagée.

prélèvement	1	2	3	4	5	6	7
L'indice d'acidité	0.011	0.012	0.011	0.012	0.012	0.011	0.012
Facteur de perte	0.004	0.0035	0.0045	0.0046	0.0048	0.005	0.004
permittivité	2,13	2,14	2,14	2,13	2,14	2,13	2,14

Tableau II.4 Variation des autres paramètres pour l'huile neuve.

prélèvement)	1	2	3	4	5	6	7
L'indice d'acidité	0.013	0.012	0.014	0.013	0.012	0.013	0.013
Facteur de perte	0.215	0.27	0.26	0.27	0.26	0.274	0.268
permittivité	2,13	2,12	2,13	2,14	2,12	2,14	2,13

Tableau II.5 Variation des autres paramètres pour l'huile régénérée.

prélèvement	1	2	3	4	5	6	7
L'indice d'acidité	0.095	0.093	0.091	0.097	0.11	0.094	0.09
Facteur de perte	0.21	0.27	0.26	0.262	0.274	0.263	0.268
permittivité	2,12	2,12	2,12	2,13	2,13	2,13	2,12

Tableau II.6 Variation des autres paramètres pour l'huile usagée.

La permittivité relative est mesurée en même temps que le facteur de pertes diélectriques. Nous remarquons que la permittivité relative et le facteur de perte restent pratiquement constants en fonction de la teneur en eau.

.

Ces caractéristiques n'ont pas changé par ce qu'après un traitement physique, l'huile n'a pas subi de modification chimique

L'indice d'acidité aussi resté pratiquement fixe d'une valeur de 0.012 et 0.013 mgKOH/g. On constate bien que la teneur en eau n'a pas influencé les caractéristiques chimiques d'huile

Conclusion :

D'après cette étude, l'humidité influe considérablement sur les caractéristiques électriques de l'huile. La tension de claquage et la résistivité diminuent avec la présence d'eau.

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.

Si on réduit la teneur en eau à des valeurs inférieur à 10 ppm, la tension de claquage reste toujours constante.

Introduction :

Tout au long de leur utilisation, les huiles minérales isolantes peuvent être soumises à plusieurs contraintes électriques, thermiques, chimiques, rayonnements, …etc.

Malgré les avantages qu'elles présentent, les huiles isolantes se détériorent progressivement sous l'action combinée ou séparée de ces contraintes, auxquelles elles sont soumises pendant la mise en service des transformateurs ou elles sont utilisées.

La dégradation des matériaux au cours du temps est connue sous le nom de vieillissement.

III.1 Vieillissement thermique :

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 [1].

III.2 Les cause de vieillissement :

Les principaux agents présents dans le transformateur susceptibles de dégrader les huiles minérales, sont l'oxygène et l'humidité. L'oxygène est présent sous forme dissoute dans l'huile, tandis que l'humidité peut provenir de l'atmosphère (même le séchage peut laisser des traces d'humidité allant à plus de 0.2% en masse).

Ces sources de vieillissement sont d'autant plus présentes dans le cas d'un transformateur de puissance.

L'oxygène et l'humidité amenant respectivement à la dégradation de l'huile par oxydation et hydrolyse. A ces deux facteurs de vieillissement « naturels », s'ajoutant deux autres catalyseurs non négligeables qui sont la température et le champ électrique. Enfin la présence de matériaux de construction de l'appareil, tels que le fer, le cuivre ou la cellulose viennent s'ajouter aussi comme catalyseurs de vieillissement [3].

La figure III.1 résume succinctement le mécanisme de dégradation des huiles isolante

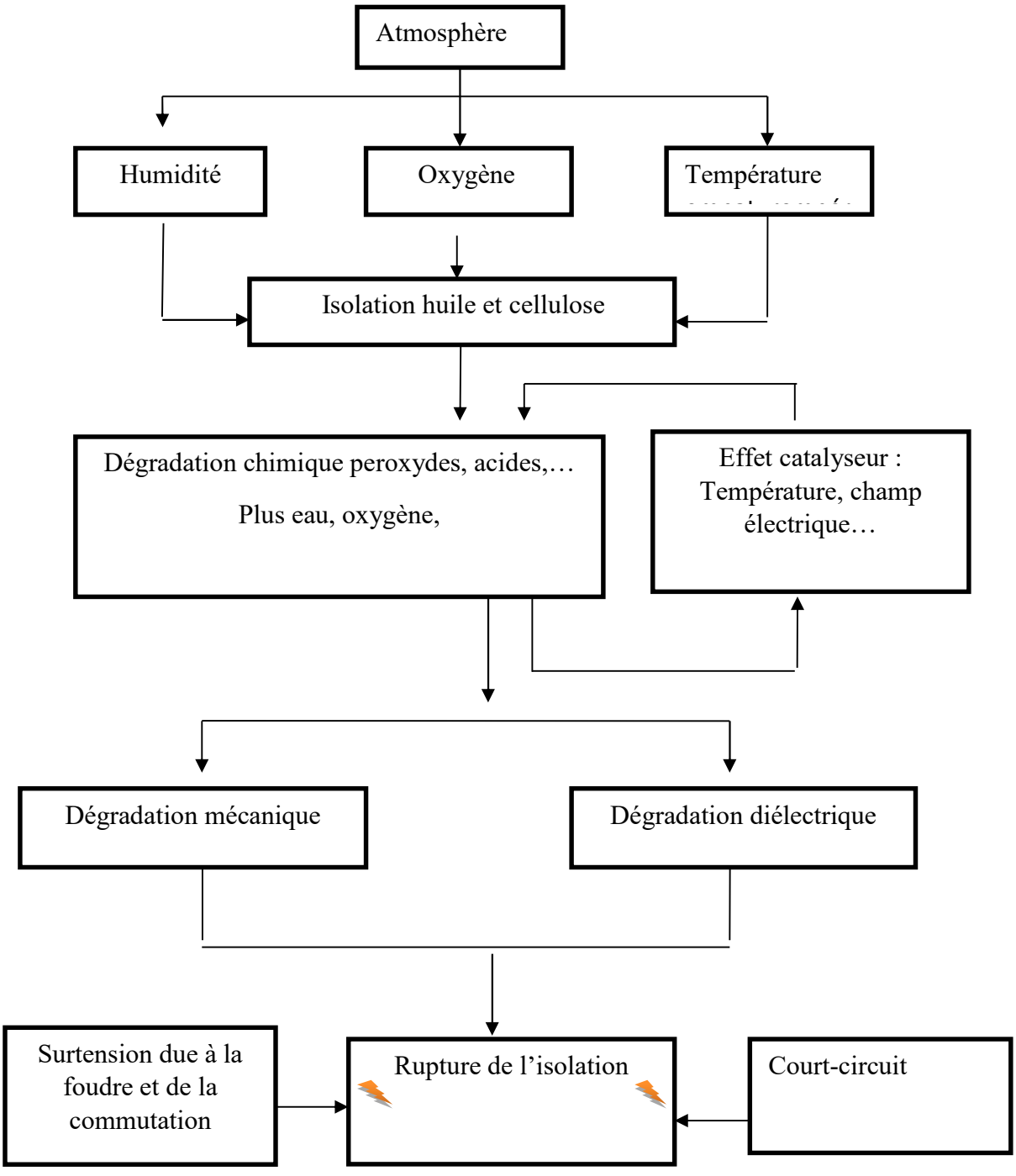


Figure III.1 Synthèse du mécanisme principale de dégradation des isolants électriques, dans un transformateur de puissance [16].

III.2.1 Oxydation de l'huile minérale :

L'oxydation de l'huile minérale résulte principalement de l'action simultanée de l'oxygène moléculaire et de la température en présence des matériaux de construction des appareils (cuivre, fer, cellulose…etc.). L'action de l'humidité et de champ électrique est encore mal connue sur le phénomène d'oxydation [3].

III.2.2 Humidité :

L'humidité est «l'ennemi numéro un» des isolants électriques dans le sens ou l'eau 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.

III.2.3 Décharge partielle :

Sous l'effet de champ électrique et de l'inhomogénéité locale (gaz, humidité particules), il peut apparaitre des micro-décharges qui décomposent l'huile en générant des gaz. A long terme ces décharges peuvent devenir nocives si elles tendent à se fixer sur les isolants solides imprégnés et parviennent à un niveau suffisant pour les détériorer [3].

III.2.4 Température :

La température agit comme un catalyseur d'oxydation, c'est aussi un facteur qui dégrade peu à peu les huiles isolantes. On parle souvent de stabilité thermique pour définir le comportement de produit à température élevée, en faisant abstraction de toute autre contrainte telle que l'oxydation, l'hydrolyse ou les décharges partielle. L'effet de la température sur le vieillissement d'une huile est souvent défini comme la pyrolyse. Dans les conditions normales d'utilisation de transformateur (température située entre 80 et 100°C), la stabilité thermique des liquides isolants existants doit être largement suffisante [3].

La température agit donc comme un catalyseur et non comme un déclencheur. Cependant, il peut y avoir des points chauds dans certaines parties de transformateur qui dégradent l'huile.

La norme CEI 60076, relative au transformateur de puissance, précises qu'il ne faut pas dépasser 65°C au-delà de la température ambiante. Ainsi la température maximale de transformateur de puissance ne doit pas dépecer 105°C.

III.3 Effet de l'Indice d'acidité sur les caractéristiques de l'huile :

Les échantillons de l'huile utilisée dont les caractéristiques ont été présentées dans les tableaux II.1 et II.2 sont introduits dans une étuve (figure III-2), réglée à une température de 120°C, et laissés chauffer pendent 528 heures (22 jours). Pendant le vieillissement, l'analyse des différents paramètres électriques et physico-chimiques de l'échantillon d'huile est effectuée après chaque 48 heure.

L'objective du vieillissement thermique et de varier l'indice d'acidité, et par conséquent de voir l'influence de ce dernier sur les caractéristiques de l'huiles.



Figure III.2 : Etuve contenant les échantillons d'huile**.**

III.3.1 Mode opératoire :

Avant l'essai de vieillissement de l'huile, quatre flacons en verre d'un volume de 1 litre sont nettoyés puis séchés dans une étuve à 120°C pendant une heure, pour éliminer toute trace d'impuretés et d'humidité. Les flacons nettoyés sont remplis de l'huile à étudier de 95% de leur capacité (figures III.3 et III.4).

On noter que le catalyseur utilisé contient 35 spires avec un diamètre de 2.5 cm, à une langueur de 06 cm, et de masse de 24.43 g. Le but d'introduire le catalyseur est d'assurer l'accélération du vieillissement (Figure III.5).



Figure III.3 Huile neuve avec et sans catalyseur.



Figure III.4 Huile régénérer avec et sans catalyseur.



Figure III.5 Catalyseur utilisé

III.3.2 Effet de vieillissement thermique sur l'Indice d'acidité :

L'indice d'acidité est également connu comme l'acidité d'huile. L'acidité est la quantité de KOH (mg) nécessaire pour neutraliser l'acide présent dans un gramme d'huile. L'acidité de l''huile du transformateur est une mesure de ses constituants acides qui proviennent des contaminants. L'acide présent dans l'huile peut provenir de l'intérieur des sources (comme la décomposition de l'huile / l'oxydation pro-conduits) et des sources extérieures (comme la contamination atmosphérique). Les acides organiques nuisent à l'insuffisance et peuvent également induire une corrosion à l'intérieur du transformateur lorsque l'eau est présente.

L'acidité accélère le processus d'oxydation dans l'huile. L'Acide et d'autres produits d'oxydation affectent les propriétés diélectriques de l'huile. La vitesse d'augmentation de l'acidité du pétrole est une mesure du taux de vieillissement. Le niveau d'acidité est utilisé comme guide général pour déterminer quand l'huile doit être modifiée ou régénérée. Aussi, l'acidité peut être considérée comme un très bon critère pour évaluer l'âge de l'huile.

III.3.2.1 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 :

$$IA = 0.1\ M*V / m \qquad \textbf{III.1}$$

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 et la mesure est réalisée selon la norme ISO 6618 [10].



Figure III.6 Appareillage de mesure de l'indice d'acidité.

III.3.2.2 Evolution de l'indice d'acidité au cours du vieillissement thermique :

Les résultats concernant la variation du l'indice d'acidité (IA) en fonction du temps pour les deux types d'huiles neuve et régénérée avec et sans catalyseur pour une température de vieillissement de 120°C sont présentés dans les figures III.7, III.8, III.9, III.10 et III.11.

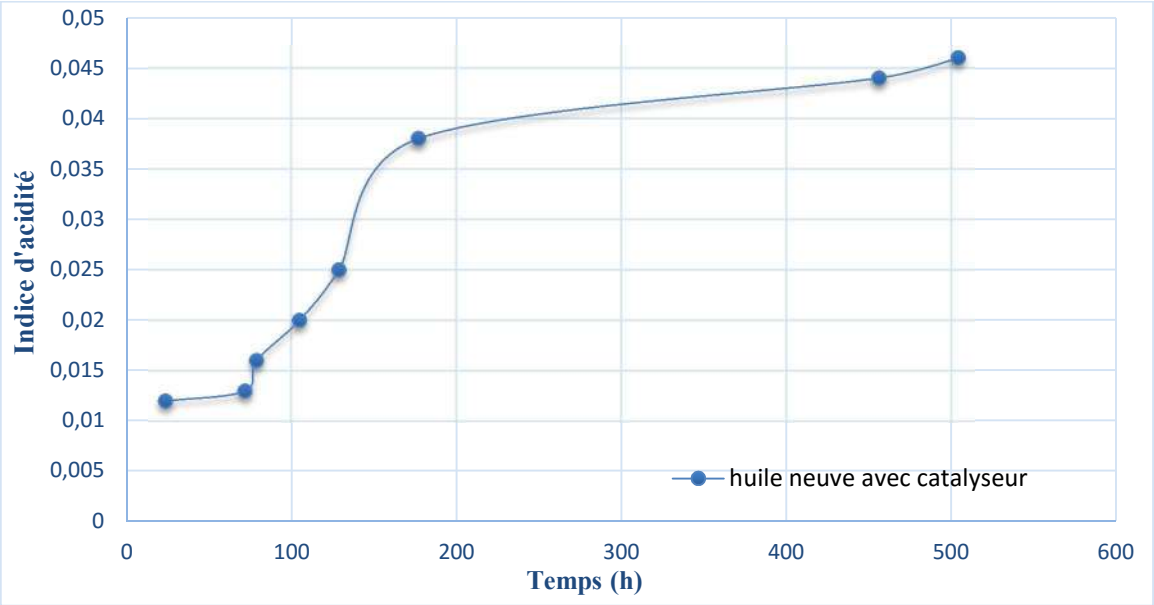


Figure III.7 Variation du l'indice d'acidité en fonction du temps pour une huile neuve avec catalyseur

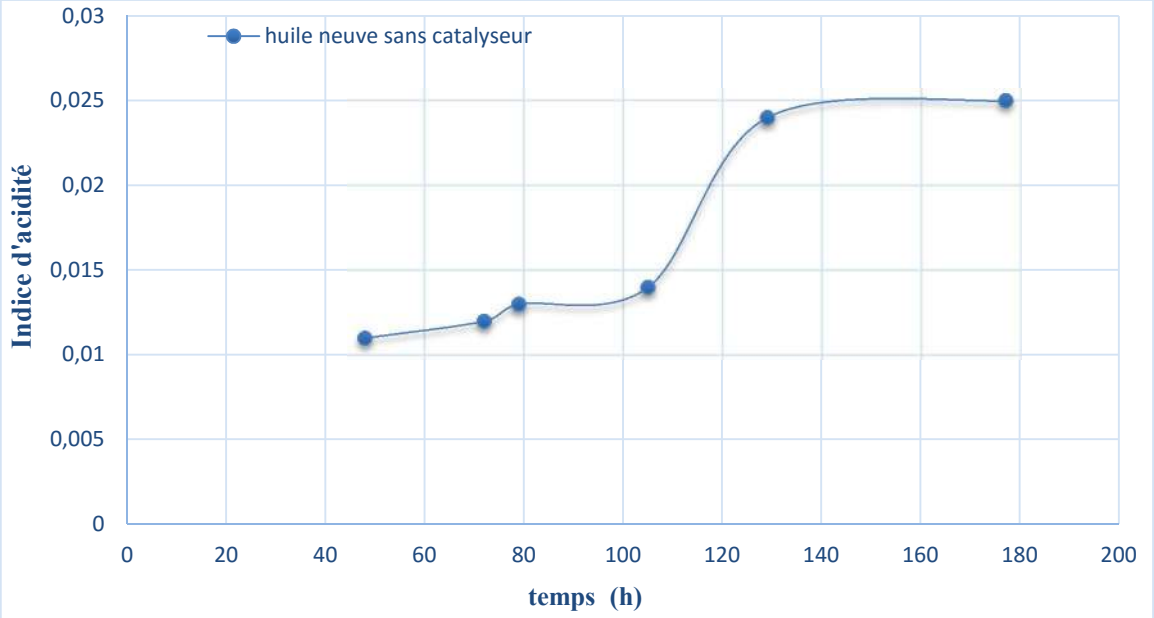


Figure III.8 Variation du l'indice d'acidité en fonction du temps pour une huile neuve sans catalyseur.

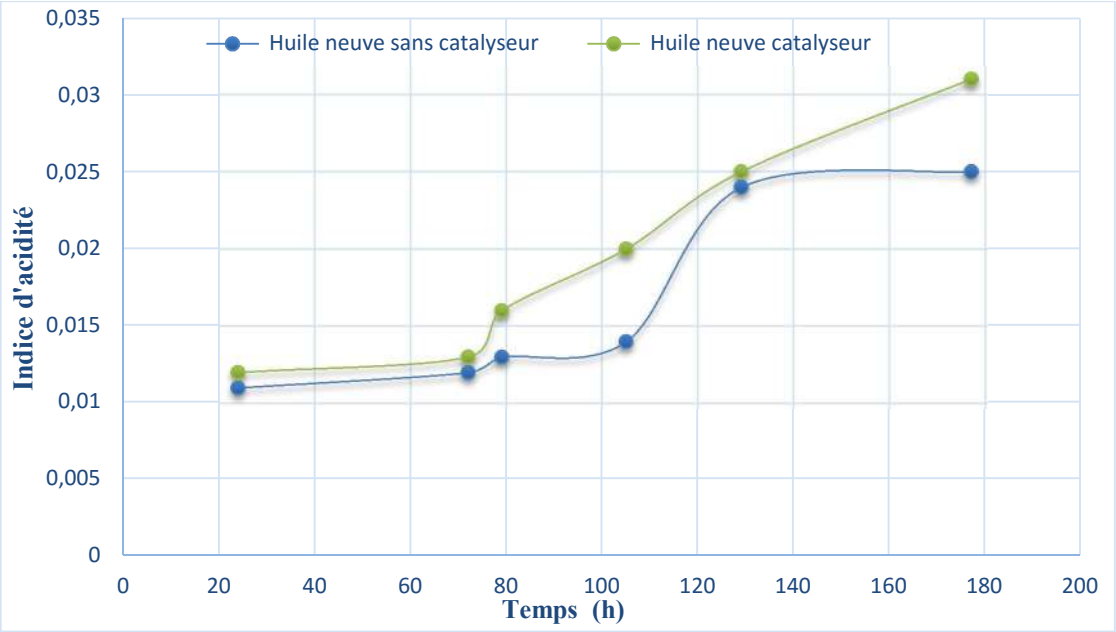


Figure III.9 Variation de l'indice d'acidité en fonction du temps pour une huile neuve avec et sans catalyseur.

On relève pour les deux cas une augmentation de l'indice d'acidité avec le temps de vieillissement avec et sans catalyseur. À un temps de 105 heures, nous enregistrons une acidité de 0.014 (mg KOH /g) pour l'huile neuve sans catalyseur, et une acidité de 0.02 (mg KOH /g) pour l'échantillon d'huile neuve avec catalyseur. Ce qui confirme que cette augmentation d'acidité est due à la présence de cuivre qu'accélère le vieillissement.

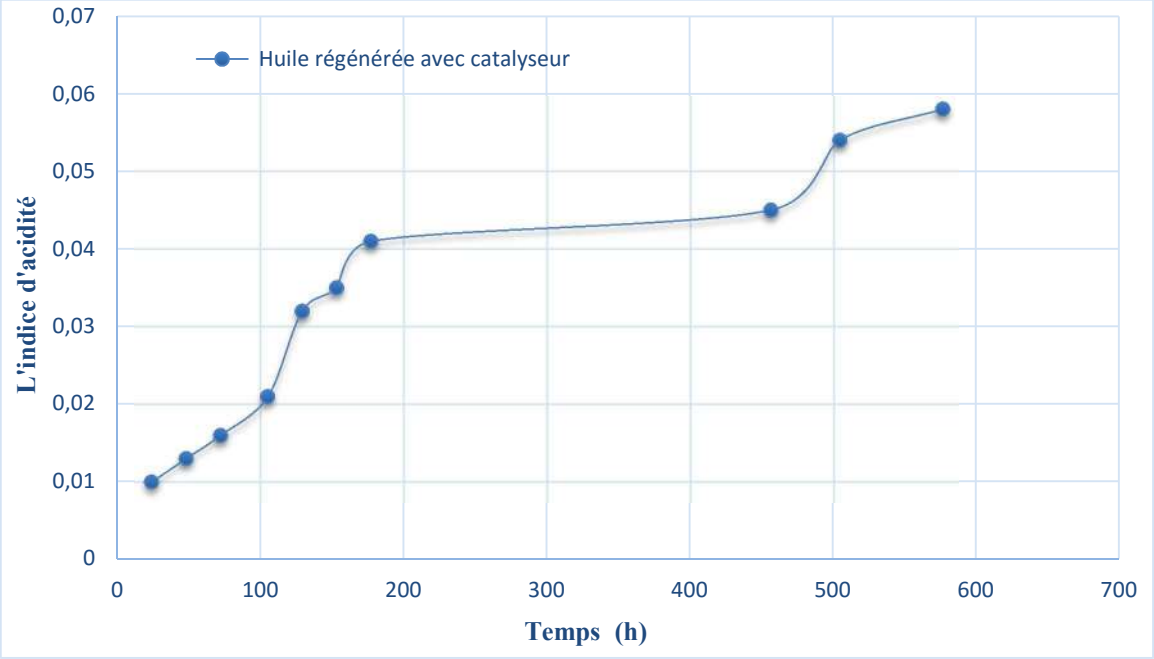


Figure III.10 Variation du l'indice d'acidité en fonction du temps pour une huile régénérer avec catalyseur

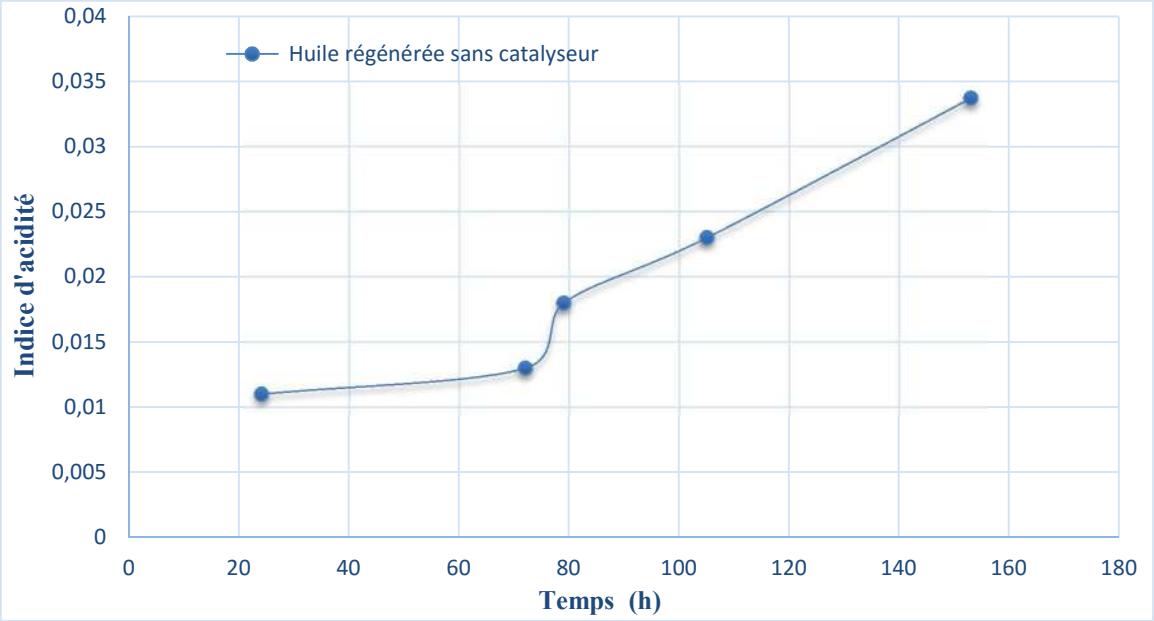


Figure III.11 Variation du l'indice d'acidité en fonction du temps pour une huile régénérer sans catalyseur

On relève une augmentation de l'indice d'acidité avec le temps de vieillissement sous contraintes thermiques. Nous enregistrons après 153 heures à une température de 120°C pour l'huile régénérée une valeur de l'acidité de 0.033 (mg KOH /g) pour l'échantillon d'huile régénéré sans catalyseur, et une valeur de 0.035 (mg KOH /g) pour l'échantillon d'huile régénérée avec catalyseur. Ce qui confirme l'effet de catalyseur montré précédemment.

Pour les quatre échantillons d'huile, les résultats obtenus montrent que l'indice d'acidité augmente en fonction du temps, aussi la dégradation de l'acidité est plus rapide dans les échantillons de l'huile avec catalyseur.

Pour les essais qui vont suivre nous allons utiliser juste les échantillons de l'huile avec catalyseurs.

III.3.3 Effet de vieillissement sur le facteur de pertes diélectrique (tg δ) et la résistivité :

III.3.3.1 Mesure du facteur de pertes :

Le facteur de perte diélectrique (Tan δ) est mesuré selon la norme CEI 60247[15]. L'appareil utilisé a été présenté au paragraphe II.4.4 et à la figure II.7.

III.3.3.2 Evolution de facteur de perte au cours de vieillissement thermique:

Les résultats concernant la variation de facteur de perte des huiles neuves et régénérée avec catalyseur en fonction de temps pour la température de vieillissement 120°C, sont présentées dans les figures III.12, et III.13.

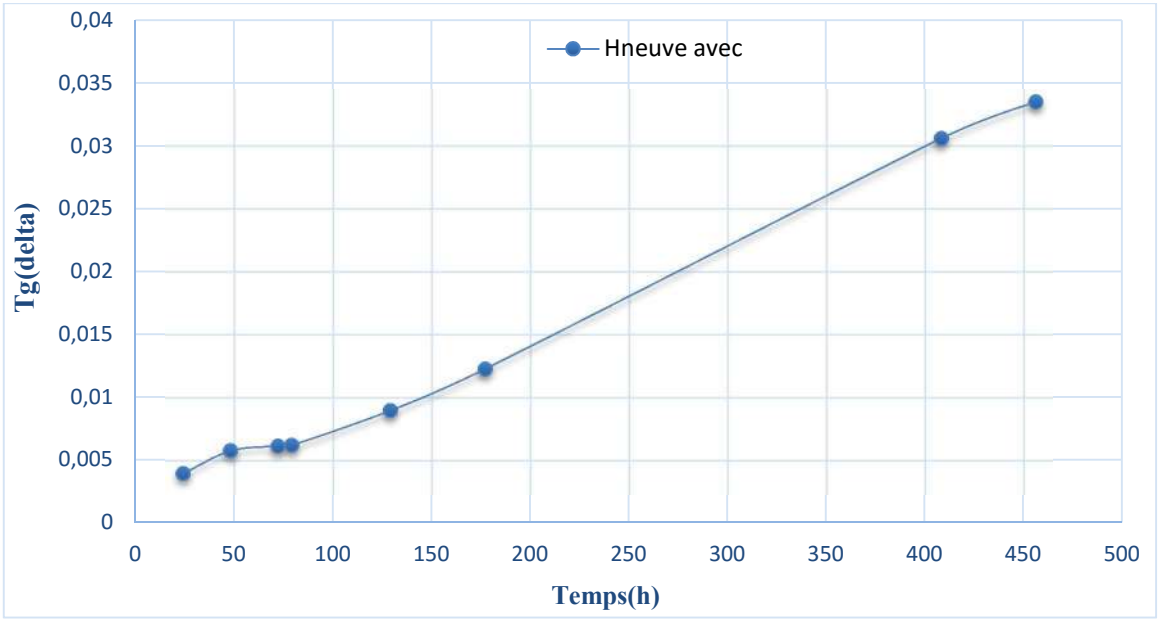


Figure III.12 Variation du facteur de perte diélectrique en fonction du temps pour une huile neuve avec catalyseur

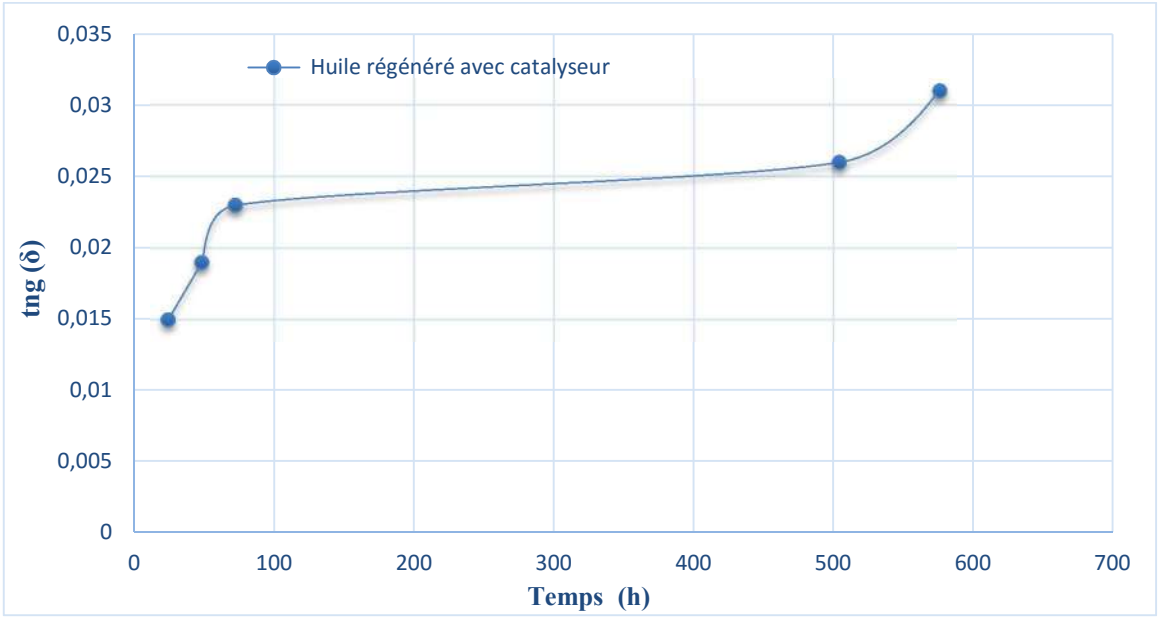


Figure III.13 Variation du facteur de perte diélectrique en fonction du temps pour une huile régénérer avec catalyseur

Les figures III.12 et III.13 illustre les variations du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps pour une température de vieillissement de 120°C. Le facteur de pertes réalise une légère augmentation par rapport à l'état neuve, atteint des valeurs très élevées après un temps de vieillissement relativement court, par exemple il atteint une valeur de 0,03 après juste 504 heures de vieillissement pour l'huile neuve avec catalyseur, et 0.026 pour l'huile régénérée.

La dégradation des huiles neuves apparait plus rapides par rapport aux huiles régénérée ; du point de vue facteur de pertes.

III.3.3.3 Evolution de la résistivité au cours de vieillissement thermique:

Les résultats concernant la variation de la résistivité de l'huile neuve et régénérée avec catalyseur en fonction de temps pour la température de vieillissement 120°C, sont présents dans les figures III.14, et III.15.

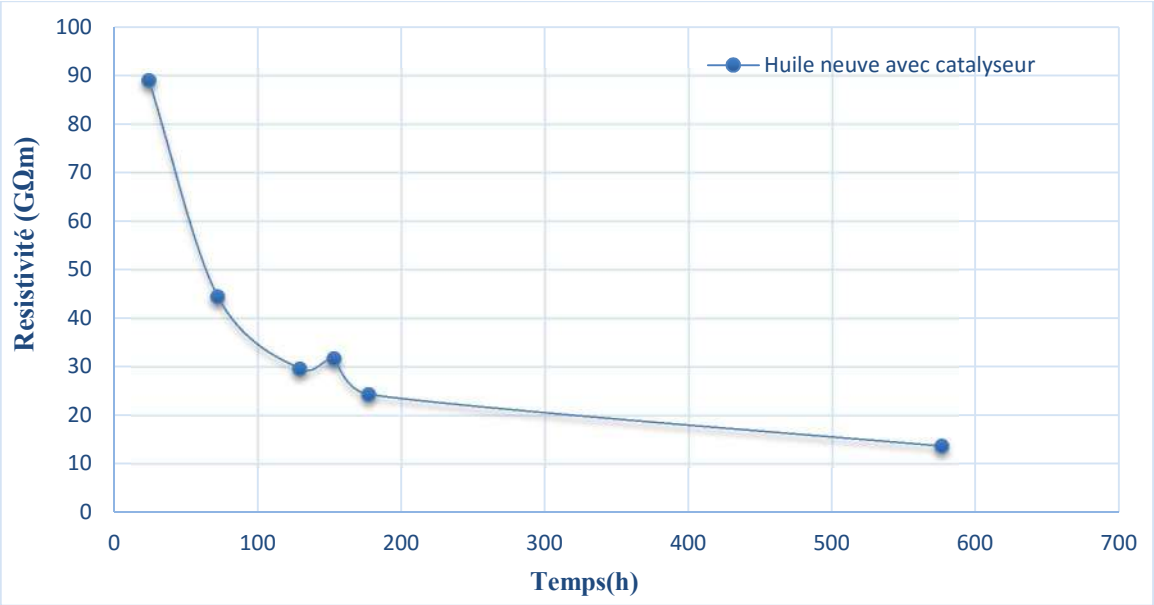


Figure III.14 Variation de la résistivité en fonction du temps pour une huile neuve avec catalyseur.

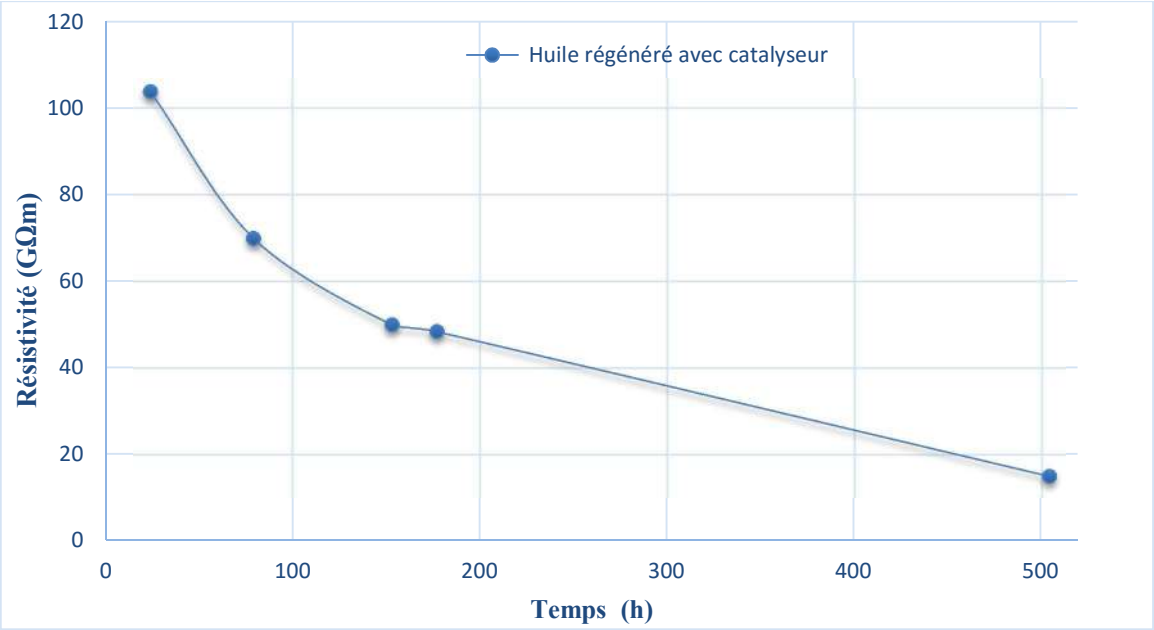


Figure III.15 Variation de la résistivité en fonction du temps pour une huile régénérer avec catalyseur

La résistivité de l'huile diminue en fonction du temps de vieillissement. Elle atteint pour des échantillons de l'huile neuve et régénérée avec catalyseur après 177 heures de vieillissement des valeurs respectives de 24.37 GΩm et 48.4 GΩm.

La décroissance de la résistivité (augmentation de la conductivité) est due à la génération des porteurs de charge causée par des processus de dégradation, et à l'augmentation de la mobilité de ces porteurs au cours du vieillissement.

III.3.4 L'indice de couleur :

III.3.4.1 Mesure de l'indice de couleur :

L'indice de couleur est mesuré selon la norme ASTDM ISO 2049 [17]. L'appareil utilisé pour cette mesure est un spectrophotomètre, de type LOVIBOND- PFX 195, TINTOMETER (Figure III.16). La couleur de l'huile isolante est déterminée en lumière transmise monochromatique, et exprimée par un indice obtenu par affichage numérique.



Figure III.16 Appareil de mesure de la couleur

III.3.4.2 Evolution de l'indice de couleur au cours de vieillissement thermique en présence de catalyseur:

Les résultats concernant la variation de l'indice couleur en fonction de temps pour les huiles neuves et régénérées à une température de vieillissement 120°C, sont présentés dans les figures III.17, et III.18.

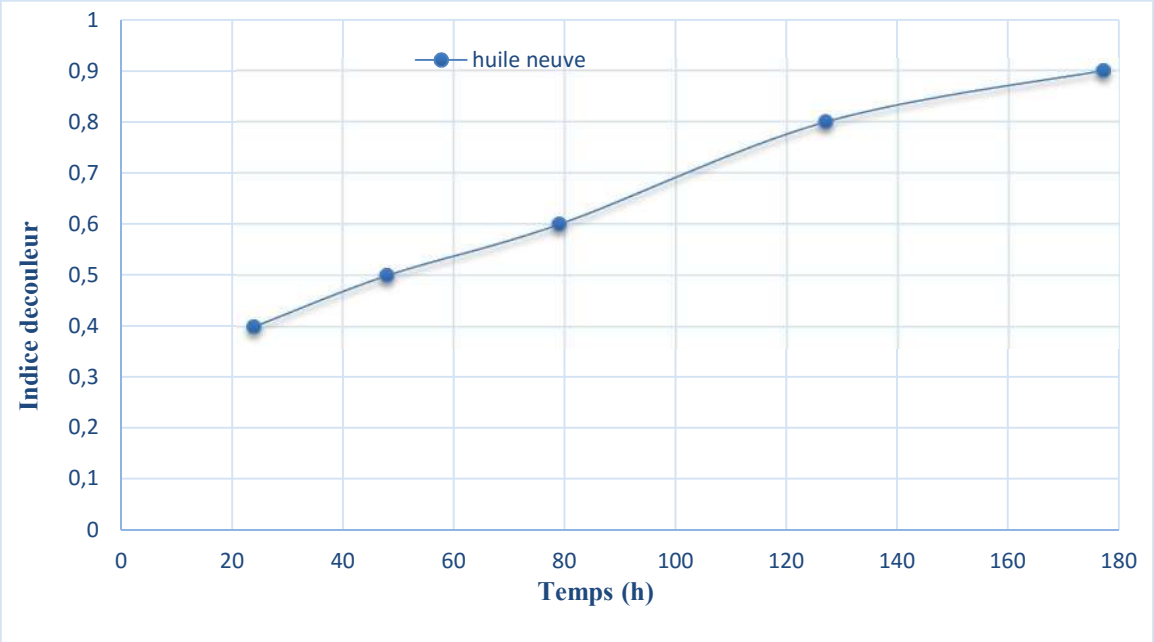


Figure III.17 Variation de l'indice couleur en fonction du temps pour une huile neuve

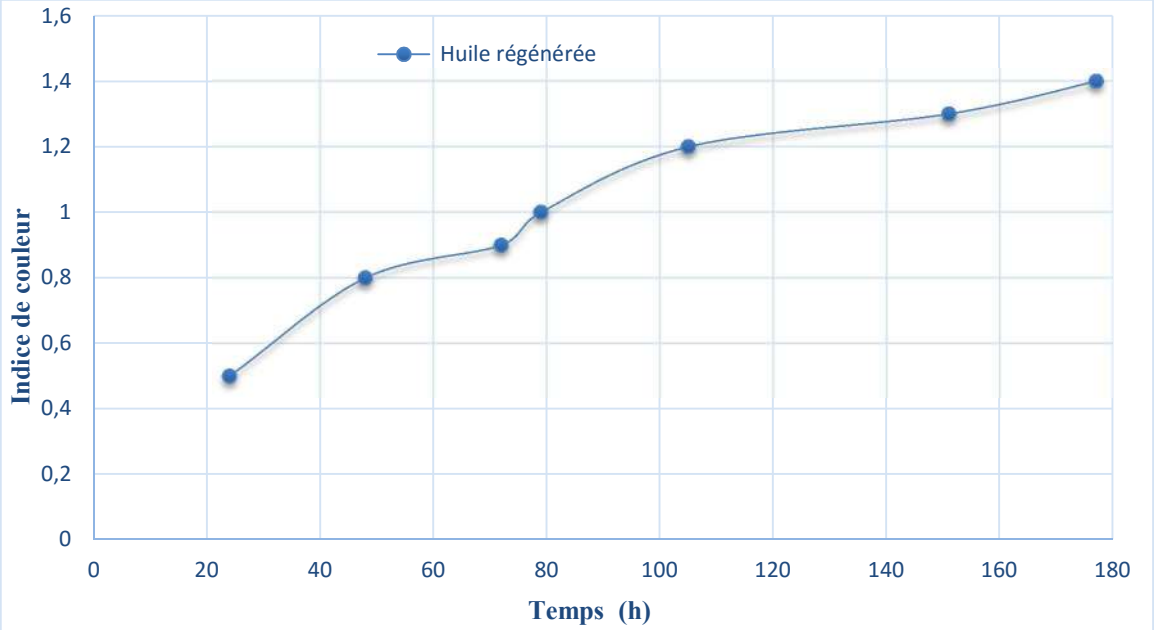


Figure III.18 Variation de l'indice couleur en fonction du temps pour une huile régénéré

On remarque que l'indice couleur augmente en fonction du temps de vieillissement pour les deux types d'huiles neuve et régénéré.

Par exemple, après 177 heures, l'indice de couleur atteint une valeur de 1.4 pour l'huile régénéré, tandis qu'elle n'est que 0.9 pour l'huile neuve.

Il est bien à noter que l'indice de couleur est lié directement à la présence des produits acides après vieillissement.

III.3.5 Permittivité relative εr :

La permittivité relative est mesurée en même temps que le facteur de pertes diélectriques. Nous remarquons que la permittivité relative reste pratiquement constante en fonction du temps pour la température de vieillissement de 120°C après 528 heures de vieillissement.

Les résultats de la variation de permittivité relative εr en fonction de temps, présente des valeurs presque fixes situées entre 1.83 et 2.09 et entre 1.84 et 2.14 respectivement pour huile neuve et régénérée.

La permittivité relative est une caractéristique qui refilée la constitution chimique de l'huile. Cette dernière n'a pas subi des modifications après un vieillissement de 528 heures.

Conclusion :

D'après cette étude, le vieillissement thermique influe considérablement sur les caractéristiques de l'huile. Le facteur de pertes, l'acidité et l'indice couleur augmentent avec le temps de vieillissement. Par contre, la résistivité diminue.

Nous avons vu dans ce chapitre que le vieillissement thermique se traduit par une dégradation progressive des paramètres chimiques et électriques qui déterminent l'état de la capacité d'isolation de l'huile isolante de transformateur de puissance.

Introduction :

Nous avons présenté dans ce chapitre la comparaison entre les paramètres des huiles neuve et régénérée d'après les essais effectués dans laboratoire UTH. Cette comparaison concerne la variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau, pour trois types d'huile : neuve, régénérée et usagée, aussi qu'une comparaison du comportement de différents paramètres tels que : l'indice d'acidité, le facteur de perte et la résistivité durant le vieillissement (en fonction du temps) pour les deux types d'huile, neuve et régénérée.

Enfin nous présentons une corrélation entre l'évolution du facteur de perte en fonction de l'indice d'acidité.

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

La figure IV.1 représente la variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau pour les différents types d'huiles : neuve, régénérée et usagée.

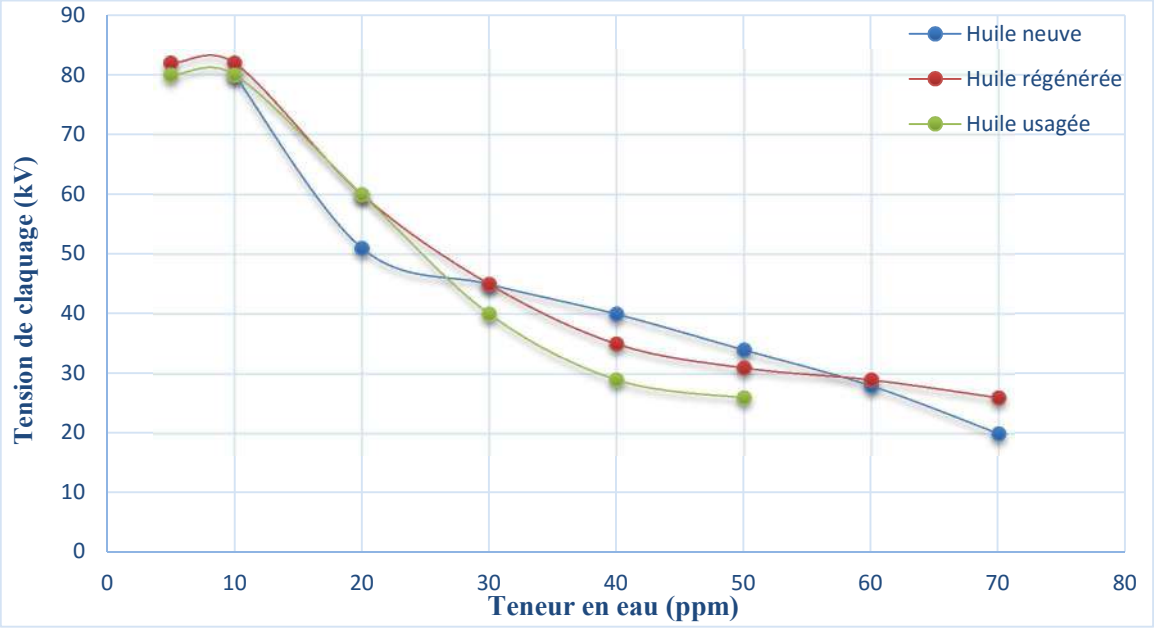


Figure IV.1 La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau des huiles neuve, régénérée et usagée.

D'après la figure IV.1 on peut conclure que la tension de claquage augmente avec la diminution de la teneur en eau, pour les trois types d'huiles (neuve, régénérée et usagée).

Ces résultats confirment le fait que l'eau et le contaminant le plus important qui affecte la rigidité diélectrique, aussi que d'autre paramètre de l'huile isolante.

La présence de gouttes d'eau considérée comme des particules conductrices provoquent des décharge partielles dans l'huile, et par conséquent diminuer le caractéristique d'isolement de l'huile, qui va directement influencer la tension de claquage.

On remarque que la tension de claquage n'est pas influencée par le type d'huile même si son taux de dégradation est élevé, elle est seulement influencée par la variation de la teneur en eau dans l'huile. De ce fait, on peut conclure que la tension de claquage est liée directement à la teneur en eau et uniquement à sa variation.

Cette conclusion est confirmée par les essais de vieillissement, et la variation de la tension de claquage et la teneur en eau en fonction du temps, présentés dans la figure IV.2 et IV.3

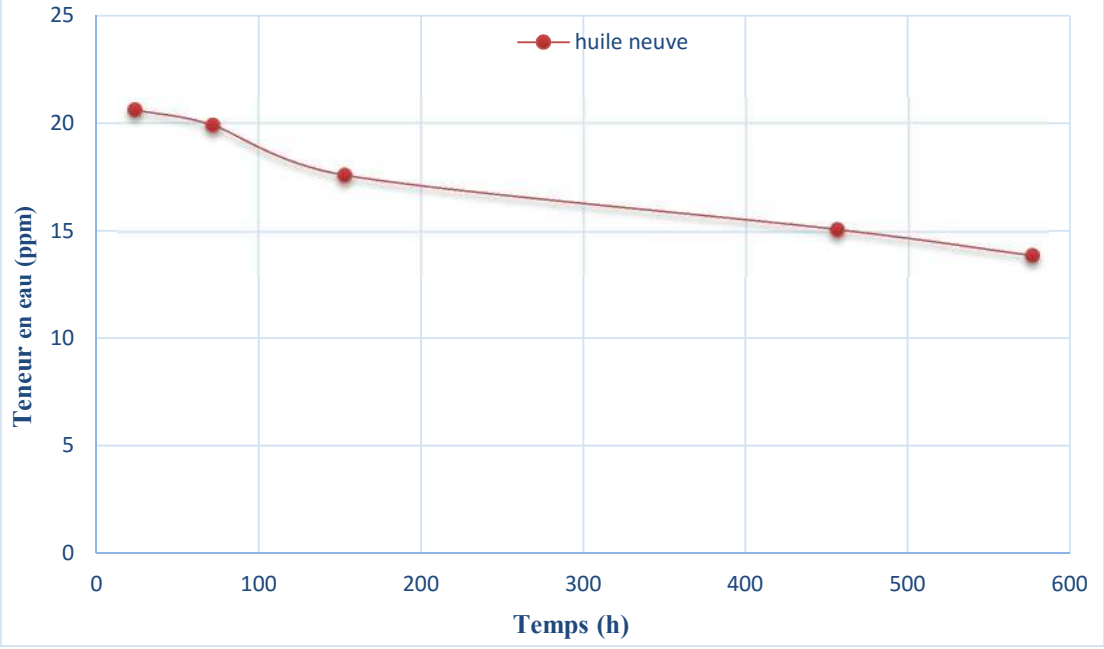


Figure IV.2 Variation de la teneur en eau en fonction du temps pour une huile neuve.

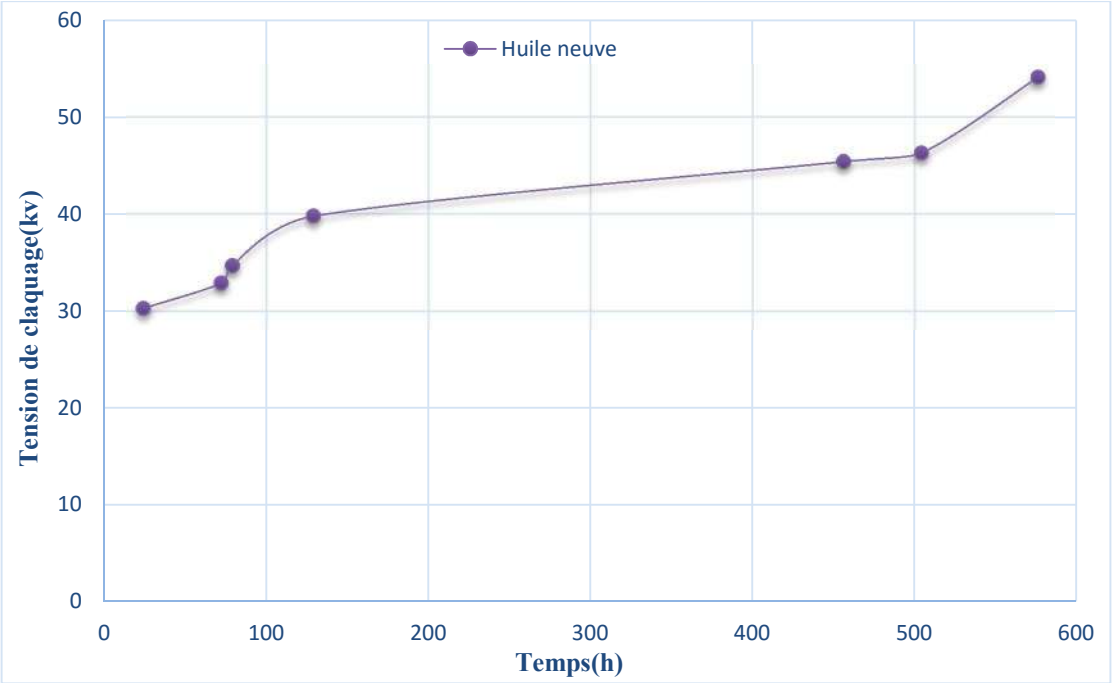


Figure IV.3 Variation de la tension de claquage en fonction du temps pour une huile neuve.

On remarque d'après la figure IV.3 que la tension de claquage augmente en fonction du temps, ce dernier provoque l'augmentation de l'indice d'acidité selon la figure III.1 présentée précédemment. Donc le vieillissement n'a pas influencé directement la tension de claquage.

Cette augmentation est liée directement à la diminution de la teneur en eau en fonction du temps présenté dans la figure IV.2

IV.2 Comparaison du comportement de l'huile neuve et régénérée en fonction du temps :

IV.2.1 Indice d'acidité :

La figure IV.4 illustre la variation de l'indice d'acidité en fonction du temps de vieillissement pour les deux types de l'huile neuve et régénérée.

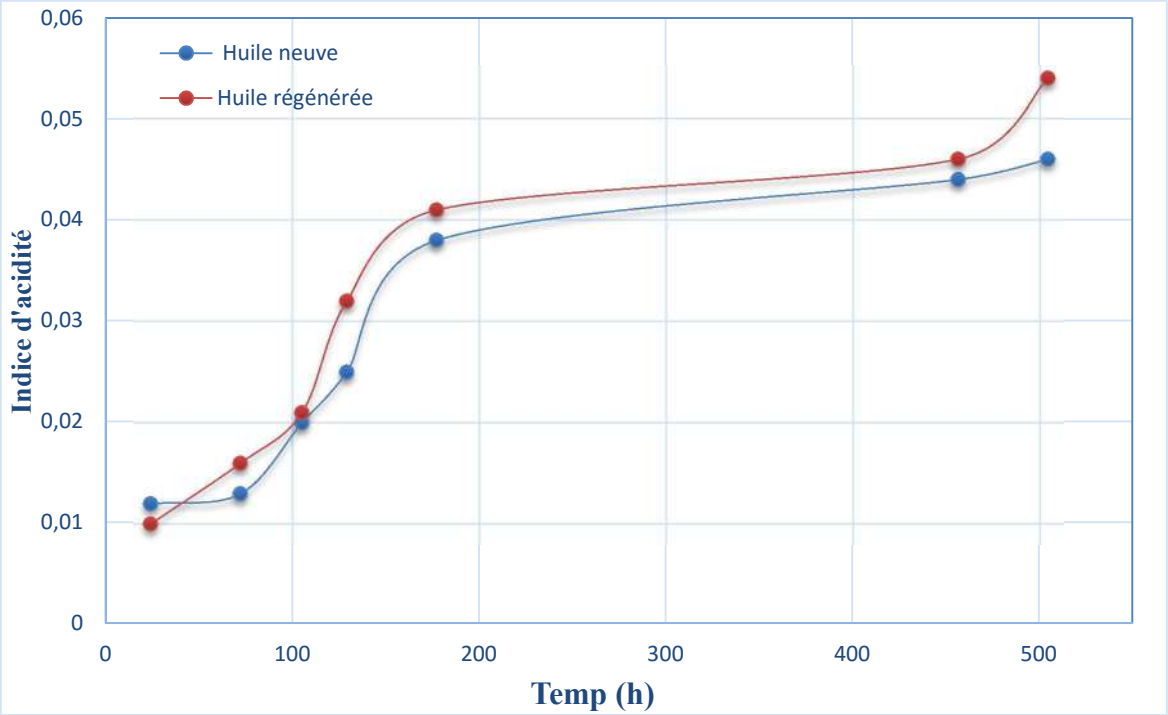


Figure IV.4 Evolution de l'indice d'acidité en fonction du temps pour l'huile neuve et régénérée.

On relève à partir de la figure IV.4 une augmentation presque identique et simultanée de l'indice d'acidité en fonction du temps de vieillissement pour les deux types d'huiles neuve et régénérée.

Au début, l'indice d'acidité pour l'huile régénérée était légèrement inférieur à celui de l'huile neuve, et au cours de vieillissement, il devient légèrement supérieur. Il semble que cet écart devient important au-delà de 500 heures.

IV.2.2 Facteur de perte :

La figure IV.5 représente la superposition de l'allure de l'évolution de facteur de perte pour les huiles neuve et régénérée.

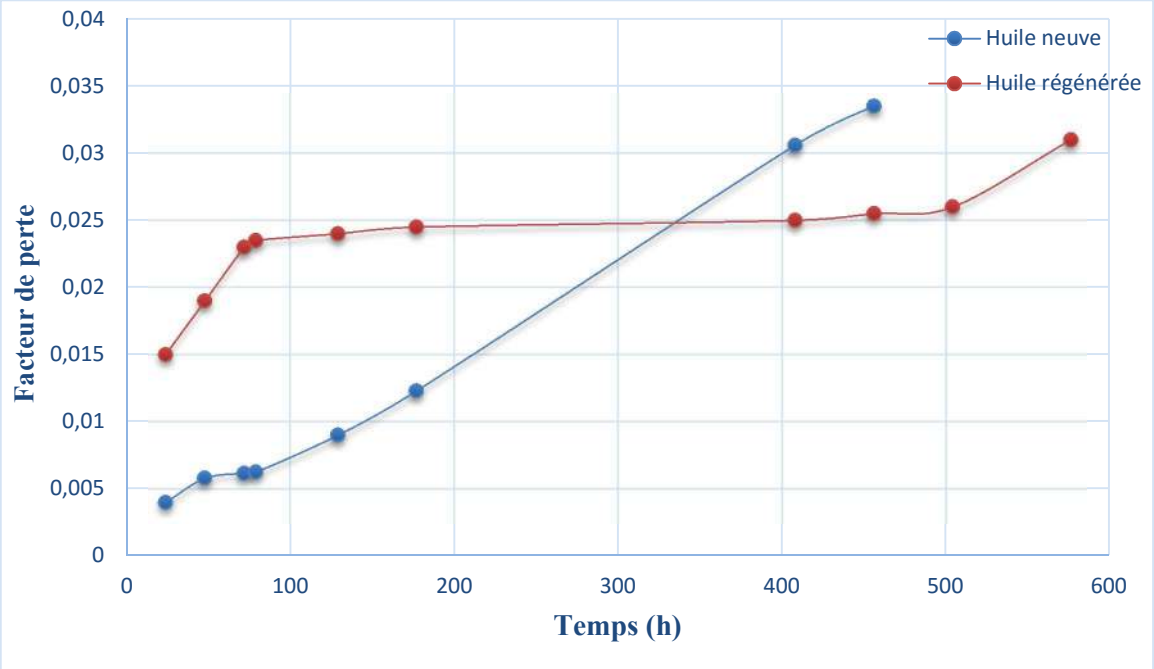


Figure IV.5 Evolution du facteur de perte en fonction du temps pour l'huile neuve et régénérée.

Dans les premières heures du vieillissement, il est clair que le facteur de perte de l'huile neuve est légèrement inférieur à celui de l'huile régénérée, et à la fin de vieillissement, il devient supérieur. On remarque que le facteur de perte pour l'huile régénérée augmente rapidement jusqu'à 80 heure, puis il reste presque constant jusqu'à 500 heure, pour augmenter de nouveau à partir de 500 heure.

Par contre pour l'huile neuve, il est presque constant jusqu'à 80 heure, puis il augmente rapidement.

IV.2.3 La resistivité :

La variation de la résistivité en fonction du temps pour les huiles neuve et régénérée est représentée à la figure IV.6

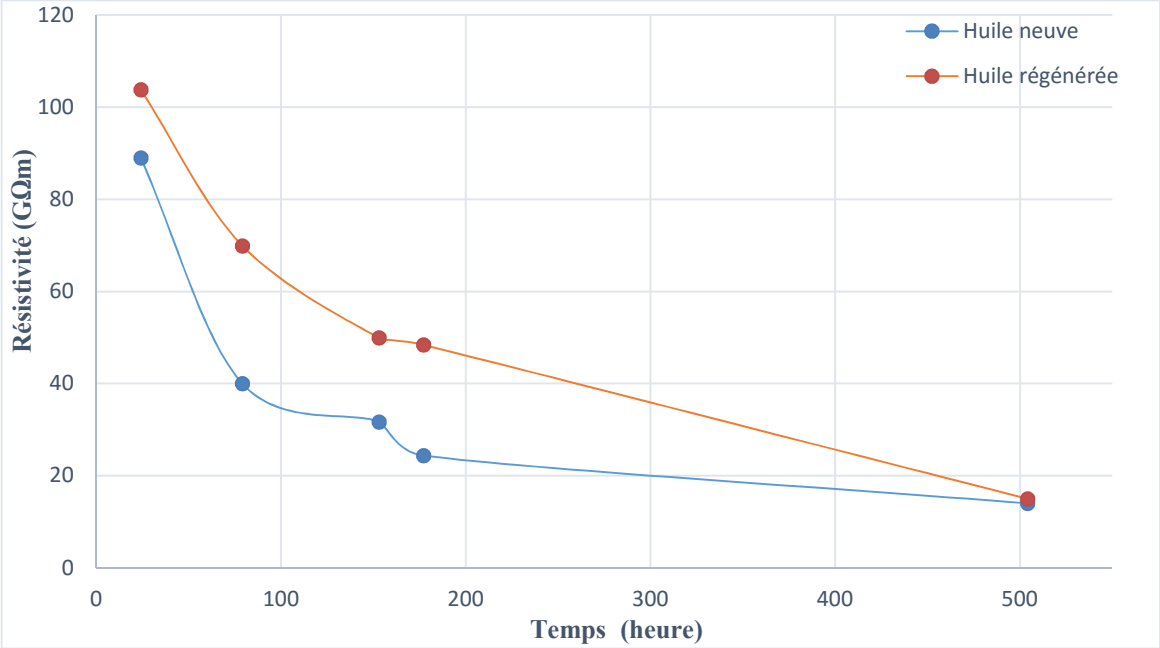


Figure IV.6 Evolution de la résistivité en fonction du temps pour l'huile neuve et régénérée.

D'après la figure, la résistivité diminue d'une façon exponentielle en fonction du temps de vieillissement. Cette diminution est presque identique pour les deux types de l'huile neuve et régénérée, avec des valeurs de la résistivité pour l'huile régénérée plus supérieur à celle de l'huile neuve à cause du séchage. En fin de vieillissement les valeurs deviennent similaires.

Ces résultats coïncident avec la variation du facteur de perte. L'augmentation du facteur de perte avec le temps provoque une augmentation de la conductivité, et inversement la diminution de la résistivité.

IV.3 Le facteur de perte en fonction de l'indice d'acidité :

La figure IV.7 présente la variation de facteur de perte diélectrique en fonction de l'indice d'acidité pour l'huile neuve.

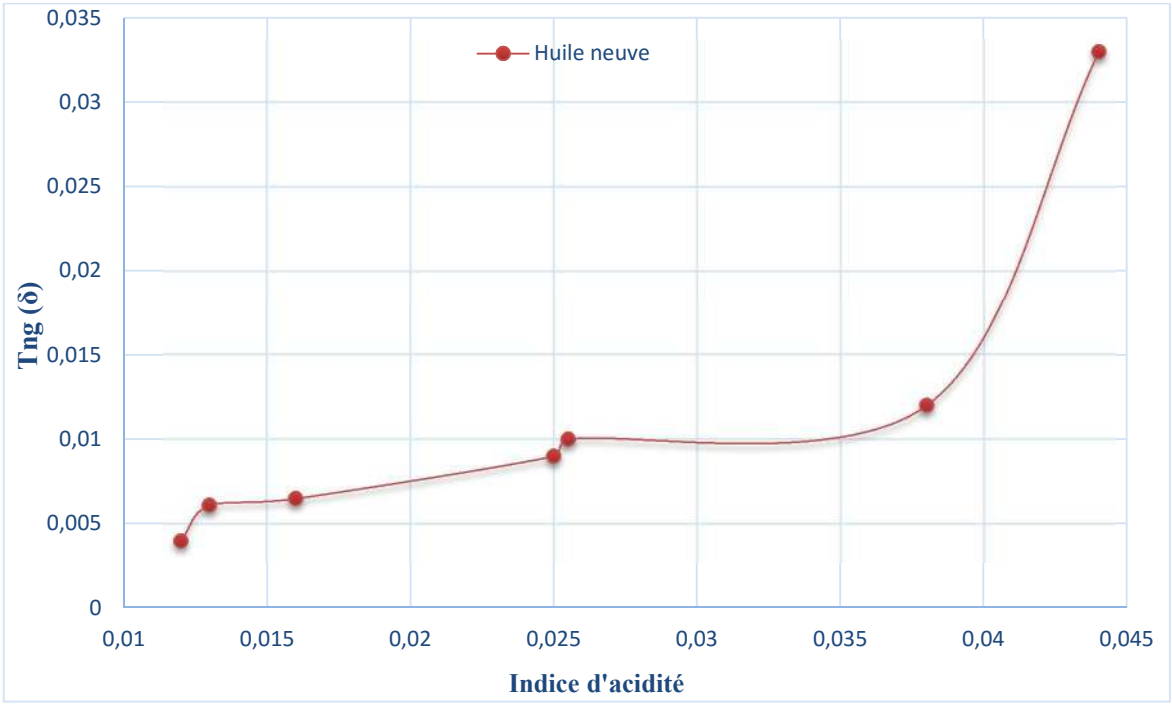


Figure IV.7 Variation de facteur de perte en fonction de l'indice d'acidité.

On remarque d'après la figure que le facteur de perte diélectrique augmente en fonction de l'indice d'acidité. Cette augmentation peut être divisée en deux stades : l'augmentation est lente jusqu'à une valeur de l'indice d'acidité de 0.04 qui est la valeur limite d'une huile dégradé (elle passe 0.04 à 0.012 de tg(δ)), et à partir de 0.04 mg KoH/g, l'augmentation devient rapide.

Pour cet essai de vieillissement, on a remarqué que la teneur en eau n'a pas vraiment varié, elle passe de 10 à 15 ppm (figure IV.2). Cette petite quantité de la teneur en eau n'a pas influencée les caractéristiques de l'huile par rapport à des quantités élevées (figure IV.1). Par conséquent, l'indice d'acidité est le seul facteur qui influence le facteur de perte diélectrique (figure IV.7)

Conclusion :

Dans ce chapitre comparatif nous avons remarqué que la tension de claquage n'est pas influencée par le type d'huile, elle est seulement influencée par la variation de la teneur en eau dans l'huile. De ce fait, on peut conclure que la tension de claquage est liée directement à la teneur en eau et uniquement à sa variation.

On a aussi remarqué d'après les essais de vieillissement thermique que le facteur de perte diélectrique est lié directement à l'indice d'acidité.

Conclusion générale :

L'objectif de notre travail était d'étudier et contrôler la capacité d'isolation de différents types d'huiles (neuves, régénérées et usagées), dans le but de trouver une corrélation entre les caractéristiques chimiques et électriques de l'huile isolante de transformateur de puissance.

L'l'huile isolante a été soumise à différents processus. En premier un traitement physique a été appliqué pour varier la teneur en eau afin d'arriver à des teneurs en eau relativement petit. En suit l'huile est soumise à un vieillissement thermique de 528 heures à une température de 120 °C afin de varier l'indice d'acidité. Les caractéristiques de l'huile ont été mesurées pour les deux processus.

D'après cette étude les résultats suivant peuvent être tirés :

- La présence de l'eau dans l'huile est traduite par une dégradation progressive des paramètres électriques: diminution de la tension de claquage et de la résistivité.
- La tension de claquage est directement influencée par la teneur en eau, ce qui montre la forte liaison entre ces deux paramètres.
- Le vieillissement thermique influe directement les caractéristiques chimiques de l'huile: augmentation de l'indice d'acidité et de l'indice de couleur.
- Les caractéristiques électriques varient considérablement avec le vieillissement thermique : le facteur de perte et la résistivité diminuent.
- Le facteur de pertes est directement influencé par l'indice d'acidité, ce qui confirme une forte liaison entre ces deux paramètres.

Bibliographie :

[1] ABDI SIF-EDDin « Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur ». Thèse de doctorat, **E**cole **N**ationale **P**olytechniques **A**lger2012

[2] 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.

[3] Christophe Perrier « Etude des huiles et des mélanges à base d'huiles minérale pur transformateurs des puissance –recherche d'un mélange optimal », thése de Doctorat **E**cole **C**entrale **de L**yon 2005.

[4] MOULA Belkacem « Comportement de l'huile de transformateur « borak 22 » sous tension alternative 50 hz », thèse de Magister, **E**cole **N**ational **P**olytechnique **A**lger, 2007

[5] I. Fofana, H. Borsi and E. Gokenbakh ; « Fundamental investigations on some transformers liquids under various outdour conditions » ; IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 8, n°6, pp. 1040-1047, December 2001

[6] Norme CEI 60156 « liquide isolant**s** –Détermination de la tension de claquage à haute fréquence » 1995.

[7] Evaluation and Qualification of Electrical Insulation Systems, IES Committee, Tech. Rep .98/60 505/ed.2, 1998.

[8] M. Eklind, « Mineral insulating oils : Functional requirements, specisications and productions » **C**onference Record of the 2006 IEEE International Symposium on électrical insulation, Toronto, Canada, pp. 68-72, 2006.

[9] H.Borsi, E. Gockenbach, B Dolata, « Ester Fluids as Alternative for Mineral Based transformer oil », 16th **I**nternational **C**onference on **D**ielectric **L**iquids ICDL, Poitiers, France, 2008, p.429-43.

[10] Norme ISO 6618 ; « Produits pétroliers et lubrifiants – Détermination de l'indice d'acide ou de l'indice de base – Méthode par titrage en présence d'un indicateur coloré », Février 1997

[11] T .O. Rouse, « Mineral **I**nsulating **O**il in **T**ransformers **»,** IEEE Electrical Insulation Magazine, Volume 14, N°3, pp 6-16, 1998.

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

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

[14] Norme ISO 12185 densité.

[15] Norme CEI 60247 ; « Liquides isolants – Mesure de la permittivité relative, du facteur de dissipation diélectrique (tan δ) et de la résistivité en courant continu», Avril 2004.

[16] AZIZI Mohamed et **DAHMANI Fatima «** Etude de la régénération des huiles des transformateur **»** Thése inginieure,Univercité de Dr. Yahia Fares Médea 2011.

[17] RECOMONDATION ISO 2049 « Produits pétroliers-Détermination de la couleur (échelle ASTDM) » 2eme édition 1996.