

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : MACHINES ELECTRIQUES

Présenté par
Amel NAIT DJOUDI

Thème

Caractérisation de l'huile pour transformateurs en service

Mémoire soutenu publiquement le 29 septembre 2014 devant le jury composé de :

M mohammed MEGHERBI

Pr, UMMTO, Président

Mme Ferroudja BITAM-MEGHERBI

MCA, UMMTO, Rapporteur

M Djamal BELKACEMI

Directeur Unité, Electro-Industries, Co-Rapporteur

Mlle Rahma KACHENOURA

MAA, UMMTO, Examinatrice

M M'hand MEKIOUS

MAA, UMMTO, Examineur

REMERCIEMENTS

Ce mémoire a été proposé et dirigé par Mme MEGHERBI Ferroudja , Maitre de conférence A à l'université de Mouloud Mammeri, qu'il me soit permis de lui exprimer mes plus vifs remerciements pour son encadrement durant ce travail, son aide, ses nombreux conseils et encouragements qu'elle n'a cessé de me prodiguer durant mon cursus .

J'exprime ma gratitude et ma sincère reconnaissance à M. BELKACEMI Djamel, qui malgré ses lourdes responsabilités en tant que Cadre Dirigeant, Directeur de l'Unité Transformateur à Electro-Industries a toujours répondu présent à mes nombreuses sollicitations.

Je remercie M.MEGHERBI Mohammed Professeur à la Faculté de Génie Electrique et d'informatique de l'université de Mouloud Mammeri pour ses encouragements et pour avoir accepté de présider le jury de ma soutenance.

Mes remerciements vont à M^{elle}KACHNOURA et M.MEKIOUS d'avoir accepté d'examiner mon travail.

Mes remerciements vont également à tout le personnel du Laboratoire, de l'Entrée Marchandises du Service Contrôle Qualité UTR d'Electro-Industries qui m'ont aidée à réaliser mes essais avec une grande disponibilité et amabilité.

Un grand merci à mes collègues du département technique de l'Unité Transformateurs d'Electro-Industries pour leur soutien et compréhension.

J'exprime spécialement ma gratitude à mes chers parents qui m'ont toujours encouragée et supportée.

Sommaire

Introduction générale.....	2
----------------------------	---

Chapitre I Propriétés des huiles minérales isolantes

I.1 Introduction.....	3
I.2 Rôle des huiles dans un transformateur	3
I.2.1 Fonction électrique.....	3
I.2.2fonction transfert de chaleur.....	3
I.3 Les différents types de diélectriques liquides	4
I.3.1 L'huile minérale isolante	4
a) Composition chimique des huiles minérales.....	4
a.1 Huiles Paraffiniques	4
a.2 Les huiles Naphténiques.....	4
a.3 Famille Aromatique	4
Les PCP (Polychlorobiphényles)	6
I.3.2 Les huiles silicones.....	6
I.3.3 Les huiles végétales (esters naturels).....	6
I.4 Choix du type d'huile.....	6
I.4.1 Classification des huiles pour transformateurs selon la CEI 60296	7
I.5 Propriétés des huiles minérales isolantes.....	7
I.5.1 Propriétés électriques.....	7
a) La permittivité	7
b) La résistivité / conductivité	8
c) Facteur de pertes diélectriques tan	8
d) Rigidité diélectrique et tension de claquage.....	10
I.5.2 Propriétés physico chimiques	10
a) Couleur et aspect.....	10
b)La densité	11
c) Le point d'écoulement	11
d) Point d'éclair et de feu	11
e) La viscosité.....	11
f) Teneur en eau	11
g) Indice de neutralisation	12

Sommaire

h) Tension interfaciale	12
i) Corrosion.....	12
I.6. Influence des composés poly cycliques aromatiques sur le gassing et sur la tenue.....	12
I.6.1. Tendance au gassing.....	13
I.6.2. Tenue aux chocs de foudre	13
I.6.3. Tendance à la charge électrostatique	13
I.7. Compatibilité de différentes huiles	14
I.8. Hygiène et Sécurité	14

Chapitre II Mécanismes de claquage et facteurs d'influence

II.1 Introduction	17
II.2 L'essai de la tension de claquage	17
II.3 Mécanisme de claquage dans les huiles isolantes	17
II.3.1 Le claquage électronique	18
II.3.1.1 Le claquage par avalanche	18
II.3.3. Claquage pratique	20
II.4 Notion de décharges partielles	20
II.5 Les facteurs d'influence sur les tests diélectriques	20
II.5.1 Facteurs déterminants en tests industriels.....	21
a) La température	21
b) La pression.....	22
c) L'hygrométrie.....	22
II.5.2 Influence de ces paramètres sur la tension de rupture des huiles de transformateurs	22
a) Influence de la température.....	22
b) Influence de la pression	24
c) Influence de l'hygrométrie	25

Chapitre III vieillissement des huiles minérales

III.1 Introduction	27
III.2 Les causes de vieillissement des huiles isolantes.....	27
III.2.1 Oxydation de l'huile minérale	28

Sommaire

a) Mécanisme d'oxydation et conséquences.....	29
b) Inhibiteurs d'oxydation.....	30
c) Mesure de l'oxydation de l'huile.....	30
III.2.2 L'humidité	30
La teneur en eau.....	30
Interaction papier/huile.....	31
III.3.3 Autres causes du vieillissement.....	32
a) Les decharges partielles	32
b) La temperature	32
III.4 Diagnostic des transformateurs en service	33
III.4.1 Caractéristiques à analyser et justification des analyses	33
a) Couleur et aspect.....	33
b) Tension de claquage.....	33
c) Teneur en eau.....	34
d) Indice de neutralisation	34
e) Facteur de dissipation électriques et/ou résistivité au courant continu.....	34
f) La tension interfaciale.....	34
III.4.2 Analyse des gaz dissouts dans l'huile et de la teneur en furfuraldehide.....	34
III.4.3 Polychlorobiphényle (PCB).....	35
III.5 Fréquence des analyses	35
III.6 Impact sur l'environnement	36
III.7 Régénération des huiles usagées	36
III.7 Conclusion.....	36

Chapitre IV Etude expérimentale

IV. 1 Introduction.....	37
IV.2 Vieillesse électrique et tension de claquage	37
IV.2.1 Echantillonnage	37
IV.2.2 Dispositif d'essai de la tension de claquage.....	37
IV.2.3 Procédure de l'essai	39
a) Echantillon 1.....	40
b) Echantillon 2	40

Sommaire

IV.2.4 Interprétation des résultats.....	41
IV.2.5 Conclusions	42
I.3.1 Aspect et couleur des huiles prélevées	43
IV.3.2 Tension de claquage	43
IV.3.3 Observation :	44
IV.3.4 Acidité ou indice de neutralisation.....	44
a) Descriptif de l'essai.....	44
b) Résultats obtenus	45
c) Interprétation des résultats	45
IV.3.3 Courants de Conduction	45
a) Dispositif d'essai.....	46
b) Résultats obtenus	46
c) Interprétation des résultats	48
IV.3.4 Viscosité et point d'écoulement	49
a) Descriptif de l'essai.....	49
b) Résultats obtenus.....	50
IV.3.5 Point d'éclair	51
a) Méthode d'essai	51
b) Résultats d'essais.....	52
Conclusion générale	54
Bibliographie.....	55

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

Ces liquides permettent d'assurer aussi bien l'isolation électrique (par imprégnation des isolants solides, cellulosiques) que thermique puisqu'ils ont de bonnes propriétés de dissipation de chaleur comparés aux isolants solides et gazeux. L'huile minérale constitue le liquide le plus communément employé dans les transformateurs de puissance d'une part pour ses propriétés chimiques et d'autre part pour son faible coût. En revanche, les liquides diélectriques présentent une grande inflammabilité, c'est pour cela que les polychlorobiphényles (PCB) ont été utilisés comme diélectriques isolants jusqu'à la fin des années 1970 où ils sont reconnus comme produits dangereux et nuisibles à l'environnement car ils sont source de dioxines lors de la combustion, même incomplète. Ainsi, les huiles minérales restent les seules à être utilisées dans les transformateurs de puissance. Par ailleurs, de nouveaux liquides de synthèse à basse inflammabilité telles que les huiles silicones ou esters synthétiques ont été mis au point pour remplacer les PCB mais leur utilisation reste limitée de par leur coût élevé.

Afin de garantir les performances d'un transformateur et augmenter sa durée de vie, les constructeurs misent d'une part, sur la qualité du système isolant et l'exploitant d'autre part, veille au bon fonctionnement et à la maintenance régulière du produit.

Les huiles minérales isolantes des transformateurs voient leurs caractéristiques changées suite à des phénomènes d'oxydation et des décharges plus ou moins avancés dus principalement aux conditions d'exploitation ou atmosphériques. L'altération des propriétés des huiles isolantes est un phénomène inévitable et irréversible.

L'objectif de ce mémoire est la caractérisation de l'huile de remplissage des transformateurs de puissance en service. Dans la première partie, nous nous intéressons à l'étude de la tension de claquage sous l'effet d'un vieillissement électrique. Les tensions de claquage sont mesurées à l'aide d'un spintermètre au niveau du laboratoire d'Electro-Industries dans des conditions normales d'essais. Le processus étant très lent et ne simulant pas les conditions d'un vieillissement naturel d'huile, la deuxième partie de l'étude porte sur l'évolution de la tension de claquage, la conduction, l'indice de neutralisation et de la viscosité à travers des essais effectués sur des échantillons d'huile prélevés de transformateurs dont les temps de mise en service varient entre 5 et 7 ans. Les caractéristiques sont comparées à celles d'une huile neuve traitée par des

procédés de dégazage et de séchage, procédure habituelle effectuée sur toute huile servant au remplissage des transformateurs.

Le présent mémoire est divisé en quatre chapitres, dans le premier, nous présentons brièvement les caractéristiques principales d'une huile isolante régie par la norme CEI60 296. Nous exposons ensuite l'essai de la tension de claquage et les différents paramètres influant sur ce phénomène. Dans le troisième chapitre, nous évoquons la notion du vieillissement naturel des huiles de transformateurs. Enfin, dans le quatrième chapitre nous présentons et nous discutons les différents résultats obtenus suite aux différents essais effectués. Nous terminons notre mémoire par une conclusion générale.

I.1 Introduction

Les transformateurs de puissance sont immergés dans l'huile afin d'assurer une isolation électrique efficace par imprégnation de l'isolation cellulosique et de réaliser une bonne évacuation de la chaleur générée par la partie active (circuit magnétique et bobinage) vers l'extérieur. Des propriétés physico-chimiques satisfaisantes, une bonne compatibilité avec les isolants solides et un faible coût font de l'huile minérale le diélectrique adéquat pour les transformateurs électriques.

I.2 Rôle des huiles dans un transformateur

I.2.1 Fonction diélectrique

Dans la partie active d'un transformateur, l'isolation entre les éléments portés à des potentiels électriques différents est assurée:

- Soit par un diélectrique liquide, exemple des pièces métalliques telles les pièces de connexions.
- Soit par un isolant solide, généralement du papier imprégné, c'est le cas de spires voisines des enroulements primaire et secondaires ou les plaques de papier imprégnées séparant deux enroulement de tensions différentes.

II.2.2 Fonction transfert de chaleur

Bien que les transformateurs électriques présentent un excellent rendement, ils n'échappent pas à la perte d'énergie qui accompagne toute conversion. L'énergie perdue se dissipe sous forme de chaleur. L'évacuation de la chaleur vers l'extérieur nécessite une connaissance de l'élévation maximale des températures des différents éléments du transformateur afin d'assurer un équilibre entre la vitesse de production et d'évacuation de la chaleur. La chaleur à évacuer est véhiculée par circulation naturelle ou forcée de l'huile. Un dispositif de refroidissement bien dimensionné permet d'éviter la formation de points chauds grâce à une circulation importante et bien régulée. Le refroidissement se fait par convection et par conduction thermique.

Les principales caractéristiques qui permettent de juger de l'aptitude d'une huile à évacuer la chaleur sont la viscosité, la conductivité thermique et la chaleur spécifique.

I.3 Les différents types de diélectriques liquides

Il existe trois types de liquides isolants : les huiles végétales (produits naturels), les huiles minérales (à base de produits pétroliers raffinés), les liquides de synthèse (les huiles silicones). Ce classement est lié à leur ordre chronologique d'apparition dans les applications électrotechniques.

I.3.1 L'huile minérale isolante

C'est un liquide isolant obtenu à partir du pétrole brut par des procédés spécifiques. L'huile minérale est le diélectrique le plus répandu et le plus largement utilisé dans l'industrie électrique tels les transformateurs BT/MT et appareils de coupure pour ses bonnes propriétés diélectriques et de transfert de chaleur, sa bonne compatibilité avec les isolants cellulose et son faible coût.

a) Composition chimique des huiles minérales[1]

Mélange complexe d'hydrocarbures issus du pétrole brut : raffinage par distillation sous vide suivi de traitements spécifiques chimiquement. Ces huiles sont constituées de trois principales familles d'hydrocarbures : paraffinique, naphthénique et aromatique.

La figure 1 représente les différents constituants des huiles minérales

a.1 Huiles Paraffiniques

Elles sont issues des hydrocarbures de type Alcanes : molécules à liaisons saturées (-C-C-) à chaîne ouverte ou ramifiée. Ces huiles sont constituées majoritairement de paraffine (Alcanes).

a.2 Les huiles Naphténiques

Elles sont issues d'hydrocarbures saturés à structure moléculaire cyclique (naphtènes) avec une longue chaîne paraffinique. Ce type d'huile possède une assez bonne résistance à l'oxydation et un bas point d'écoulement

a.3 Famille Aromatique

C'est une famille d'hydrocarbures à noyau benzénique, composés facilement oxydables et très volatils. Ces constitutions sont indésirables dans la formulation des huiles de bonne qualité et ils sont généralement éliminés lors de la fabrication des huiles de base.

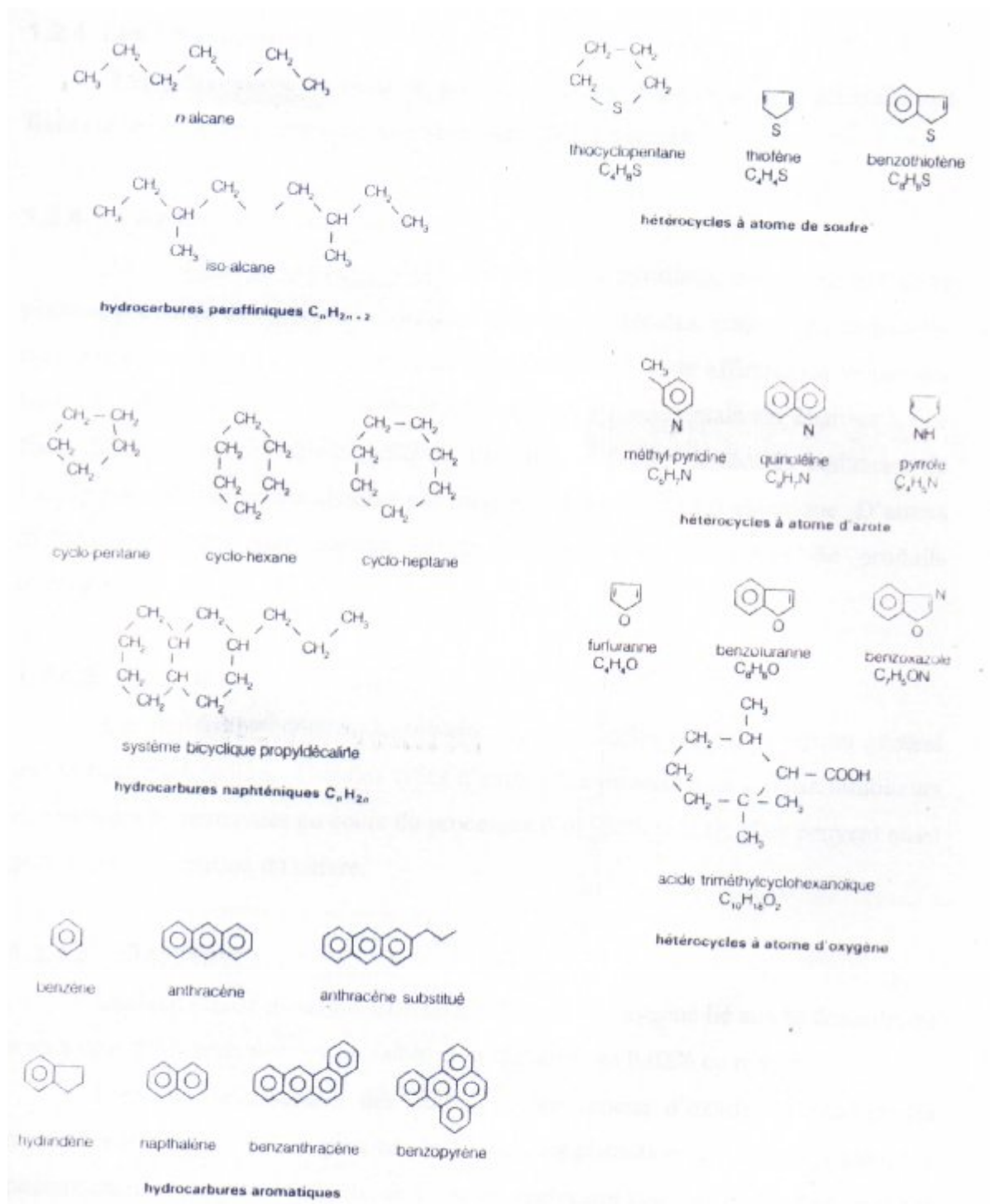


Figure 1.1 Structures chimiques des huiles minérales isolantes.[4]

➤ **Les PCB (Polychlorobiphényles) :**[2]

Ce sont des dérivés aromatiques chlorés et ce sont des produits de synthèse plus connus sous le nom de pyralènes ou Askarels. Pendant longtemps, ils ont été utilisés comme diélectriques de refroidissement des transformateurs. En plus de leurs propriétés diélectriques, ils sont ininflammables et ne présentent pas de point d'éclair et possèdent une bonne stabilisation à l'oxydation. Les PCB sont non biodégradables et leur décomposition à haute température (ou explosion) produit de la dioxine : substance extrêmement toxique. Actuellement, les PCB sont classés comme produits dangereux et polluants et leur utilisation est interdite.

I.3.2 Les huiles silicones

Les huiles silicone présentent les Caractéristiques principales suivantes :

- Point de feu et point d'éclair (>300 °C) plus élevés que pour l'huile minérale.
- Viscosité supérieure à celle de l'huile minérale pour une température donnée.
- Très bonne stabilité thermique.

I.3.3 Les huiles végétales (esters naturels)

Les huiles végétales sont produites à base d'esters naturels dont la composition chimique est simple (quelques dizaines de molécules). Les principales caractéristiques des liquides de cette famille sont la résistance au feu, la solubilité élevée de l'eau, une toxicité faible et une biodégradabilité élevée (due notamment à une faible résistance à l'oxydation et à l'hydrolyse). Il a été montré que les huiles végétales comme l'huile de colza, l'huile de palme ou l'huile de coco peuvent satisfaire les spécifications exigées pour certaines applications électriques. Ainsi, pour des raisons autant écologiques qu'économiques ou techniques, des tentatives ont été faites pour utiliser des huiles végétales à la place de l'huile minérale dans les transformateurs basse et moyenne tensions. De nombreux prototypes de transformateurs de distribution ont été réalisés avec succès. Leur utilisation dans les transformateurs de puissance suscite actuellement de nombreuses études.

I.4 Choix du type d'huile

Le choix du type d'huile repose sur plusieurs paramètres :

- Type de transformateur (hermétique ou respirant).
- Stabilité à l'oxydation et stabilité à la corrosion.

- Les conditions d'exploitation en général

I.4.1 Classification des huiles pour transformateurs selon la CEI 60296

Les huiles pour transformateurs selon la CEI 60296 sont classées en trois groupes, selon leur teneur en inhibiteur [2]:

- Les huiles pour transformateurs noninhibées, signalées par la lettre U.
- Les huiles pour transformateurs faiblementinhibées, signalées par la lettre T.
- Les huiles pour transformateurs inhibées, signalées par la lettre I.

I.5 Propriétés des huiles minérales isolantes

Les caractéristiques et les propriétés d'une huileminérale isolante peuvent être classées en plusieurs catégories. Les huiles isolantes pour transformateurs, quelque soit leur type, doivent toujours répondre à plusieurs critères électriques et physiques pour assurer l'isolation électrique et le transfert de chaleur.

I.5.1 Propriétés électriques

Les propriétés électriques des liquides dépendent de leur formulation (composition, constitution moléculaire,...etc.) et de leurs conditions d'utilisation ou conditionnement. Il faut comprendre l'élimination de tout ce qui ne constitue pas le liquide lui-même : résidus de synthèse, particules, gaz, molécules d'eau. Ces impuretés peuvent être plus ou moins éliminées par des opérations de traitement qui comprennent des phases de déshydratation et de dégazage sous vide et à des températures bien déterminées , ainsi que des opérations de filtrage de l'ordre du micromètre.

La permittivité relative , la résistivité , le facteur de pertes $\tan \delta$ et la rigidité diélectrique sont les caractéristiques électriques principales d'une huile isolante. Outre la structure du liquide et son conditionnement ses propriétés dépendent de la tension appliquée, de la fréquence et de la température.

a) La permittivité [6]

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

$$\epsilon = \epsilon_0 \epsilon_r \quad (I.1)$$

Où :

est la permittivité absolue de l'huile.

est la permittivité du vide avec $\epsilon_0 = 8,85 \text{ pF/m}$.

est la permittivité relative de l'huile sans unité.

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 à vide C_0

$$\epsilon_r = \frac{C_p}{C_0} \quad (1.2)$$

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'une huile.

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 ($\epsilon_r > 2,5$) des liquides peu polaires ou non polaires ($1,5 \leq \epsilon_r \leq 2,5$) comme l'huile minérale.

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 plus faible. En général, pour les liquides isolants utilisés dans l'industrie et notamment les huiles minérales, la constante diélectrique est comprise entre 2 et 5.

b) La résistivité / conductivité

Pour être isolant électrique, l'huile doit conduire le moins possible le courant électrique lorsque une tension lui est appliquée. Sa conductivité doit donc être la plus faible possible, ou à l'inverse sa résistivité ($\Omega \cdot \text{m}$) la plus forte possible.

Avec :

$$\rho = \frac{1}{\sigma} \quad (1.3)$$

La résistivité est une propriété fortement dépendante du conditionnement. Ainsi, la résistivité d'une huile est influencée par la présence d'impuretés (poussières, particules, gaz, humidité) lesquelles, même en quantités très faibles (quelques ppm), influent sur les valeurs mesurées.

c) Facteur de pertes diélectriques $\tan \delta$ [2]

C'est un facteur exprimant les pertes d'énergie dissipées dans le liquide diélectrique lorsqu'il est soumis à un champ électrique. Ces pertes sont dues aux courants de fuite qui traversent le diélectrique. Le facteur de dissipation diélectrique est une valeur adimensionnelle et

directement liée à la résistivité et à la permittivité en tension alternative. La présentation des pertes diélectriques par un schéma équivalent (condensateur C et résistance R en parallèle) permet d'avoir :

$$\tan \delta = \frac{1}{\omega RC} \quad (I.4)$$

Pour un isolant parfait, c'est-à-dire $\delta = 0$, la différence de phase entre la tension appliquée et le courant qui en résulte est $-\pi/2$. Le facteur de dissipation se définit comme la tangente de l'angle de pertes, 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, $\phi = \pi/2 - \delta$, où δ est appelé angle de pertes (complémentaire de l'angle de déphasage entre le courant et la tension). Plus δ est élevé plus les pertes diélectriques sont élevées. La figure 1.2 est une représentation schématique de l'angle de pertes.

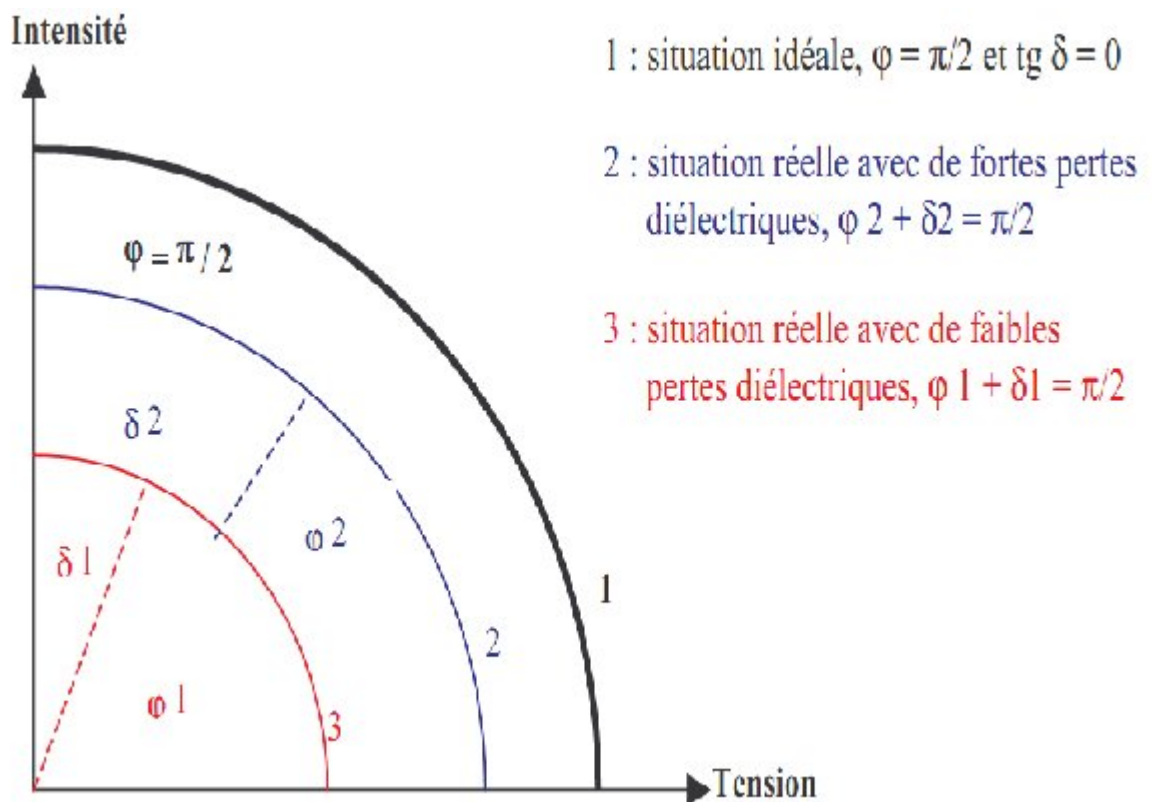


Figure 1.2 Représentations schématiques de l'angle de pertes [6]

d) Rigidité diélectrique et tension de claquage [6]

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

$$E = \frac{U_c}{e} \quad (I.5)$$

Où

E_c est la rigidité en kV/mm

U_c est la tension de claquage

e est la distance entre les électrodes en mm

On parle souvent de tension de claquage, surtout en milieu industriel, lorsqu'il s'agit de définir la tenue diélectrique d'un matériau.

Dans les liquides, le claquage est le résultat de l'initiation puis de la propagation d'un streamer d'une électrode à l'autre. Le déclenchement de ce phénomène dépend en plus des caractéristiques de l'huile et des conditions atmosphériques de l'essai et du conditionnement. Il dépend aussi de l'état de surface, de la géométrie des électrodes ainsi que de la forme de la tension et des impuretés pouvant se trouver dans l'huile.

La méthode normale de spécification de la tension de claquage en courant alternatif est la norme CEI 60156. Dans cette méthode, les électrodes sont sphériques ou hémisphériques et placées à une distance 2,5mm et la tension est en rampe augmentant de 2 kV par seconde jusqu'au claquage[3]. Même une huile faiblement raffinée peut présenter une tension de claquage élevée. Cette méthode ne nous apporte donc aucune information concernant le raffinage de l'huile. L'élimination de l'eau et des particules peut conférer à toute huile une tension de claquage de plus de 70kV dans les conditions précitées.

I.5.2 Propriétés physico chimiques [2],[1]**a) Couleur et aspect**

La couleur et l'aspect d'une huile minérale sont des facteurs révélateurs surtout quand il s'agit d'une huile déjà en service. Une couleur sombre indique que le processus de dégradation de l'huile est entamé. Une mauvaise odeur, quant à elle, prouve l'amorçage d'arcs électriques ayant abouti à un claquage partiel de l'huile.

b) La densité

La densité des huiles isolantes est le rapport de deux poids d'un même volume d'huile et d'eau. Déterminée dans des conditions spécifiques de température, sa valeur est inférieure à celle de l'eau et dans les régions froides elle doit être la plus faible possible pour éviter la formation de glace à la surface.

c) Le point d'écoulement

C'est une caractéristique physique liée à la nature des composants chimiques de l'huile. Elle se traduit par la température (en °C) la plus basse à laquelle l'huile s'écoule encore.

d) Point d'éclair et de feu

C'est la température la plus basse (en °C) à laquelle les vapeurs émises par une huile chauffée forment avec l'air un mélange inflammable à l'approche d'une flamme ou d'une étincelle.

e) La viscosité

Exprimée en mm^2/s , elle constitue la résistance de l'huile au mouvement dans des conditions spécifiques de température. Elle a une grande influence sur l'efficacité de l'échange thermique. Plus la viscosité est basse, mieux est la circulation d'huile et l'évacuation de chaleur plus efficace.

f) Teneur en eau

Une faible teneur en eau est nécessaire pour obtenir une tension de claquage adéquate et des pertes par dissipation réduites. Pour éviter l'apparition d'eau libre dans l'huile, il convient que les huiles isolantes neuves aient une teneur en eau limitée. Cependant, il y a lieu de noter que la présence d'humidité dans l'huile renseigne aussi sur l'état des composants celluloses, c'est-à-dire les papiers présents dans le transformateur. Si nous tenons compte du fait que l'apparition d'eau dans les papiers d'isolation est révélatrice de leur état, nous comprenons mieux l'utilité des tests portant sur des échantillons d'huile prélevés dans des transformateurs en service.

g) Indice de neutralisation

L'indice de neutralisation exprime la quantité des composants acides contenue dans l'huile. En fait, il mesure la quantité d'une substance basique, en l'occurrence KOH (hydroxyde de potassium), nécessaire pour rendre l'huile neutre. Une valeur élevée ou croissante indique que l'huile a commencé à se dégrader par un processus d'oxydation. Cette valeur élevée peut provoquer des problèmes de corrosion. L'acidité génère aussi des ions qui accroissent la conductivité et peut même donner lieu à des processus de saponification pouvant affecter les propriétés diélectriques de l'huile.

h) Tension interfaciale

C'est la force nécessaire pour rompre le mince film qui sert d'interface entre l'huile et l'eau. Sa mesure est très délicate, mais elle peut, en association avec le facteur de dissipation diélectrique, donner un signal d'avertissement précoce de début de dégradation d'une huile. Le tableau I.1 représente l'influence du conditionnement de l'huile minérale sur quelques paramètres

Tableau I.1 Influence du conditionnement des huiles

Nature d'huile	tg δ	Tension interfaciale mN/m	Teneur en eau ppm
Huile exposée à la lumière et stockée dans des flacons de verre non teinté	0,0031	36	50
Huile exposée à la lumière et stockée dans des flacons en aluminium	0,0010	44	18

i) Corrosion

Dans la norme CEI 60 296, la méthode d'évaluation consiste à plonger une lame de cuivre ou d'argent dans l'huile à 140 °C pendant 19h. La méthode consiste à analyser le taux du soufre qui ne doit pas être détectable par les lames

I.6. Influence des composés poly cycliques aromatiques sur le gassing et sur la tenue aux chocs de foudre [1] ,[2] .

I.6.1. Tendance au gassing

Un certain dégagement gazeux (gassing) se produit toujours dans une huile diélectrique lorsqu'elle est exposée à des décharges partielles. Ce phénomène est dû au fait que certaines molécules atteignent un niveau énergétique tellement élevé que des fragments se détachent de ces molécules. Les fragments observés dans les huiles sont de l'hydrogène H₂ ou du méthane CH₄. Si un gaz est produit en grande quantité et se trouve piégé dans le transformateur en raison de sa conception, les bulles ainsi formées constituent un danger parce qu'elles peuvent provoquer un claquage électrique du fait que le champ électrique est plus élevé dans les bulles gazeuses. Dans les transformateurs modernes, ces problèmes sont en principe résolus grâce à leur conception qui permet de limiter les décharges partielles, d'une part, et d'avoir une bonne circulation de l'huile d'autre part. Pour déterminer le degré d'absorption de gaz par une huile, la méthode Pirelli est toujours appliquée bien qu'elle ait été légèrement modifiée comme l'indiquent les normes CEI 628 A et ASTM D 3484.

I.6.2. Tenue aux chocs de foudre

La tenue aux chocs de foudre est une propriété qui n'est pas décrite habituellement dans les spécifications. Le phénomène de claquage en continu et avec un saut de tension brutal est très différent du claquage sous courant alternatif. Il est conçu pour simuler un coup de foudre frappant un transformateur pendant un orage. Du fait de la rapidité du phénomène, le résultat est indépendant des contaminants qui ont des répercussions sur un test normal selon la CEI60156. Une aiguille et une bille d'acier sont utilisées comme électrodes et elles sont placées à une distance de 2,5cm l'une de l'autre. Avec une impulsion négative donnée à l'aiguille, les fabricants ont découvert que la tenue aux chocs dépend du degré de raffinage de l'huile sachant qu'une teneur plus faible en PAC (composés aromatiques polycycliques) donne une valeur plus élevée.

I.6.3. Tendance à la charge électrostatique

Lorsqu'une huile est pompée à travers un conduit comme c'est le cas pour un transformateur, des espèces chimiques chargées négativement provenant de cette huile peuvent être absorbées par le matériau recouvrant l'intérieur du conduit. Ceci revient à dire

que l'huile est chargée positivement lorsqu'elle quitte le conduit. C'est le phénomène de la triboélectricité, phénomène électrostatique dû au frottement entre deux matériaux différents. De nombreuses recherches sont en cours pour essayer de quantifier l'ampleur de ce phénomène et mieux appréhender son incidence sur le comportement général de l'huile.

I.7. Compatibilité de différentes huiles

La compatibilité de différentes huiles est un sujet de controverse qui dure depuis très longtemps. Bien que la question revêt une grande importance, elle demeure toujours non tranchée si ce n'est que l'on affirme que toutes les huiles répondant aux critères de la norme CEI 60 296 sont miscibles entre elles.

I.8. Hygiène et Sécurité [1]

Le centre International de Recherche sur le Cancer, entité de l'organisation Mondiale de la Santé (OMS) a démontré que les huiles faiblement raffinées étaient cancérigènes. Cette découverte est fondée sur les études épidémiologiques effectuées dans le passé ; par exemple dans l'industrie textile, où on avait l'habitude d'utiliser des huiles faiblement raffinées. Les molécules responsables du cancer sont principalement les aromatiques de 3 à 7 noyaux présents dans l'huile.

Des méthodes analytiques ont été développées pour mesurer la teneur en PAC de l'huile, en particulier les méthodes I P 346. Les fabricants d'huiles isolantes sont amenés à afficher la teneur en PAC en conformité avec les normes requises. En plus de ces mesures, des recommandations d'hygiène doivent être inscrites dans le procès pour le respect de l'hygiène. Dans le tableau 1.2 sont rassemblées certaines spécifications relatives à l'huile, utilisée dans l'isolation des transformateurs de puissance.

Tableau 1.2. Spécifications générales de l'huile minérale [2]

Propriétés	Normes d'essais	Limites	
		Huile pour transformateur	Huile pour appareillages de connexion basse température
1- Fonctions			
Viscosité à 40 °C	ISO 3104	Max .12 mm ² /s	Max .3,5 mm ² /s
Viscosité à - 30 °C ^a	ISO 3104	Max .1800 mm ² /s	-
Viscosité à - 40 °C ^b	CEI 61868	-	Max .400 mm ² /s
Point d'écoulement ^a	ISO 3016	Max.-40° C	Max.-60° C
Teneur en eau	CEI 60814	Max .30 mg / kg ^c / 40 mg / kg ^d	
Tension de claquage	CEI 60156	Min .30 kV / 70 kV ^e	
Densité à 20 °C	ISO 3675 ou ISO	Max .0, 895 g / ml	
FDD à 90 °C	CEI 60247 ou CEI	Max. 0,005	
2- Raffinage/Stabilité			
Apparence		Limpide, exempt de dépôt et de matière en	
Acidité	CEI 62021-1	Max . 0,01 mg KOH / g	
Tension inter faciale	ISO 6295	Pas d'exigence générale ^f	
Teneur totale en soufre	BS 2000 partie 373 ou ISO 14596	Pas d'exigence générale	
Soufre corrosif	DIN 51353	Non corrosif	
Additif antioxydant	CEI 60666	(U) huile non inhibée: non détectable (T) huile faiblement inhibée : max 0,08 % (I) huileinhibée : 0,08 - 0,40 %	
Teneur en 2-Furfural	CEI 61198	Max. 0,1 mg / kg	
3 – Performance			
Stabilité à l'oxydation	CEI 61 125 (méthode C) Durée de l'essai : (U) huile non inhibée: 164 h (T) huile faiblement inhibée : 332 h (I) huileinhibée : 500 h		
-Acidité totale		Max . 1,2 mg KOH/g ¹	
-Dépôts		Max. 0,8 % ¹	
FDD à 90° C	CEI 60247	Max. 0,500 ¹	
Gassing	IEC 60628, A	Pas d'exigence générale	
4 - Hygiène sécurité et environnement (HSE)			
Point d'éclair	ISO 2719	Min . 135 ° C	Min. 100 ° C
Teneur en PAH	BS 2000 Partie 346	Max.3 %	
Teneur en PCB	CEI 61619	Non détectable	

Diverses lettres apparaissent dans le tableau 1.2, leurs significations sont données ci-dessous :

- La lettre a représente la TMDP (**température minimale de démarrage en puissance**) nominale pour une huile pour transformateur. Elle peut être ajustée aux conditions climatiques de chaque pays. Il est recommandé que le point d'écoulement soit inférieur de 10°C au moins à la TMDP. Pour une viscosité maximale de 1800 mm²/s et un point d'écoulement maximale correspondant de -10°C, la TMDP est de 0°C.
- La lettre b représente la TMDP nominale pour les huiles pour interrupteurs basse température.
- La lettre c indique que les valeurs sont valables lorsque la livraison est effectuée en vrac.
- La lettre d correspond à des livraisons en fûts ou en petits conteneurs. Les spécifications liées aux lettres c et d sont importantes du fait que le mode de livraison peut affecter la teneur en eau.
- La lettre e indique que les valeurs sont celles obtenues après traitement en laboratoire.
- La lettre f indique que lorsque nous utilisons une spécification générale, il est recommandé de considérer, pour la tension interfaciale, un minimum de 40 mN/m

II.1 Introduction

Les tests diélectriques sont mis en œuvre dans l'industrie pour le contrôle de produits, appareils ou équipements d'une très grande diversité. Ils ont pour but soit l'étude des propriétés de tenue aux tensions élevées et d'isolement de matériaux isolants, soit la vérification de la conformité aux normes de sécurité des composants ou équipements. Dans ce chapitre nous allons évoquer les différents mécanismes de claquage et certains facteurs d'influence agissant d'une façon non négligeable sur les résultats d'essais de la tension de claquage des huiles minérales utilisées dans la fabrication des transformateurs.

II.2 L'essai de la tension de claquage

Il faut distinguer les essais effectués afin de déterminer la tension de rupture (ou claquage) d'un milieu isolant des essais normatifs qui sont utilisés pour détecter d'éventuels défauts sur un produit. Au cours de ces essais normatifs, les isolants sont soumis à des tensions généralement très en dessous de leurs limites de rupture: le rapport entre les deux tensions représente en quelque sorte un coefficient de sécurité demandé pour la conception du matériel.

Il existe plusieurs types d'essais de rigidité diélectrique. Ils se distinguent principalement par la nature des tensions d'épreuves et des conditions d'application (durée, vitesse d'évolution, forme, etc..).

II.3 Mécanisme de claquage dans les huiles isolantes

Pour comprendre les rôles respectifs de la température, de la pression et de l'hygrométrie sur la tenue en tension des isolants il est nécessaire de faire un rappel sur le mécanisme du claquage diélectrique.

Un claquage n'est pas la conséquence directe du champ électrique appliqué au milieu isolant. Ce phénomène est dû à l'accumulation d'énergie (thermique, cinétique, élastique) que le matériau ne peut compenser. On distingue principalement le claquage électronique et le claquage thermique tout en notant que la distinction n'est pas forcément évidente car un claquage électronique conduit toujours à une destruction locale du matériau par fusion thermique et inversement un claquage thermique est principalement la conséquence d'un phénomène d'injection et / ou de conduction de nature électronique. On peut aussi ajouter le claquage pratique relatif aux inclusions solides ou gazeuses susceptibles de se trouver dans les liquides isolants.

II.3.1 Le claquage électronique

La condition nécessaire mais non suffisante pour que ce type de claquage se produise est la présence dans la matière isolante d'électrons de conduction pouvant être accélérés pour atteindre l'énergie d'ionisation des atomes .

II.3.1.1 Le claquage par avalanche

Pour produire une avalanche, il faut qu'un nombre suffisant d'électrons soit produit. Chaque ionisation produit 2 électrons, une avalanche de m générations donne 2^m électrons. F. Seitz a montré que la destruction du matériau par avalanche électronique nécessite 40 générations soit 2^{40} électrons ($\approx 10^{12}$).

Pour un champ supérieur au seuil, une collision ionisante est précédée de $n(E)$ collisions avec les ions.

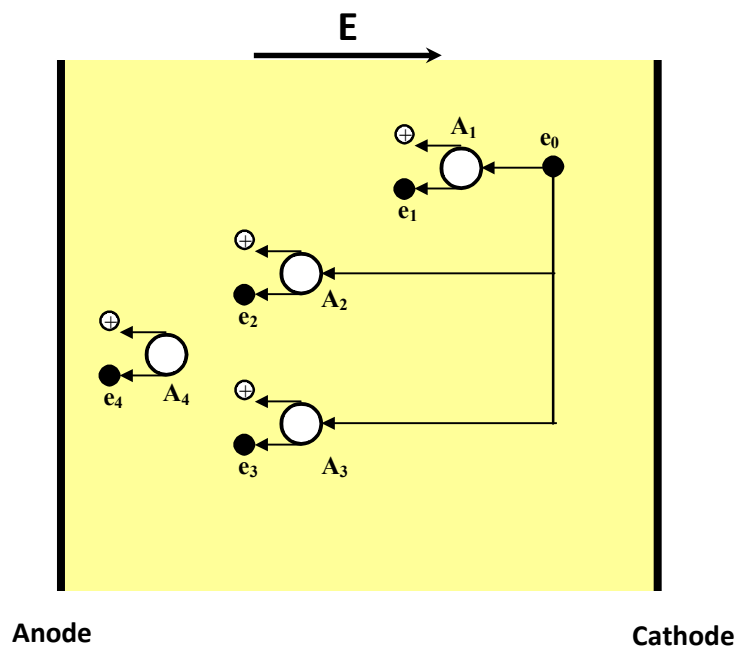


Figure II.1 : Mécanisme de claquage par avalanche.[10]

Si on appelle $\lambda = \frac{1}{n(E)}$ [10] la distance moyenne parcourue par l'électron dans la direction du champ, le critère des 40 générations donne la relation :

$$n = 40 \left[1 + \left(\frac{\lambda}{d} \right) \right] \tag{II.1}$$

Avec : λ distance moyenne pour acquérir l'énergie ionisante

où

$$n = \frac{1}{\lambda} \left[1 + \left(\frac{\lambda}{d} \right) \right] \tag{II.2}$$

Avec,

L : épaisseur de l'échantillon.

E : champ électrique.

I : énergie ionisante.

Expérimentalement, on montre que le champ diminue quand l'épaisseur de l'échantillon augmente et que l'on peut utiliser la relation simplifiée suivante :

$$= \frac{E}{L} \quad (II.3)$$

Avec E : champ électrique en MV/cm

L : épaisseur de l'échantillon en cm pour $L > 10^{-4}$ cm.

II.3.2 Le claquage thermique

Un matériau isolant présente toujours une légère conduction, le courant engendré par l'application d'une tension entraîne donc un échauffement par effet Joule. La conductivité augmente avec la température et le phénomène d'échauffement tend vers un emballement thermique si l'évacuation de la chaleur n'est pas suffisante. On atteint ainsi la destruction de l'huile par "claquage thermique". Pour simplifier le problème, en considérant un échantillon isotherme et en utilisant l'approximation de Wagner pour exprimer les bilans énergétiques, il est possible de déduire la relation suivante :

$$= \frac{V_c}{L} \quad (II.4)$$

Avec V_c : tension critique

e : 2,7182818.....

θ : température.

$\tau\theta$: Puissance calorifique.

L : épaisseur du matériau.

σ_0 : constante de conductibilité électrique.

Dans la réalité, un échantillon est rarement isotherme et la relation donnant la tension critique dans un échantillon non isotherme est plus complexe. Cette tension est fonction de la température T par l'intermédiaire de la profondeur ce qui conduit à une expression du type :

$$\left(\frac{V_c}{L} \right) = \left(\frac{V_c}{L} \right) \left(\frac{V_c}{L} \right) / \left(\frac{V_c}{L} \right) / \left(\frac{V_c}{L} \right) \quad (II.5)$$

Le potentiel critique V_c est une fonction du coefficient $\sigma_0 = \frac{1}{\rho}$

II.3.3. Claquage pratique

Dans la pratique, le claquage diélectrique des isolants se produit toujours au point le plus faible du volume de l'isolation soumise au champ. Ce point correspond généralement à la présence de défauts parmi lesquels on peut citer :

- Les inclusions gazeuses qui peuvent provenir lors du remplissage d'huile si le vide n'est pas atteint à ce moment là et de l'air est introduit dans la cuve du transformateur.
- Les parties d'électrodes à faible rayon de courbure, comme par exemple les points dus à de mauvaises soudures lors de la connexion des phases des enroulements aux parties externes des transformateurs qui sont les isolateurs haute tension.
- Les inclusions (impuretés).

II.4 Notion de décharges partielles

Les décharges partielles sont des décharges disruptives ne réalisant pas un pont complet entre électrodes principales et peuvent à long terme conduire au claquage diélectrique par dégradation progressive d'une partie de l'isolation, par cheminement ou perforation. Les décharges partielles créent dans le transformateur des perturbations sur les tensions relevées aux extrémités d'enroulements par transmission inductive, résistive ou capacitive. Elles créent également des perturbations ultrasoniques qui se transmettent jusqu'aux parois de la cuve. Ce sont ces deux types de manifestations extérieures électriques et acoustiques qui permettent leur mesure et leur localisation.

II.5 Les facteurs d'influence sur les tests diélectriques

De très nombreux phénomènes physiques, électriques et chimiques influent sur les propriétés diélectriques des huiles minérales isolantes. On appelle facteurs d'influence sur les essais de rigidité et d'isolement, tous les éléments qui peuvent modifier ces propriétés. Parmi les facteurs d'influence on peut citer :

- a) les facteurs physiques :
 - température,
 - humidité,
 - contraintes mécaniques :
 - vibrations, chocs, déformations,
 - pression.

- b) les facteurs électriques :
 - tensions,
 - courant continu: polarité,
 - courant alternatif : fréquence,
 - chocs électriques : impulsions.

- c) les facteurs chimiques :
 - impuretés,
 - oxydation.

Il est important de noter qu'en pratique, ces facteurs n'agissent jamais seuls (sauf en laboratoire au cours d'expériences spécialement mises en œuvre pour étudier un facteur particulier), bien souvent ils interagissent en modifiant les lois qui les caractérisent et rendent ainsi plus complexes leurs analyses.

II.5.1 Facteurs déterminants en tests industriels

Nous allons traiter d'une façon succincte les facteurs d'influence suivants : température, pression, hygrométrie. Ces facteurs sont parmi les plus variables et les plus importants pour l'interprétation des tests.

a) La température : est un élément non négligeable dans les conditions d'essais de rigidité et de mesure d'isolement. Si des températures assez constantes et connues sont respectées dans la plupart des laboratoires d'études et de recherches (+15°C à +28°C) ou dans les salles de métrologie (+20°C ou +23°C), il n'en est pas de même dans les lieux de production généralement non climatisés soumis à de grandes variations (exemple : +5°C à +55°C). La température ambiante n'est pas la seule à prendre en considération car un équipement testé en fonctionnement peut présenter, sur des parties soumises aux contraintes, des "points chauds" qui modifient localement les propriétés diélectriques des isolants.

b) La pression : elle a une influence très variable suivant la nature du milieu isolant. Il faut également, pour ce facteur, distinguer l'influence autour de la pression atmosphérique, aux basses pressions (allant vers le vide) et aux hautes pressions (normales ou accidentelles).

c) L'hygrométrie est un troisième facteur important et déterminant sur les résultats des tests diélectriques. C'est le facteur le plus difficile à quantifier et celui dont l'influence est la plus délicate à interpréter. Ces effets peuvent être rapides (effet de surface, condensation) ou lents (imprégnation, réaction avec le milieu isolant).

II.5.2 Influence de ces paramètres sur la tension de rupture des huiles de transformateurs

Un isolant liquide est peu perturbé par les variations de la pression atmosphérique mais peut l'être pour des écarts importants de l'ordre de quelques dizaines de Bars. La température, en modifiant la viscosité des liquides, a une influence très variable selon leurs natures : Elle peut être de l'ordre de 10 % pour $-20\text{ °C} < t < +60\text{ °C}$.

a) Influence de la température

La température est un facteur qui a une importance non négligeable pour tous les types de matériaux et un de ceux qui changent le plus dans les phases de contrôles industriels.

Le claquage aux champs électriques élevés dans les liquides peut s'expliquer par plusieurs théories, les théories électroniques très voisines des mécanismes de décharges électriques dans les gaz, les théories des bulles et la théorie des particules. L'expérience a montré que la rigidité diélectrique varie peu en fonction de la température. Cette dernière agit indirectement par la modification de la permittivité, de la résistivité et du facteur de dissipation diélectrique, entraînant très probablement un phénomène du type claquage thermique. Sur un liquide diélectrique pur, si on utilise une onde de choc de courte durée ($1 < t < 50\ \mu\text{s}$) pour éviter le claquage thermique, on observe que l'augmentation de la température provoque en général une diminution de la valeur du champ de claquage (avec une chute brutale au voisinage de la température d'ébullition). Ce phénomène s'explique par la diminution de la densité et de la viscosité du liquide qui augmente la mobilité des ions et des électrons. La plupart des alcanes suivent approximativement une loi du type:

$$\log \approx \quad (II.6)$$

On peut citer, à titre d'exemple, l'hexane dont le champ de claquage est de 900 kV/cm à 5°C et de 500 kV/cm à 60°C.

D'après la théorie d'Adamczewski, les phénomènes de ralentissement des électrons dans les liquides sont différents de ceux observés dans les gaz (densité x 1000). La structure moléculaire du liquide devient un facteur important pour la valeur du champ de claquage. Une bonne corrélation entre les résultats expérimentaux et cette théorie a permis d'établir (pour les alcanes) des relations entre E_c (champ de claquage), m (nombre de ramifications latérales C-C) et, n (nombre d'atomes de carbone) du type :

$$E_c = 1,6 \cdot 10^6 (2,45 + 0,35 T) \cdot \left(\frac{E_c}{10^6}\right)^n \quad (II.7)$$

Avec $n = 5$ et $m = 0$ pour le pentane $E_c = 1,44$ MV/cm

Sur les mêmes bases il a établi des relations du type :

$$E_c = 10^6 \left(\frac{E_c}{10^6}\right)^n \frac{K_1}{(K_2 + T)} \quad (II.8)$$

Avec K_1 et K_2 des constantes dépendantes du liquide isolant qui permettent une évaluation théorique de l'influence de la température sur des liquides diélectriques. La figure II.2 donne les champs de rupture des liquides en fonction de la température.

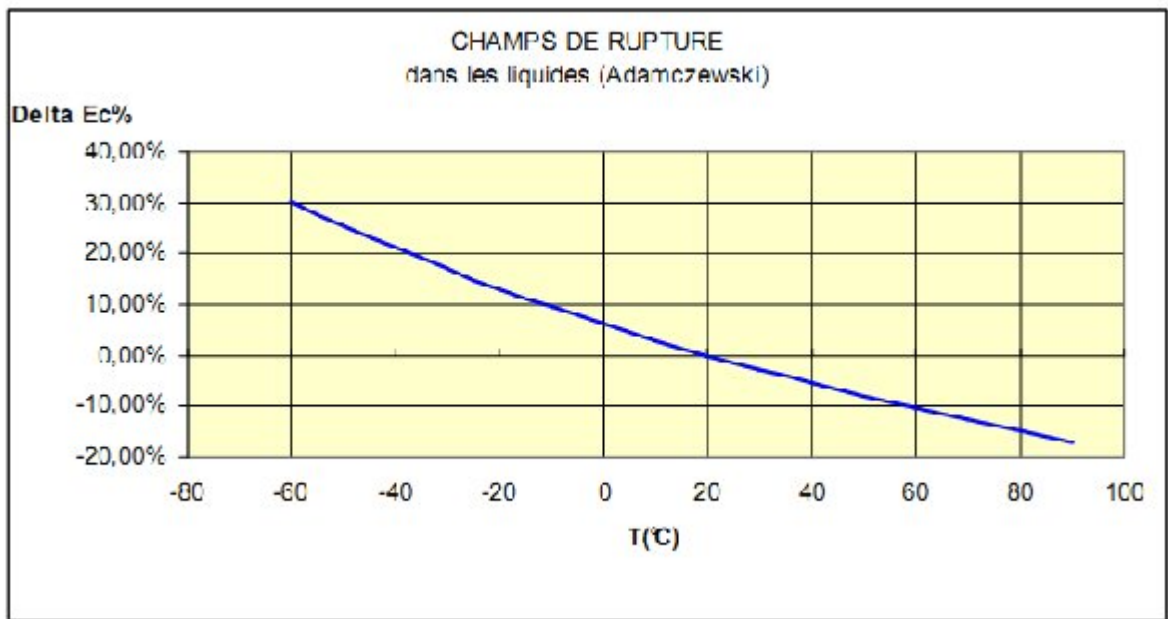


Figure II.2 : Influence de la température sur la tension de claquage des liquides isolants [11] .

Les principaux isolants liquides utilisés dans l'industrie sont des huiles minérales, mélanges d'hydrocarbures paraffiniques, naphthéniques et aromatiques. Ces huiles ne sont jamais pures, mais contiennent des résidus de distillation ou des additifs utilisés pour stabiliser ou améliorer leurs caractéristiques. La quantité de gaz dissous augmente avec la température provoquant des décharges partielles et des réactions chimiques avec le milieu. Les gaz le plus souvent rencontrés sont : l'hydrogène, le méthane, l'éthane, l'éthylène, et l'acétylène.

La concentration d'un gaz dans l'huile et sa pression dans la phase gazeuse satisfont la loi de Henry qui dépend de la température selon l'expression :

$$C = \frac{P}{K} \quad (II.9)$$

avec

$$= \left(\frac{C}{P} \right)^{\frac{1}{T}} \quad (\text{II.10})$$

: Concentration du gaz (en $\mu\text{g/g}$).

: Constante (μ moles/g/atm).

: Pression (en mm Hg)

: Constante (en Kelvin)

T : température (en Kelvin)

On peut aussi noter que la température peut accélérer des réactions chimiques avec le milieu ambiant (oxygène de l'air) ou avec des impuretés présentes dans le liquide et ainsi diminuer la durée de vie (performance pour un critère donné, exemple: tenue en tension).

b) Influence de la pression

Les liquides utilisés comme isolants diélectriques tels que les huiles minérales sont peu influencés par la pression. La rigidité augmente de façon régulière et dans d'assez fortes proportions avec la pression. La rigidité diélectrique de certains liquides diélectriques tels l'hexane, l'heptane et le benzène, dépend de la pression hydrostatique. On constate par exemple que leur rigidité diélectrique peut augmenter de 30 % entre 0 et 25 Bars au cours d'essais en tension de choc ayant une largeur d'impulsion de 4.5 s environ. Pour les huiles minérales, la rigidité diélectrique peut être multipliée par 4 pour une variation de 40 Bars et une tension alternative à 50 Hz.

Pour expliquer le comportement diélectrique en fonction de la pression, on fait communément appel à la théorie des bulles. Cette théorie énoncée par Kao (1961) et développée par Krasucki (1966) donne la relation suivante:

$$\left(\frac{E}{E_0} \right) = 3,37 \cdot 10^{-4} \left(\frac{P}{r} \right)^{\frac{1}{T}} \quad (\text{II.11})$$

Avec

: Pression hydrostatique en Bar

: Tension de surface (force en N.m^{-1})

: Permittivité absolue en F.m^{-1}

: Rayon des particules (de 100 à 300 Å)

La figure II.3 nous donne les champs de rupture diélectrique dans les diélectriques liquides selon Krasucki.

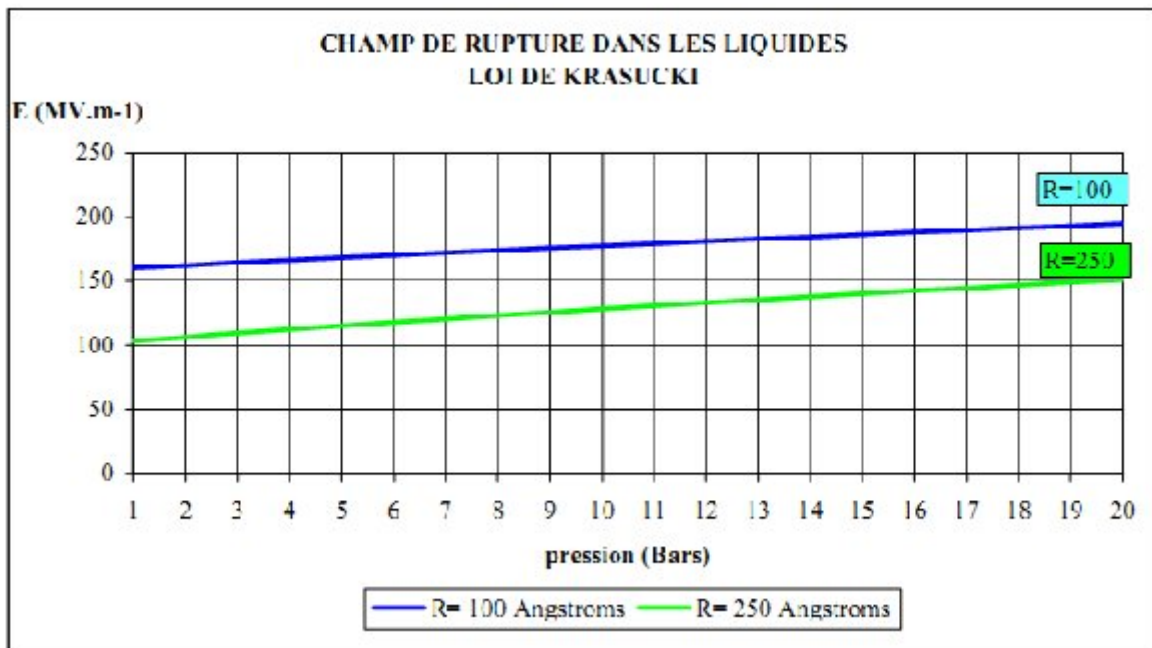


Figure II.3. Champs de rupture diélectrique des isolants liquides selon Krasucki [11] .

c) Influence de l'hygrométrie

L'eau ne réduit sensiblement les caractéristiques d'une huile minérale qu'au delà du point de saturation (Schöber, 1968) ou d'une manière continue (Zaky et Hamley, 1973) en remarquant que la quantité dissoute augmente avec le degré d'oxydation (Fallou 1963). Au delà de 3% d'eau, la dégradation de la tenue diélectrique est accélérée par l'action combinée de la température ($>55^{\circ}\text{C}$) et du champ électrique. Il y a électrolyse de l'eau avec formation de gaz produisant des décharges partielles conduisant au claquage. Les variations de la tenue diélectrique sont d'autant plus sensibles que le liquide est pur et qu'il a une valeur élevée pour son champ de rupture. On peut citer par exemple les expériences sur de l'huile dégazée très pure à laquelle on ajoute 200 ppm d'eau : son champ de rupture peut passer de 700 à 100 kV/cm (Zein, El Dine et Tropper). La rigidité diélectrique en champ alternatif uniforme peut être divisée par un facteur > 3 quand un liquide est fortement hydraté: le paramètre important n'est pas la teneur absolue en eau, mais sa valeur relative par rapport à la saturation. L'eau peut faciliter l'injection, les mouvements électrohydrodynamiques et la cavitation (Tobazéon). La figure II.4 donne l'influence de la teneur en eau d'une huile minérale sur sa tension de claquage.

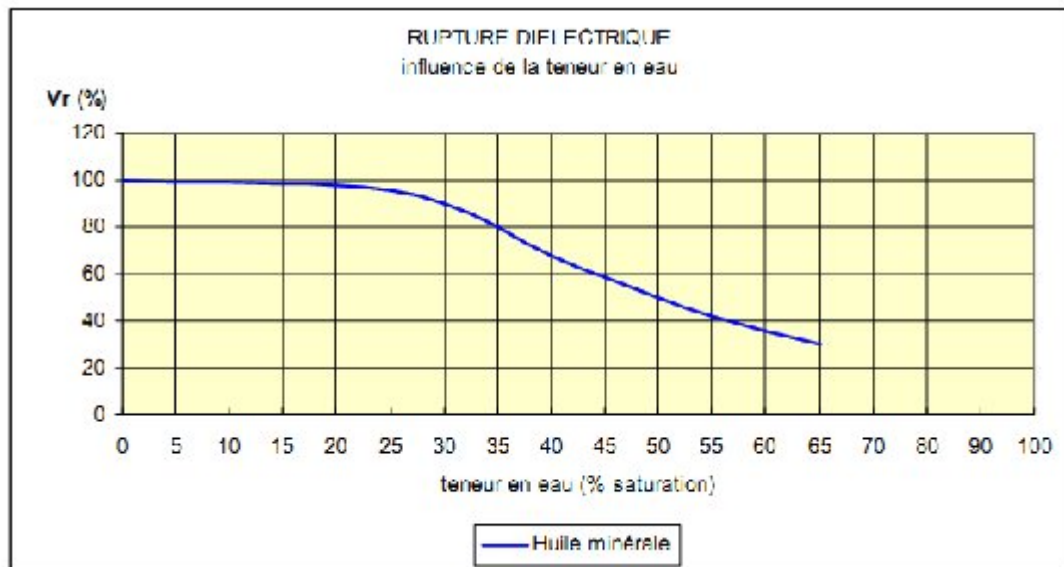


Figure II.4. Influence de la teneur en eau sur la rupture diélectrique d'une huile minérale [11] .

Le traitement de l'huile a une influence capitale sur sa tension moyenne de claquage pouvant augmenter cette dernière jusqu'à 50% de sa valeur initiale. Le traitement de l'huile minérale se fait dans des stations de traitement sous vide à une température pouvant atteindre les 60°C dans le but d'éliminer toute trace d'humidité ou de particules d'eau en suspension. La station de traitement d'une huile est équipée de filtres en porcelaine ou en fibre de verre dotés de pores de l'ordre du nanomètre afin de retenir toute particule solide susceptible d'altérer la tension de claquage. Des essais de tension de claquage sont réalisés au quotidien sur des échantillons d'huile traitée avant chaque remplissage de transformateurs. Un autre traitement de l'huile est effectué automatiquement si la valeur de la tension de claquage obtenue est inférieure à de 50 kV.

III.1 Introduction

Les isolants liquides, dans les conditions de leur utilisation, sont soumis à différentes contraintes (thermique, électrique, chimique) qui vont modifier leurs propriétés en fonction du temps. Les mécanismes de vieillissement ainsi mis en jeu sont non seulement complexes mais, le plus souvent difficiles à prédire par le manque d'informations sur la composition chimique précise des liquides utilisés.

Dans l'huile minérale, il a été montré que le vieillissement constaté dans les transformateurs et autres appareils est essentiellement produit par un mécanisme d'oxydation accéléré par la présence de métaux (cuivre, fer).

III.2 Les causes de vieillissement des huiles isolantes

Les principaux agents présents dans le transformateur, susceptibles de dégrader les huiles et le papier isolant, sont l'oxygène et l'humidité. L'oxygène est présent sous forme dissout dans l'huile et l'humidité est présente dans le papier même après le séchage des parties actives. Ces sources de vieillissement sont plus présentes dans les transformateurs respirants en contact avec l'atmosphère par l'intermédiaire d'un conservateur et d'un assécheur.

L'oxygène et l'humidité amènent la dégradation de l'huile par oxydation et par hydrolyse. A ces deux facteurs de vieillissement naturel, s'ajoutent deux facteurs non négligeables qui sont la température (pyrolyse) et le champ électrique. Enfin, la présence de matériaux conducteurs tels le cuivre et le fer et même la cellulose s'ajoutent aussi dans le processus de vieillissement. La figure III.1 représente une synthèse de la dégradation du système diélectrique dans un transformateur électrique.

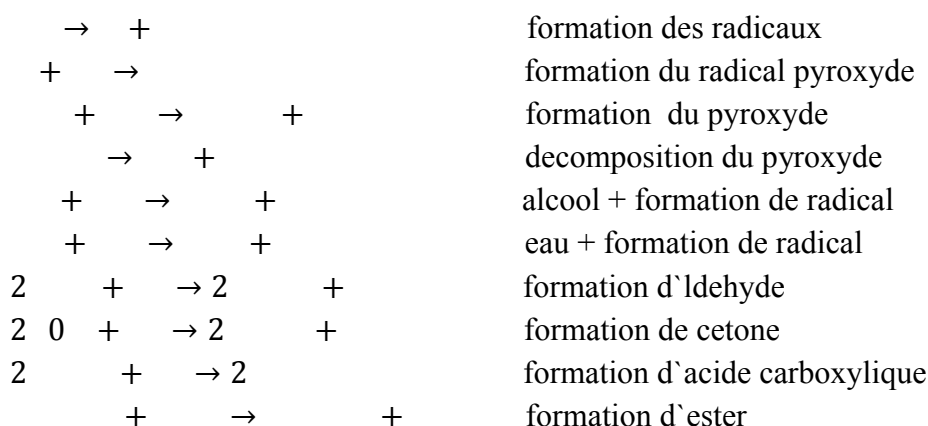


Figure III.1: Mécanisme de réactions d'oxydation dans l'huile minérale.[5]

III.2.1 Oxydation de l'huile minérale

De nombreuses études ont été publiées sur l'oxydation des huiles minérales en fonction de leur origine (paraffinique, naphthénique, aromatique). L'oxydation des huiles minérales est un processus chimique progressif pendant lequel des molécules d'hydrocarbures sont attaquées par l'oxygène pour former divers produits oxygénés comme des hydroperoxydes, des alcools et des acides organiques.

L'oxydation est initiée par la formation d'hydroperoxydes et de peroxydes qui réagissent ensuite pour produire des alcools, des cétones, des aldéhydes puis des acides. La vitesse de réaction de ces processus oxydatifs est augmentée en présence de catalyseurs métalliques tels que le cuivre et le fer. Le processus d'oxydation peut être divisé en trois phases : induction, accélération et saturation comme le montre la figure III.2.

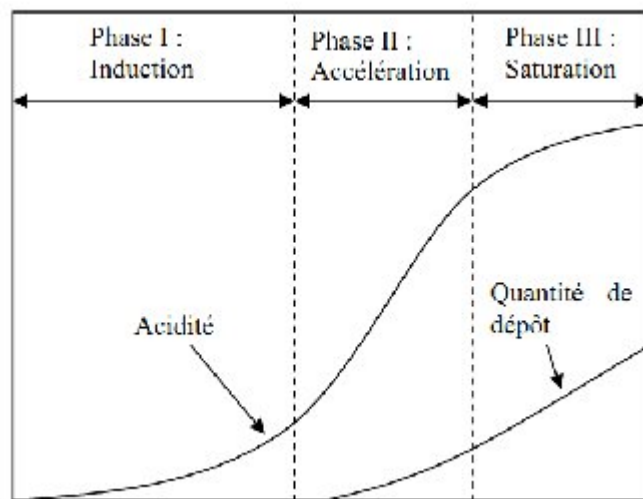


Figure III.2 Différentes phases d'oxydation d'une huile minérale.[6]

Les produits d'oxydation sont polaires, ils accroissent ainsi la solubilité de l'eau ainsi que la conductivité et le facteur de dissipation diélectrique de l'huile. Au cours de l'oxydation, les molécules aromatiques présentes dans l'huile minérale (en proportion variable suivant leur origine) conduisent, par polymérisation radicalaire, à la formation de dépôts ou de boues (asphaltènes).

a) Mécanisme d'oxydation et conséquences

L'oxydation de l'huile minérale résulte principalement de l'action simultanée des molécules d'oxygène et de la température en présence des matériaux de construction du transformateur (cuivre, fer, papier...). L'action de l'humidité et du champ ne sont pas des moindres sur la dégradation des propriétés diélectriques des huiles isolantes. L'oxydation

constitue le facteur prédominant dans le vieillissement des isolants liquides et particulièrement dans l'huile minérale. On désigne ainsi un ensemble de réactions chimiques complexes et lentes au cours desquelles les hydrocarbures réagissent avec l'oxygène dissout. Les huiles comme tous les produits naturels s'oxydent en donnant naissance à des produits de dégradation qui se caractérisent d'abord par une évolution d'aspect, de couleur et d'odeur liées à la formation de composés acides légers, puis par une apparition de dépôts de résidus liés aux acides lourds et accompagnés en général, d'une augmentation de la viscosité. Il est généralement admis que l'oxydation procède selon un mécanisme de réactions en chaînes initiées par les radicaux libres (molécules ou fragments de molécules dans un état électronique excité qui ont une valence libre et qui sont chimiquement très réactifs et électriquement neutres). De telles réactions sont dites auto catalytiques, c'est à dire que les produits formés par oxydation servent de catalyseurs. L'ensemble des réactions suivantes montre les mécanismes d'oxydation de l'huile minérale les plus répandus. L'oxydation de l'huile minérale conduit à la formation d'un ester et de l'eau. Dans un premier temps, il se forme des produits de décomposition solubles liés aux composés naphténiques et paraffiniques tels que des aldéhydes (RCHO), des cétones (RCRO) et des acides carboxyliques (RCOOH), puis par polymérisation il se forme des dépôts insolubles (liés aux composés aromatiques) aussi appelés boue, qui augmente la viscosité de l'huile et peuvent obturer les circuits de refroidissement. L'oxydation de l'huile minérale croit avec la température et la concentration en oxygène. La vitesse de réaction double approximativement tous les 8 à 10 °C. Des études ont montré que le taux d'avancement de la réaction suit une loi du type :

$$= \cdot [\] \cdot [\] \quad (\text{III.1})$$

Où

: Vitesse de consommation de l'oxygène.

K : Vitesse de la réaction.

[] : Concentration en radicaux d'hydrocarbures.

[] : Concentration en oxygène en phase liquide.

b) Inhibiteurs d'oxydation

Les additifs inhibiteurs d'oxydation (anti-oxydants) ont pour rôle de bloquer les radicaux libres formés de façon intermédiaire dans la réaction en chaîne d'oxydation. Les additifs les plus courants sont du type phénol comme le DBPC, et leur teneur varie de 0,1 à 0,4 en masse dans l'huile. L'utilisation d'antioxydants a été longtemps sujette à

controverse par rapport aux effets néfastes que ces derniers pouvaient avoir sur le papier, ou par un vieillissement accéléré lorsque l'antioxydant était consommé.

c) Mesure de l'oxydation de l'huile

Pour quantifier l'oxydation d'une huile, on mesure l'acidité ou l'indice de neutralisation. Cette mesure consiste à quantifier la masse de potasse alcoolique (mg de KOH) pour neutraliser un gramme d'huile comme le stipule la norme CEI 60 296 et la CEI 62 021 -1.

III.2.2 L'humidité

Avant le remplissage du transformateur, l'huile est sèche pour atteindre une faible teneur en humidité (ou teneur en eau). A partir de ce moment, cette teneur en humidité va continuellement augmenter pour différentes raisons. 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 sont majoritairement respirants et de la dégradation de la cellulose qui apporte de l'eau bien que tous les isolants cellulose soient secs, il subsiste toujours des traces d'humidité (0,2%).

a) La teneur en eau

L'eau peut être trouvée dans l'huile sous forme dissoute, sous forme dispersée (gouttelettes d'eau) ou en émulsion (apparition de deux phases non miscibles). La solubilité W_S de l'eau dans l'huile est donnée en mg/kg ou en ppm. Elle dépend de l'état de l'huile, de la température et du type d'huile. La variation de la solubilité de l'eau dans l'huile est exprimée par :

$$= \left(\frac{B}{T} \right) \quad (\text{III.2})$$

Où:

est la solubilité de l'eau dans l'huile.

T est la température en Kelvin.

et B sont des constantes propres au liquide.

Plus la température augmente et plus la solubilité de l'eau dans l'huile est importante. Cette variation de la solubilité avec la température peut se révéler comme problème. En effet, lorsque l'appareil est chaud, l'eau peut se dissoudre en plus grande quantité. Lorsque le transformateur refroidit, la solubilité de l'eau diminue à nouveau pour laisser apparaître de l'eau libre. Ainsi, il convient toujours de déterminer la solubilité de l'huile à la même

température que celle à laquelle l'huile a été prélevée. Le comité de normalisation pour les fluides électrotechniques a établi un facteur de correction qui permet de ramener la valeur de la teneur en eau d'une huile minérale prélevée à une certaine température ($>20\text{ }^{\circ}\text{C}$) à la température de 20°C pour avoir un critère de comparaison :

$$= 2,24 \cdot \dots \quad (\text{III.3})$$

Où :

est le facteur de correction

est la température d'échantillonnage de l'huile.

Au contact d'une atmosphère humide, l'eau se dissout peu à peu dans l'huile. C'est pourquoi les transformateurs respirants sont toujours munis d'un dessiccateur pour assécher l'air. La teneur en eau d'une huile est généralement exprimée par un pourcentage de saturation à une température donnée, encore appelée humidité relative.

$$\% \text{ saturation} = (\text{teneur en eau} / W)$$

Pour une huile minérale isolante neuve la solubilité de l'eau est donnée par la relation suivante :

$$= 7,0895 - (1567 /) \quad (\text{III.4})$$

b) Interaction papier/huile

L'huile est utilisée dans les transformateurs comme imprégnant d'isolant solide tel le Presspahn. L'humidité entre l'huile et le papier est le résultat d'interaction continue qui évolue en fonction de la température. Des études ont montré que l'humidité du papier a tendance à diminuer avec la température alors que celle de l'huile augmente (la solubilité de l'eau augmente avec la température). La figure III.4 donne l'évolution de l'humidité du papier en fonction de l'humidité de l'huile pour plusieurs températures.

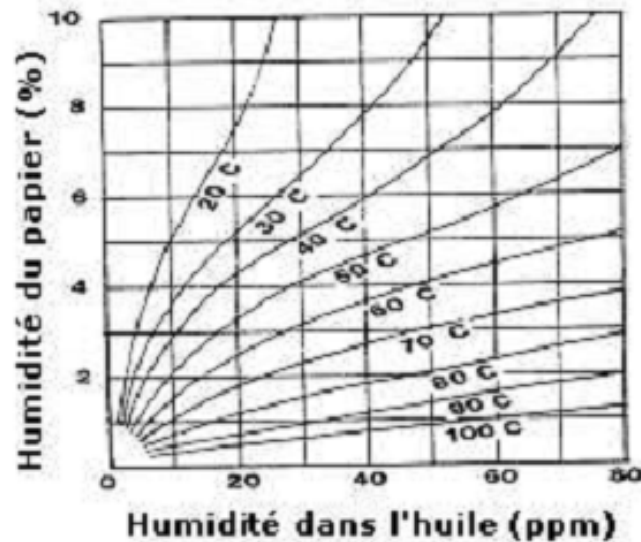


Figure III.4. Relation entre l'humidité du papier et l'humidité dans l'huile pour différentes températures. [5]

III.3.3 Autres causes du vieillissement

a) Les décharges partielles

Sous l'effet du champ électrique et des inhomogénéités locales (gaz, humidité, particules), il peut apparaître 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.

b) La température

Comme on l'a vu précédemment, 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 chimique pour définir le comportement du produit à température élevée, en faisant abstraction de toute autre contrainte telle que l'oxydation, l'hydrolyse ou les décharges partielles. L'effet de la température sur le vieillissement d'une huile est souvent défini comme la pyrolyse. Dans les conditions normales d'utilisation des transformateurs, la stabilité des liquides isolants est largement suffisante. La température agit comme catalyseur et non comme déclencheur, cependant, il peut avoir des points chauds dans le transformateur qui dégradent l'huile.

III.4 Diagnostic des transformateurs en service

III.4.1 Caractéristiques à analyser et justification des analyses

a) Couleur et aspect

La couleur et l'aspect fournissent rapidement des informations utiles qui peuvent être obtenues sur site. Une personne expérimentée peut remarquer immédiatement un phénomène anormal. Si on y ajoute l'odeur, de nombreuses informations peuvent être rassemblées. L'aspect d'une huile peut également indiquer la présence d'eau libre et d'impuretés telles que les fibres ou les particules de cellulose. Une mauvaise odeur peut révéler des amorçages d'arcs électriques qui provoquent le claquage de l'huile.

b) Tension de claquage

La tension de claquage en courant alternatif est une mesure importante de la capacité de l'huile à supporter une contrainte électrique. La tension de claquage dépend de la teneur en eau et des particules de l'huile. Il est particulièrement important de vérifier ces points avant de mettre en service un transformateur neuf et également lorsque l'huile et le papier isolant commencent à se dégrader parce que ce processus de détérioration provoque la formation d'eau et de particules. Cet essai est régi par la norme CEI 60 156.

c) Teneur en eau

La teneur en eau d'une huile isolante donne une idée de la teneur en eau des isolants cellulosiques. Une teneur en eau très élevée de l'huile indique que le papier contient également trop d'eau et que ce facteur va affecter le vieillissement du papier c'est à dire déclencher la décomposition des fibres de papier, ce qui conduira à des dégâts irréversibles qui pourront provoquer une poutre électrique dans le transformateur. Deux autres points méritent attention : une huile isolante ancienne qui commence à s'oxyder présente un niveau de saturation en eau plus élevée qu'une huile neuve. De l'eau est également produite pendant l'oxydation aussi bien de l'huile que du papier, facteur qui accélère la détérioration du papier.

d) Indice de neutralisation

L'indice de neutralisation indique si l'huile contient une matière acide. Une valeur élevée ou croissante indique que l'huile a commencé à s'oxyder. Une valeur élevée peut provoquer des problèmes de corrosion. L'acide peut former des savons dans l'huile contenant des ions et affecter ses propriétés électriques. Ces acides augmentent également la solubilité de l'eau

dans le papier du fait de leur structure polaire. Ils peuvent en outre favoriser la dégradation du papier.

e) Facteur de dissipation électriques et/ou résistivité au courant continu

Ces propriétés sont toutes deux sensibles aux contaminants et aux produits de vieillissement. Dans certains tests de stabilité à l'oxydation le facteur de dissipation et/ou la résistivité en courant continu sont mesurées dans l'huile après le test de vieillissement pour indiquer la capacité de l'huile à résister à l'oxydation.

f) La tension interfaciale

Il s'agit là d'une mesure très délicate qui peut, en association avec le facteur de dissipation diélectrique, donner un signal d'avertissement précoce de début de dégradation de l'huile et doit être mesurée selon la norme ISO 6295.

III.4.2 Analyse des gaz dissouts dans l'huile et de la teneur en furfuraldehyde

La technique repose sur l'analyse des gaz dissouts dans l'huile par chromatographie en phase gazeuse. Les gaz dissouts sont toujours issus de la décomposition de l'isolation diélectrique du transformateur. Ils sont générés suite à des défauts thermiques ou électriques et à des réactions d'oxydation dans le système. La nature des gaz formulés est spécifique aux types de défauts qui les ont générés et leurs concentrations sont proportionnelles à l'intensité et la sévérité du défaut.

Exemples :

- L'hydrogène H₂ et le méthane CH₄ sont formés suite à des défauts de faible énergie comme les décharges partielles, l'effet couronne et les points chauds.
- Un défaut thermique, élévation de température produit de l'éthylène C₂H₄.
- Un défaut électrique de haute énergie, un amorçage par exemple produit une grande quantité d'acétylène C₂H₂ et de l'hydrogène H₂.
- Un défaut dans le papier isolant produit du CO et du CO₂.

L'interprétation d'une analyse des gaz dissouts repose non seulement sur les résultats obtenus mais aussi sur l'historique et les conditions d'exploitation du transformateur. La norme CEI 60 599 est un guide complet pour l'interprétation des résultats d'analyse des huiles par la méthode des gaz dissouts. Un signal d'avertissement plus précis et plus précoce de l'état de l'isolation cellulosique est fourni par la mesure de la teneur en furfuraldehydes de l'huile.

Cette méthode de l'essai est décrite dans la norme CEI 1198. C'est une méthode assez simple mais qui nécessite un équipement relativement coûteux.

III.4.3 Polychlorobiphényle(PCB)

Les huiles minérales neuves, produites à partir du pétrole brut, ne contiennent aucune trace de PCB. Les PCB proviennent de liquides isolants synthétiques et étaient utilisés à l'origine pour leurs excellentes propriétés diélectriques et leur faible inflammabilité. Lorsque leur impact négatif sur l'environnement a été découvert, leur usage a été interdit. Il existe toujours un risque d'introduction de PCB dans des huiles isolantes par mélange avec des huiles régénérées, ou suite à une contamination par une huile usagée, c'est pourquoi la teneur en PCB doit être mesurée dans tout mélange d'huiles usagées et neuves.

III.5 Fréquence des analyses

L'intervalle optimal des prélèvements dépend de la puissance du transformateur, de sa charge, des conditions d'exploitation, de l'âge et de l'évolution des paramètres mesurés. Il est recommandé de faire la première analyse juste après la mise en service du transformateur. Ces résultats seront considérés comme étant l'état initial, puis faire des prélèvements tous les six mois pour le contrôle de la rigidité diélectrique et la teneur en eau, et tous les ans pour l'acidité, la tension inter faciale, le facteur de dissipation, couleur et aspect. Des prélèvements rapprochés sont nécessaires si l'on constate une évolution anormale d'un ou de plusieurs paramètres.

III.6 Impact sur l'environnement [1]

Contrairement aux huiles esters dites aussi végétales présentant une bonne biodégradabilité, les huiles minérales le sont moyennement. Les huiles minérales sont considérées comme polluantes car elles proviennent des hydrocarbures. Cependant, il est important de rappeler que leur impact sur l'environnement est très relatif par rapport aux hydrocarbures courants. En effet, Les huile minérale ne représentent que 1% de la production des hydrocarbures par rapport à l'essence 96% et les bitumes 4% et sont produites pour être utilisées pendant des dizaines d'années, alors que l'essence est utilisée en quelques heures et pollue l'atmosphère en se transformant en gaz.

III.7 Régénération des huiles usagées

Selon la CEI, la régénération correspond à un processus qui, grâce à des moyens chimiques et des absorbants, élimine les contaminants et produits acides entraînant la détérioration de l'huile afin d'obtenir une huile aux caractéristiques similaires à celles d'un produit neuf. La régénération n'est pas un processus de séchage. Si l'isolation du transformateur est très humide, le séchage du transformateur doit être associé à la régénération. Le dégazage et le filtrage ne sont pas des processus de régénération. En supprimant les acides, la boue et les autres produits responsables de la dégradation, le vieillissement de l'huile est ralenti. Ce procédé a également un effet bénéfique sur le vieillissement de l'isolation en papier. Lorsque l'huile présente des valeurs non acceptables pour l'acidité, la tension interfaciale et le facteur de dissipation, il est nécessaire de régénérer l'huile. Etant donné que le vieillissement de l'isolation est un processus irréversible, il est essentiel de régénérer l'huile avant que la dégradation ne soit trop avancée. A l'aide d'un appareil de régénération de l'huile, la totalité du volume d'huile du transformateur traverse plusieurs fois (8 à 12 fois) les colonnes d'absorption remplies de terre à foulon. Lors du processus, le matériau d'absorption, la terre à foulon se réactive automatiquement plusieurs fois sans avoir besoin de la remplacer. Avec la technique classique, la terre à foulon doit être changée et mise au rebut entre les différents passages dans les colonnes. La méthode de réactivation rend l'utilisation d'un volume suffisant de terre à foulon (de 500 à 700 kg/tonne d'huile) économiquement viable pour supprimer les produits responsables du vieillissement de l'huile et de l'isolation. Lorsque l'huile est remplacée ou que la quantité d'absorbant est insuffisante, sa durabilité est compromise. Toutefois, il est moins coûteux de remplacer l'huile que de la régénérer pour les transformateurs de moins de 2 MVA. Pour les transformateurs de plus de 10 MVA, le changement d'huile est 30 % plus cher que la régénération de l'huile.

III.7 Conclusion

Garantir les performances d'un transformateur grâce à l'analyse de son huile est peu coûteux en comparaison à son coût ou à celui engendré par l'interruption de l'alimentation en énergie électrique. Cette garantie commence déjà par le bon choix de l'isolant liquide et cellulosique lors de la fabrication d'un transformateurs ainsi que les conditions d'exploitation de ce dernier qui doivent être conformes au guide de charge CEI 354. Des révisions périodiques et régulières et une simple analyse des propriétés basiques de son huile isolante peut rallonger de beaucoup la durée de vie d'un transformateur.

IV. 1 Introduction

Dans ce chapitre, nous présenterons quelques résultats relatifs aux essais effectués sur des échantillons d'huile minérale isolante pour transformateurs. Les essais expérimentaux se sont déroulés en deux parties. Dans la première partie, nous allons étudier l'évolution de la tension de claquage sous l'effet d'un vieillissement électrique simulé au laboratoire de la firme Electro-Industries. Dans la deuxième partie, nous allons étudier certaines caractéristiques des huiles minérales prélevées de transformateurs de la gamme Electro-Industries en service depuis quelques années.

IV.2 Vieillesse électrique et tension de claquage

IV.2.1 Echantillonnage

Dans nos essais, nous avons utilisé une huile minérale naphthénique non inhibée, c'est à dire ne contenant pas d'additif antioxydants, dont les caractéristiques initiales répondent aux exigences de la norme NF EN 60 296. Les échantillons sont prélevés de transformateurs respirants de la fabrication Electro-Industries.

L'échantillonnage de l'huile s'est effectué conformément à la norme en vigueur comme suit :

- Prélèvement de l'huile à partir du point le plus bas du transformateur via le dispositif de vidange, point où l'huile est sensée être la plus polluée
- Rincage de la bouteille en verre opaque au moins trois fois avec la même huile destinée aux essais.
- Le remplissage de la bouteille se fait à faible vitesse pour éviter la formation de bulles d'air.
- L'essai de la tension de claquage est effectué directement sur l'échantillon tel qu'il est prélevé sans dégazage ni séchage.

IV.2.2 Dispositif d'essai

Le dispositif utilisé est le dielectrimètre normalisé contenant une cellule en verre d'un volume de 500 ml. Le dielectrimètre est doté de deux électrodes hémisphériques en laiton de 36 mm de diamètre, distantes l'une de l'autre à 2,5 mm et disposées sur l'axe horizontal. Le dispositif expérimental est illustré sur la figure suivantes IV.1.



Figure IV.1. Dispositif d'essai de la tension de claquage.

La cellule des essais de la tension de claquage est donnée sur la figure IV.2. Les détails d'une cellule d'essais à électrodes hémisphériques sont donnés sur la figure IV.3.



Figure IV.2. Cellule d'essai de la tension de claquage.

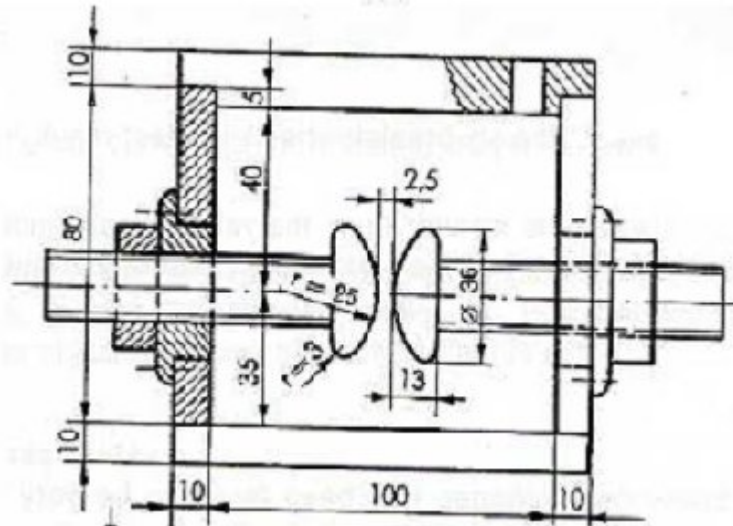


Figure IV.3. Détails d'une cellule à électrodes hémisphériques normalisées

IV.2.3 Procédure de l'essai

L'huile à tester est remuée lentement dans la bouteille en verre opaque la contenant pour assurer la répartition d'éventuelles particules présentes dans l'échantillon. L'huile est ensuite versée doucement le long d'une tige en verre pour éviter la formation de bulles d'air dans la baque en verre du diélectromètre jusqu'à immersion totale des deux électrodes (à une hauteur d'environ 40 mm).

L'essai consiste dans un premier temps, à déterminer la tension de claquage de l'huile. La tension alternative croissante est appliquée aux bornes des électrodes à la vitesse de 2 kV/s, jusqu'à la valeur de la tension produisant une décharge disruptive. La valeur de la tension de claquage est la moyenne arithmétique des six mesures effectuées automatiquement par le dispositif d'essai.

Une fois la valeur de la tension de claquage U_C est connue, nous fixons la tension de vieillissement U pour le même échantillon d'huile à une valeur légèrement inférieure à U_C . L'échantillon est maintenu sous tension pendant un temps bien fixé représentant le temps cumulé de plusieurs périodes de temps. Deux échantillons d'huile ont été prélevés sur deux transformateurs neufs, 24h après leur remplissage d'huile. Les caractéristiques de ces deux échantillons sont données ci-après. Les résultats des tensions de claquage sont consignés dans les tableaux 1 et 2.

a) Echantillon 1

- Première valeur de la tension de claquage : $U_C = 65$ kV.
- Indice de neutralisation : < 0.01 mg KOH/g.
- Viscosité : 10.69 mm²/s.
- Point d'éclair 139°C
- Point d'écoulement : -40°C
- Conditions atmosphériques de l'essai :
 - Température ambiante : entre 23 et 25 °C ;
 - Pression : 1010 hpa ;
 - Humidité relative : 45%
- **Tension de vieillissement : $U = 62$ kV.**

Tableau IV.1. Tension de claquage de l'échantillon 1

T	1h50mn	2h05mn	1h20mn	1h45mn	2h00mn	2h08mn	1h50mn	1h00mn	2h20mn	2h08mn	50mn
U_{Claquage}	65	66.2	65.8	66	65.9	66.1	65.9	65.7	65.9	65.9	65.9
Temps total de vieillissement = 19h15mn Tension moyenne de claquage = 65.84 kV											

b) Echantillon 2

- Première valeur de la tension de claquage : $U_C = 68.7$ kV.
- Indice de neutralisation : < 0.01 mg KOH/g.
- Viscosité : 10.72 mm²/s.
- Point d'éclair : 139°C .
- Point d'écoulement : -40°C .
- Conditions atmosphériques de l'essai :
 - Température ambiante : entre 23 et 25 °C ;
 - Pression : 1010 hpa ;
 - Humidité relative : 45%
- **Tension de vieillissement : $U = 65$ kV.**

Tableau IV.2. Tension de claquage de l'échantillon 2

T	2h20mn	2h40mn	2h10mn	2h50mn	2h00mn	2h30mn	1h40mn	3h10mn	2h15mn	2h00mn	1h50mn
U _{Claquage}	68	68,2	67,8	68,4	68,7	68,5	67,9	68	68,5	68,2	68,7
Temps total de vieillissement = 25h25 mn Tension moyenne de claquage = 68,26 kV											

La vérification des autres paramètres des deux échantillons après ces temps de mise sous tension a donné les valeurs du tableau IV.3.

Tableau IV.3. Caractéristiques des échantillons suite au vieillissement électrique

Echantillon	Indice de neutralisation (mg KOH/g)	Viscosité (mm ² /s) à 40°C	Point d'éclair °C	Point d'écoulement °C
1	< 0,01	10.7	138	-40
2	< 0,01	10.7	138	-40

IV.2.4 Interprétation des résultats

Nous remarquons que la valeur de la tension de claquage n'est pas affectée suite à la mise sous tension pendant 19h15mn pour l'échantillon 1 et 25h25mn pour l'échantillon 2. L'indice de neutralisation, la viscosité et le point d'écoulement ne sont pas affectés. Le point d'éclair, quant à lui, semble diminuer de 1°C mais cette diminution minime ne nous permet pas de tirer une éventuelle conclusion.

IV.3 Essais sur des huiles en service

Afin de pouvoir évaluer l'évolution des caractéristiques d'une huile minérale en service et compte tenu des résultats de l'étude expérimentale précédente, nous avons effectué des essais sur des échantillons d'huile minérale vieillis naturellement lors du fonctionnement normal des transformateurs en service. L'étude porte sur huit échantillons d'huile prélevés sur des transformateurs en service. La mise en service de ces transformateurs coïncide avec leur année de fabrication. Ces transformateurs sont ceux de l'entreprise chinoise CITIC –CRCC implantée en Algérie, spécialisée dans les travaux routiers et la réalisation d'ouvrages d'art. Les transformateurs objets de notre étude fonctionnant en service continu à environ 80% de leurs charges nominales étaient installés à Tlemcen dans le cadre de la réalisation de l'autoroute est-ouest.

Tableau IV.4. Identification des huit transformateurs étudiés

N° de l'échantillon	transformateurs	année	N° de fabrication
1	160kVA - 30kV/0.4kV	2008	73352
2	400kVA - 30kV/0.4kV	2007	70481
3	630kVA - 30kV/0.4kV	2008	75200
4	630kVA - 30kV/0.4kV	2009	78723
5	630kVA - 30kV/0.4kV	2008	76897
6	630kVA - 30kV/0.4kV	2009	78722
7	160kVA - 30kV/0.4kV	2008	75976
8	630kVA - 30kV/0.4kV	2008	76898

Les caractéristiques des huit échantillons sont comparées à celles de l'échantillon 9 qui est tiré d'une huile neuve traitée et destinée au remplissage des transformateurs de puissance.

IV.3.1 Aspect et couleur des huiles prélevées

La couleur est un paramètre à ne pas négliger car un changement de coloration d'un liquide isolant en service peut provenir de l'oxydation ou de la mise en solution de pigments de matériaux incompatibles (peinture, vernis...etc.). L'appréciation de la couleur d'une huile en service se fait par comparaison avec des teintes de référence. Il est à noter que la couleur ou l'aspect d'une huile n'informe pas vraiment de son degré de dégradation, à moins que celle-ci soit complètement détérioré par des court-circuits importants, ayant carbonisé l'isolation cellulosique. Dans ce cas de figure, l'huile peut même avoir une couleur pratiquement noire.

L'inspection visuelle des huiles prélevées des huit transformateurs montre qu'elles sont limpides, exemptes de défauts et ne présentant pas de particules en suspension. Nous ne pouvons pas tirer de conclusions quant au vieillissement de ces huiles sans vérifier d'autres paramètres tels la mesure de l'acidité ou l'étude de leurs propriétés électriques.

IV.3.2 Tension de claquage

Les essais de tension de claquage sont effectués sur chaque échantillon conformément à la norme CEI 60 156. Les résultats obtenus sont consignés dans le tableau IV.5.

Sur la majorité des échantillons, nous observons une baisse plus au moins importante de la valeur de la tension de claquage par rapport à celle d'une huile neuve.

IV.3.4 Acidité ou indice de neutralisation

La mesure de l'acidité constitue un outil majeur pour connaître le vieillissement d'une huile minérale. L'acidité s'exprime par l'indice de neutralisation ou nombre de milligrammes de potasse alcoolique nécessaires pour neutraliser un gramme d'huile. Pour une huile neuve, l'acidité est de l'ordre 0,005 mg KOH/g et atteint en fin de vie la valeur de 0,5 mg KOH/g correspondant au début de précipitation de boue qui bloque les canaux de refroidissement dans un transformateur. La mesure de l'indice de neutralisation est effectuée par titrage potentiométrique selon la norme CEI 62021.

a) Description de l'essai

La méthode consiste en la prise d'essai dans un mélange de toluène et d'alcool isopropylique. La solution homogène obtenue est titrée avec une solution normalisée alcoolique de base en présence de bleu alcalin comme indicateur.

Dans un flacon conique à bouchon de 250 ml sont pesés et laissés de côté. Dans un autre flacon contenant un mélange de 60g de toluène et 40 ml d'éthanol, 2ml de la solution sont ajoutés à la solution alcoolique de KOH 0.1 jusqu'à obtention d'une couleur rouge comparable celle du nitrate de cobalt et qui persiste au moins pendant 15s. La solution est vite ajoutée à l'échantillon et titrée avec la solution de neutralisation. Les résultats sont donnés dans le tableau IV.5.

Tableau IV.5. Tension de claquage et acidité des échantillons étudiés.

N° de l'échantillon	transformateurs	Tension de claquage (kV)	Acidité mg KOH/g
1	160kVA - 30kV/0.4kV	49.9	0.058
2	400kVA - 30kV/0.4kV	51	0.047
3	630kVA - 30kV/0.4kV	43.7	0.042
4	630kVA - 30kV/0.4kV	57.18	0.063
5	630kVA - 30kV/0.4kV	63.6	0.083
6	630kVA - 30kV/0.4kV	42.9	0.061
7	160kVA - 30kV/0.4kV	42.5	0.11
8	630kVA - 30kV/0.4kV	30.1	0.12
9		81	<0.01

On observe une augmentation significative de l'indice de neutralisation sur les huit échantillons étudiés. L'essai révèle la présence d'acides dans les huiles. L'acidité d'une huile en service indique un phénomène d'oxydation dans l'huile qui résulte de l'action de plusieurs facteurs tels l'humidité et la température. Cette oxydation conduit à la formation d'eau et d'ester.

IV.3.3 Courants de Conduction

Le but de l'essai est de détecter les courants circulant dans les différents échantillons d'huile soumis à des tensions continues allant de 0 à 25 kV. Le dispositif permettant de mesurer le courant de conduction est donné sur la figure IV.4. Il est principalement constitué d'une cellule en verre dotée d'un système d'électrodes plan-plan. Le diamètre des plans est de 10 cm. La distance inter-électrodes est de 6 mm. Le courant de conduction est obtenu à partir de la mesure de la tension aux bornes d'une résistance de 10 k Ω mise en série avec le cellule d'essais.

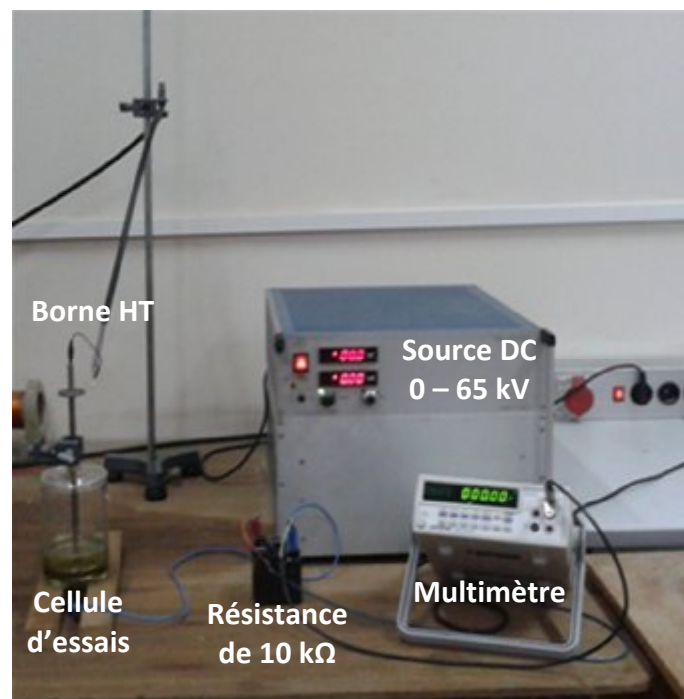


Figure IV.4. Dispositif d'essai de la conduction des huiles

Les résultats de mesure des courants de conduction sont donnés sur les figures 5, 6 et 7 pour les transformateurs de 630 kVA, 160 kVA et 400 kVA respectivement.

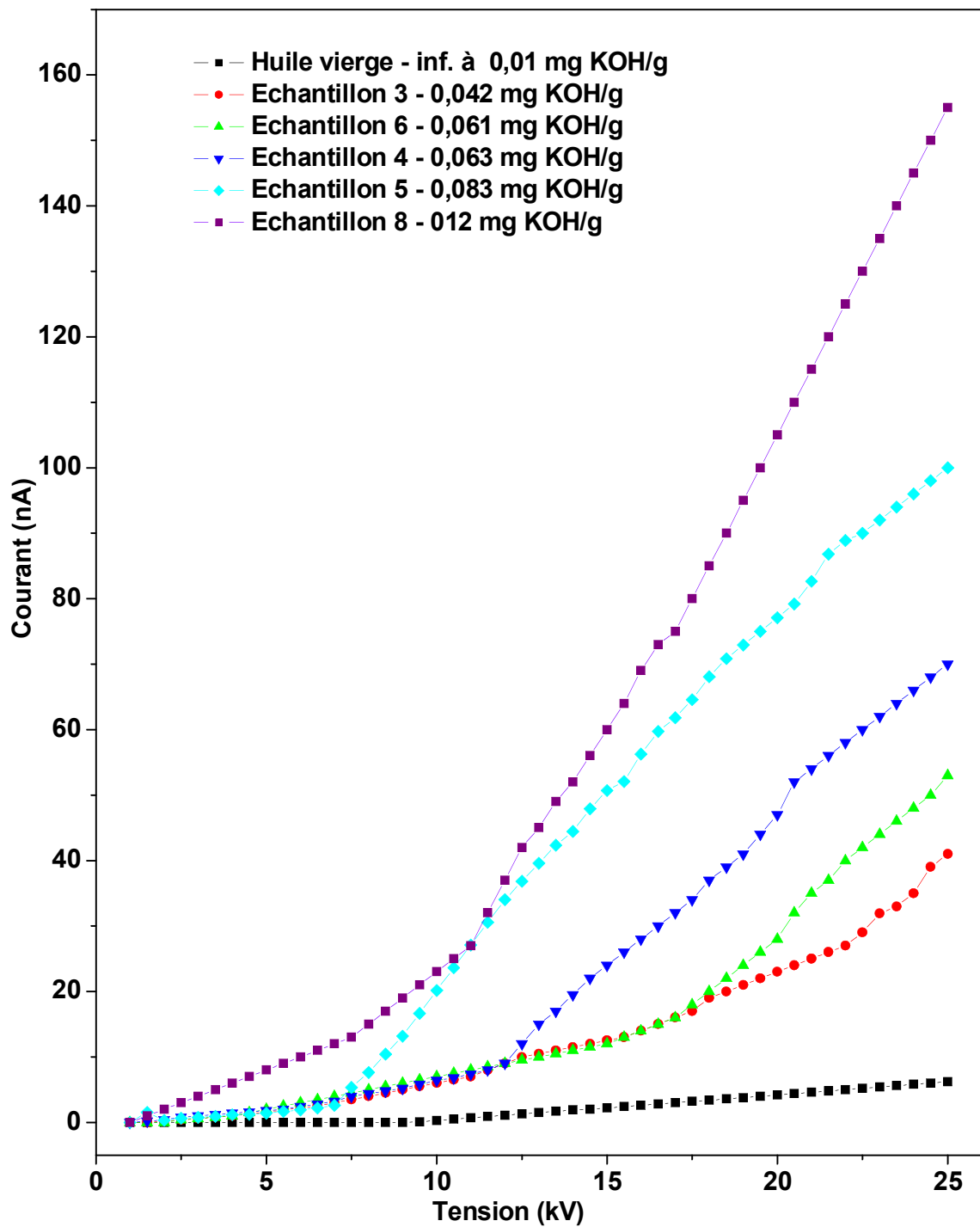


Figure IV.5 Courants de conduction pour les échantillons d'huile des transformateurs de 630 kVA.

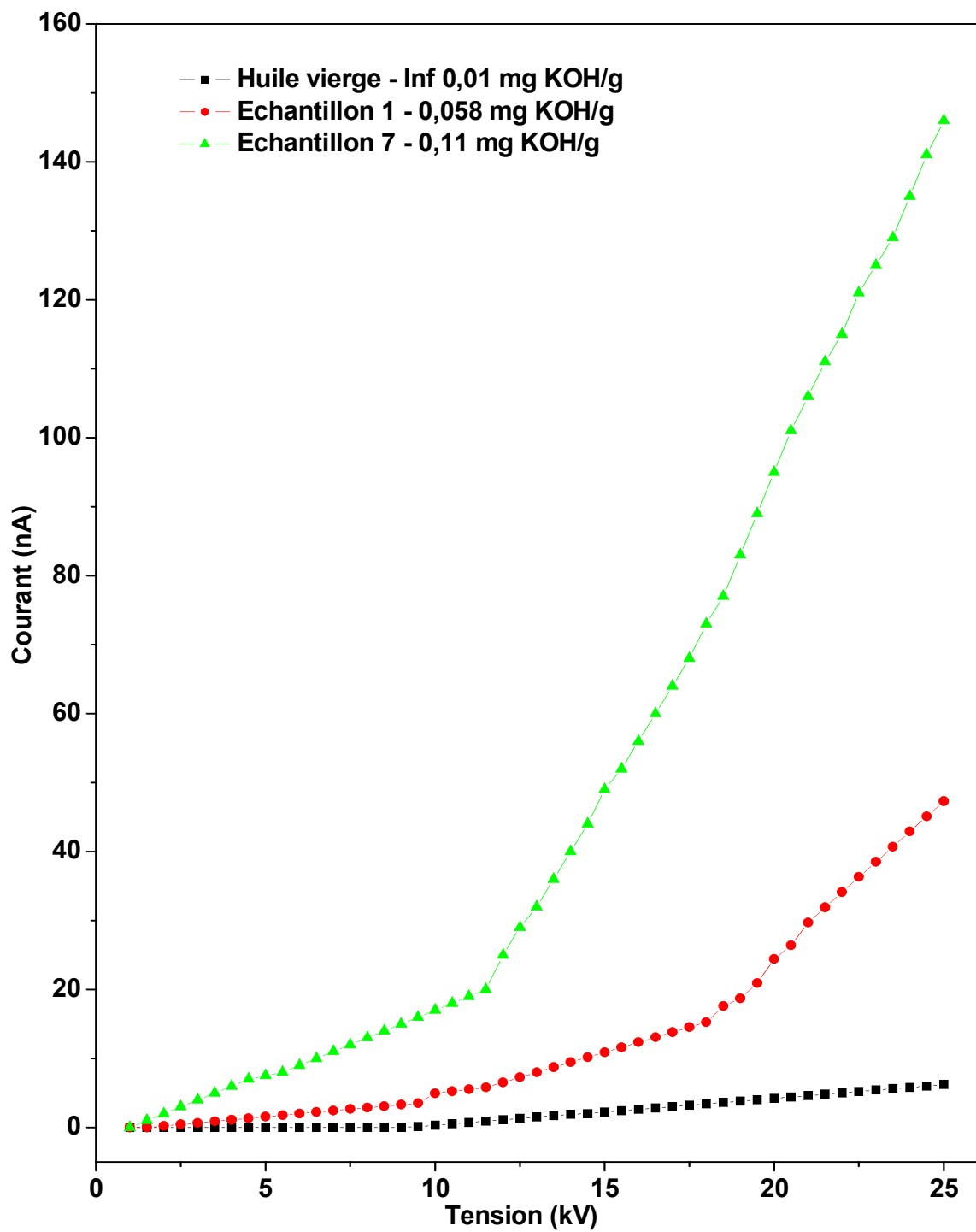


Figure IV.6 Courants de conduction pour les échantillons d'huile des transformateurs de 160kVA.

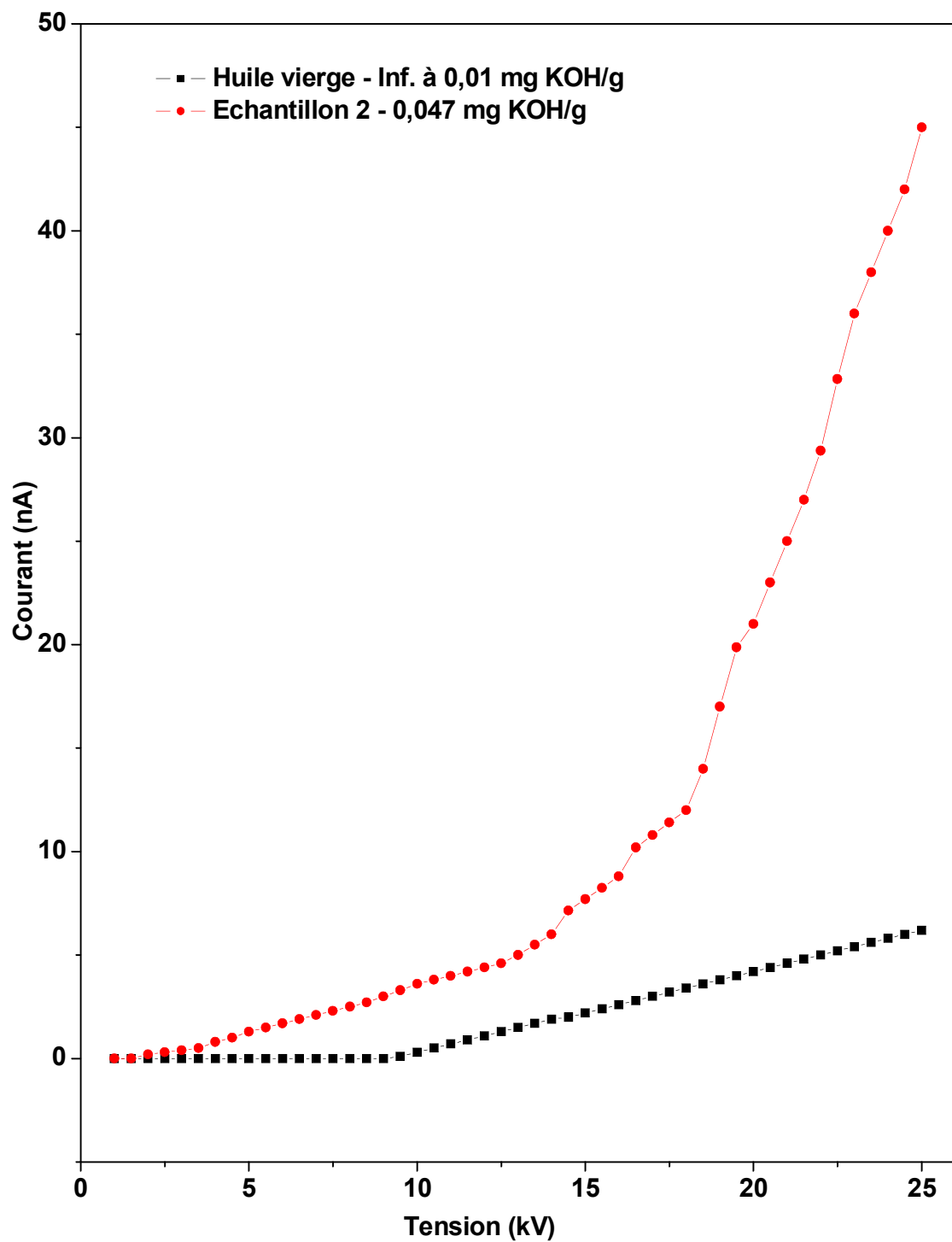


Figure IV.7 Courants de conduction pour les échantillons d'huile du transformateurs de 400kVA.

Sur une huile vierge répondant aux exigences de la norme CEI 60 296, le courant de conduction reste pratiquement nul pour toutes les valeurs de la tension appliquée. En

revanche, les courants de conduction enregistrés sur les différents échantillons prennent des valeurs plus au moins importantes. L'augmentation du courant de conduction est en parfait accord avec le taux d'acidité des échantillons.

Pour une acidité de 0,042mgKOH/g qui correspond à la plus faible valeur d'acidité de tous les échantillons étudiés (échantillon 3). on constate déjà une certaine conduction.

La conductivité d'une huile isolante est due principalement à la présence de charges libres, ions positifs et négatifs. Sous l'effet d'un champ électrique appliqué, ces ions se déplacent provoquant ainsi un courant de conduction. Nous rappelons que la conduction est également influencée par la nature et la taille des particules présentes dans l'huile ainsi que la teneur en eau de cette dernière, ce qui peut expliquer l'écart observé sur l'échantillon 1

La conduction dans une huile minérale évolue avec la tension appliquée. Ce point n'est pas des moindres et démontre que la sollicitation d'un transformateur en service que ce soit en terme de charge ou de temps d'utilisation aura une grande influence sur ce phénomène de conduction.

IV.3.4 Viscosité et point d'écoulement

Ces caractéristiques permettent de vérifier l'évolution des propriétés physiques de l'huile. La viscosité est un facteur important pouvant rendre compte de l'évacuation de la chaleur. Le vieillissement et l'oxydation de l'huile ont tendance à accroître cette caractéristique. La viscosité à elle seule n'est pas un facteur d'appréciation de l'huile car elle augmente de manière significative dans des conditions extrêmes d'utilisation et non dans les cas de vieillissement normal.

a) Description de l'essai

La viscosité est mesurée selon la norme DIN 53015. L'essai est effectué à l'aide d'un viscosimètre à chute de bille appelé aussi viscosimètre de HOPLER. L'appareil compte un long tube mobile autour d'un axe horizontal perpendiculaire. Le tube compte deux traits de repère A et B, on y introduit de l'huile et une bille en acier de diamètre calibré. Le tube est muni d'une double enveloppe transparente dans laquelle est fixé un thermomètre, on peut ainsi réaliser des expériences régulées à 20 et à 40°C. Le tube vertical est retourné et la bille retombe à travers le liquide en mouvement rectiligne uniforme. Le temps de chute de la bille entre les deux repères A et B distant de L est mesuré. La viscosité est calculée sur la base de la formule suivante :

$$= (-) / \quad (IV.1)$$

: Constante égale à 1,002 (en fonction des paramètres de la bille).

= 8,153 g/ml

= densité de l'huile

Le dispositif d'essai est illustré par la figure IV.8.



Figure IV.8. Viscosimètre.

b) Résultats

Les résultats de la mesure de la viscosité et du point d'écoulement sont représentés dans le tableau IV.6.

N° de l'échantillon	Viscosité à 40°C (mm ² /s)	Point d'écoulement °C
1	9,73	< - 40
2	10,19	< - 40
3	10,63	< - 40
4	10,56	< - 40
5	9,31	< - 40
6	9,68	< - 40
7	9,71	< - 40
8	10,47	< - 40
9	10,69	< - 40

c) Interprétation

La viscosité et le point d'écoulement d'une huile sont essentiels dans le transfert de chaleur ; une variation de celles-ci modifie la dissipation des pertes d'énergie.

Les valeurs de viscosité et de point d'écoulement obtenues sur les huiles étudiées est généralement acceptable. La viscosité est dans tous les cas restée inférieure à la valeur admissible de $12 \text{ mm}^2/\text{s}$ et ne s'écarte pas de manière significative de celle d'une huile neuve.

La notion du point d'écoulement prend une signification lors de l'utilisation de l'huile à très basses températures. Le point d'écoulement étant la plus basse température à laquelle le fluide s'écoule toujours. Cependant, il existe une relation entre la viscosité et le point d'écoulement. En effet, plus la viscosité est faible, donc le produit est léger et présente une faible masse moléculaire, plus il s'écoule plus rapidement.

IV.3.5 Point d'éclair

Le chauffage progressif de l'huile minérale provoque une concentration de vapeurs. Dès que la concentration des vapeurs dans l'atmosphère surmontant le liquide isolant devient suffisante pour former un produit inflammable, elle brûle à l'approche d'une flamme.

a) Méthode des essais

Il existe deux méthodes pour la détermination du point d'éclair :

- La méthode en coupe ouverte, méthode Cleveland selon la norme ISO 2592.
- La méthode en coupe fermée, méthode Pensky-Martens ISO 2719

Pour la réalisation de nos essais, nous avons utilisé la méthode PENKSY (figure IV.9). La coupelle étant fermée donc les vapeurs restent au voisinage de la surface du fluide et ne rentrent pas en contact avec l'air ambiant.



Figure IV.9. Dispositif expérimental du point d'éclair

a) Résultats d'essais

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau suivant

N° de l'échantillon	Point d'éclair (°C)
1	140
2	140
3	138
4	140
5	140
6	140
7	148
8	146
9	138

b) Interprétation

Le point d'éclair de l'ensemble des échantillons reste élevé. La présence d'oxygène dans l'huile peut modifier ce paramètre.

Dans ce travail, une caractérisation expérimentale de certaines propriétés diélectriques de l'huile minérale isolante pour transformateurs a été abordée. L'action combinée de la température et de l'oxygène en présence du cuivre, d'acier et du papier isolant dans les transformateurs électriques est le principal facteur de vieillissement d'une huile isolante.

Le choix d'un liquide destiné à l'isolation électrique n'est pas basé uniquement sur ses propriétés électriques mais aussi sur sa résistance au vieillissement, sa capacité à évacuer la chaleur et de sa sécurité d'emploi.

Dans cette étude, nous avons testé la mesure de la tension de claquage sur une huile neuve ayant subi un vieillissement électrique pendant quelques heures. Nous avons constaté que l'altération de la tension de claquage dans ces conditions d'essai est un processus très lent. La tension de claquage est un paramètre très influencé par la présence de particules en suspension et par les conditions atmosphériques, notamment l'humidité et la température.

Dans les transformateurs électriques, en plus du phénomène de condensation, des gouttelettes d'eau peuvent parvenir également de l'isolation cellulosique puisque le séchage effectué sur les parties actives n'extrait pas la totalité de l'humidité emprisonnée dans les pores du papier.

L'étude effectuée sur des échantillons d'huile minérale vieillis naturellement suite au fonctionnement normal des transformateurs de la gamme Electro-Industries en service, a révélé une baisse de la rigidité diélectrique de ces huiles, une augmentation considérable de l'indice de neutralisation et la présence de courant de conduction dans tous les échantillons étudiés.

L'oxydation de l'huile minérale induit dans un premier temps une augmentation importante de la conductivité pouvant conduire à des décharges partielles ou à une rupture diélectrique suivant le degré d'oxydation et les conditions d'exploitation.

La capacité de l'huile à évacuer la chaleur est une caractéristique à ne pas négliger car elle permet d'éviter l'échauffement du transformateur et de diminuer ainsi la dégradation prématurée de la cellulose et de l'huile. La viscosité est un indicateur de la propriété de transfert de chaleur d'une huile minérale. Nous avons pu vérifier à travers nos mesures, la grande stabilité de la viscosité des huiles dans le cas du fonctionnement normal des transformateurs.

L'analyse de l'huile est un outil indispensable et reste une méthode efficace pour le diagnostic des transformateurs en service et l'évaluation du degré de vieillissement. En plus des conditions atmosphériques, les propriétés électriques et physico-chimiques des huiles

Conclusion générale

minérales sont très influencées par les conditions d'exploitation notamment la charge réelle appliquée. Afin de compléter cette étude il serait intéressant de se pencher sur :

- L'impact de la charge sur les paramètres étudiés.
- La nature et la taille des particules se trouvant dans ces huiles

Bibliographie

- [1] Revue NYNAS, " Guide des huiles isolantes "
- [2] Norme CEI 296, EN 60296 " Spécification des huiles minérales isolantes neuves pour Transformateurs et appareillage de connexion" Aout 2004.
- [3] Norme CEI 60156 , " Détermination de la rigidité diélectrique des huiles isolantes à fréquence industrielle méthode d'essais", Novembre 1995.
- [4]S. Osmani, "Etude du comportement sous contrainte électrique de l'huile BORAK 22", Mémoire de Magister, Université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou, 2009.
- [5] Chau TranDuy" Propriétés des huiles isolantes pour application en haute tension" mémoire de doctorat, université Joseph Fourier, MAI 2013
- [6]Cristophe Perrier "étude des huiles et des mélanges à base d'huile minérale-recherche d'un mélange optimal" école doctorale de l'électronique et de l'électrotechnique de Lyon, avril 2007
- [7]Norme ISO 3104 " Méthodes d'essais de la viscosité des liquides isolants"
- [8]Norme ISO 3016 "détermination du point d'écoulement des huiles isolantes"
- [9] Norme CEI 62 021 "méthode de détermination de l'acidité"
- [10]Belkacemi Djamel, "etudes caractéristique des huiles minérales isolantes" Mémoire de Magister, Université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou, 2012
- [11] Revue SEFELEC note d'information technique les tests diélectriques. édition 2002

