

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**

**ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE**  
**Département de Génie Electrique**



**Projet de Fin d'Etudes**

**Pour obtention du titre**  
*D'ingénieur d'état en électrotechnique*

**Thème :**

***Etude des Phénomènes de Décharge  
Electrique dans la Borak 22 sous Tension  
Alternative***

**Proposé et dirigé par :**

*Mme F. Guerbas Chargée de cours à l'USTHB*  
*Mr M. Tegar Maître de conférences à l'ENP*

**Etudié par :**

*Mlle Khelil Djazia*  
*Mlle Zoutat Sonia*

***Promotion : Juin 2006***

# Dédicaces

*A la mémoire de mon Grand père ...  
Qui a été de sa vie et qui demeure  
après sa mort une lumière...  
Je voulais tant que tu vives ce jour...  
Dieu a décidé autrement...  
Repose en paix très cher djedis*

*A la perle qui orne ma vie... maman chérie*

*A mon cher papa*

*A mes trois adorables sœurs Louisa, Rosa et Rachida*

*A mon petit frère Amar*

*A ma chère Grand mère, mes tantes et mes oncles*

*A mon fiancé Kamel ainsi qu'à toute sa petite famille*

*A tout ceux qui travaillent de cœur ...*

*Et à qui la science est un partage ...*

***Khelil DJAZIA***

# *D*édicaces

*A mes très chers **parents**, dont le soutien et l'encouragement qu'ils m'ont apportés ne peuvent être mesurés.*

*A mon cher fiancé **Djamel**.*

*A mes frères et sœur : **El Hadi, Ahmed et Lamia**.*

*A toutes mes amies spécialement **Lynda, Hayat et Assia**.*

*A toute ma famille, notamment à ma Grand-mère **Arzika** à laquelle je souhaite une longue vie.*

*Je dédie ce mémoire*

*Sonia ZOUTAT*

## Remerciements

**Nous remercions Dieu de nous avoir prêter vie, santé et volonté pour achever ce travail.**

Nous remercions vivement, Madame F. GUERBAS, Chargée de Cours à l'Université des Sciences et Technologies Houari Boumediene et Monsieur M. TEGUAR Maître de Conférences à l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, de nous avoir confier ce sujet, et de l'aide précieuse qu'ils nous ont toujours apportée. Qu'ils trouvent ici l'expression de notre sincère reconnaissance.

Nous ne saurons jamais remercier assez Monsieur S. BOUAZABIA, Docteur d'Etat à l'Université des Sciences et Technologies Houari Boumediene, pour sa disponibilité à chaque sollicitation et sa générosité scientifique.

Que Monsieur A. BOUBAKEUR, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique, soit remercié à plus d'un titre pour l'intérêt et l'aide apportés à ce travail.

Madame D. RAHAL, Chimiste au Laboratoire de Traitement des Huiles de SKMK de Blida est remerciée de nous avoir assister lors des essais effectués au sein de l'entreprise.

Nous remercions Monsieur A. MEKHALDI, professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique, d'avoir toujours été agréable avec nous et d'avoir bien voulu examiner notre Projet de Fin d'Etudes.

Nous remercions nos parents, de nous avoir donner la vie, de nous avoir élevé, instruit, pour tout leurs sacrifices, .... Les mots s'épuisent sans doute, mais vous comprendrez que tout un univers de paroles ne serait suffire pour vous dire MERCI.

# **Sommaire**

<b>Sommaire</b> .....	1
<b>Introduction Générale</b> .....	6

## **Chapitre I**

### **Les liquides isolants en électrotechnique**

<b>I.1 Généralités</b> .....	8
<b>I.2 Historique</b> .....	8
<b>I.3. Rôle des liquides isolants</b> .....	9
<b>I.4. Catégories des liquides</b> .....	9
I.4.1. Liquides de synthèse .....	9
I.4.2. Huiles végétales .....	10
I.4.3. Huiles minérales.....	10
I.4.3.1. Procédés de préparation (Raffinage).....	11
I.4.3.1.1. Distillation.....	11
I.4.3.1.2. Extraction sélective par solvants.....	11
I.4.3.1.3. Déparaffinage.....	11
I.4.3.1.4. Hydrotraitement/hydrogénation.....	12
I.4.3.1.5. Raffinage à l'acide sulfurique concentré.....	12
I.4.3.1.6. Finition et conditionnement.....	12
I.4.3.2.2. Composition des huiles minérales.....	12
a) la tendance paraffinique.....	12
b) La tendance naphénique.....	13
c) La tendance aromatique.....	13
d) Les différents additifs .....	13
1) Les anti-oxydants.....	13
2) Les améliorants de l'indice de viscosité .....	14
I.4.3.3. Spécifications .....	14
I.4.3.4. Usages .....	14
<b>I.5. Comment choisir un liquide diélectrique</b> .....	15

## **Chapitre II**

### **Caractéristiques des huiles minérales isolantes**

<b>II.1. Généralités</b> .....	16
<b>II.2. Classification des liquides</b> .....	16
II.2.1 Les liquides polaires.....	16
II.2.2 Les liquides non polaires.....	16

<b>II.3. Propriétés des huiles minérales isolantes</b> .....	16
II.3.1 Les propriétés électriques .....	17
II.3.1.1. La permittivité ou la constante diélectrique.....	17
II.3.1.2. Conductivité, Résistivité .....	18
II.3.1.3. Le facteur de dissipation diélectrique ( $\tan \delta$ ).....	18
II.3.1.4. La rigidité diélectrique.....	19
II.3.1.5. Gassing .....	19
II.3.1.6. Electrification de l'huile .....	20
II.3.1.7. Formation de gaz dans un arc électrique .....	20
II.3.2. Les propriétés physiques .....	21
II.3.2.1. La viscosité .....	21
II.3.2.2. Point de congélation .....	21
II.3.2.3. Le point d'écoulement .....	21
II.3.2.4. Capacité thermique.....	22
II.3.2.5. Conductivité thermique .....	22
II.3.2.6. Masse volumique et coefficient de dilatation volumique.....	23
II.3.2.7. Aspect. Couleur. Caractéristiques optiques .....	23
II.3.3. Les propriétés chimiques .....	23
II.3.3.1. L'acidité totale.....	23
II.3.3.2. La teneur en soufre .....	24
II.3.4. Stabilité .....	24
II.3.4.1. Stabilité thermique.....	24
II.3.4.2. Stabilité à l'oxydation.....	24
II.3.5. Propriété au feu .....	25
II.3.5.1. Le point de feu .....	25
II.3.5.2. Le point d'éclair .....	25
II.3.6. L'effet des impuretés.....	26
II.3.6.1. La teneur en eau .....	26
II.3.6.2. La teneur en particules .....	27
II.3.6.3. La teneur en gaz.....	27
<b>II.4. Conclusion</b> .....	27

### Chapitre III Claquage des diélectriques liquides

<b>III.1. Généralités</b> .....	28
<b>III.2. Mécanismes de claquage des diélectriques liquides</b> .....	28
III.2.1. Mécanisme électronique.....	29
III.2.1.1. Origine des porteurs de charges .....	29
a) Production et recombinaison de charge en volume.....	29
b) Génération de charges aux interfaces.....	30
III.2.1.2. Avalanche électronique dans les liquides.....	31
III.2.2. Mécanisme de claquage avec phase gazeuse .....	32
III.2.2.1. Mécanisme thermique .....	33

III.2.2.2. Mécanisme de cavitation .....	33
III.2.2.3. Ecoulements électrohydrodynamiques EHD .....	34
III.2.3. Mécanisme de claquage par pont .....	34
III.2.3.1. Origine des particules.....	34
III.2.3.2. Teneur des particules.....	35
III.2.3.3. Rôle des particules dans le claquage.....	35
a) Particules isolantes .....	35
b) Particules conductrices .....	35
<b>III.3. Longues décharges dans les liquides.....</b>	<b>36</b>

## **Chapitre IV Diagnostic des huiles de transformateurs**

<b>IV.1 Défaillances et problèmes de transformateurs de puissance .....</b>	<b>37</b>
<b>IV.2 Gestion de la vie d'un transformateur .....</b>	<b>37</b>
<b>IV.3 Méthode de surveillance et diagnostic d'une isolation de transformateur .....</b>	<b>38</b>
IV.3.1. Méthodes de diagnostic non traditionnelles.....	39
IV.3.1.1. Essai en service des décharges partielles (DP).....	39
IV.3.1.2. Mesure de la tension de rétablissement.....	39
IV.3.1.3. Logiciels et systèmes intelligents et experts pour diagnostic.....	39
IV.3.2. Méthodes de diagnostic traditionnelles (analyse de l'huile) .....	40
IV.3.2.1. Diagnostic avec analyse de gaz dissous.....	40
IV.3.2.2. Diagnostic utilisant des tests physico-chimiques.....	40
IV.3.2.2.1. Méthode d'échantillonnage .....	40
IV.3.2.2.2. Essais des huiles et leurs signification.....	41
a) Couleur et aspect .....	42
b) Tension de claquage .....	42
c) Teneur en eau .....	43
d) Indice de neutralisation(d'acidité).....	43
e) Sédiments et dépôts .....	43
f) Facteur de dissipation diélectrique FDD et/ou la résistivité .....	43
g) Tension interfaciale.....	44
h) Teneur totale en gaz .....	44
i) Point d'éclair.....	44
j) Point d'écoulement.....	45
k) Masse volumique.....	45
l) Viscosité.....	45
m) Teneur en inhibiteur et stabilité à l'oxydation.....	45
<b>IV.4. L'altération des huiles de transformateurs.....</b>	<b>45</b>
IV.4.1. Les huiles neuves.....	46
IV.4.2. Les huiles faiblement polluées.....	46
IV.4.3. Les huiles moyennement contaminées.....	46

IV.4.4. Les huiles en dégradation avancée.....	46
<b>IV.5. Remplacement et régénération des huiles de transformateurs.....</b>	<b>46</b>

## Chapitre V Techniques expérimentales

<b>V.1. Introduction.....</b>	<b>48</b>
<b>V.2. Techniques expérimentales.....</b>	<b>48</b>
V.2.1. Mesure de la tension de claquage.....	48
V.2.1.1. Circuit d'essais.....	48
a) Transformateur d'essais (50 Hz) .....	48
b) Transformateur de réglage.....	48
c) Diviseur capacitif .....	49
d) Pupitre de commande.....	49
e) Dispositif de protection.....	49
V.2.1.2. Cellule d'essais.....	50
V.2.2. Mesure du courant .....	52
V.2.2.1. Circuit d'essais.....	52
V.2.2.2. Expression du courant I en fonction de $V_{luc}$ .....	53
V.2.3. analyses physico- chimiques .....	54
V.2.3.1. Présentation de l'huile.....	54
V.2.3.2. Méthode d'échantillonnage .....	54
V.2.3.3. Appareillage et mode opératoire.....	54
V.2.3.3.1. Mesure de la viscosité cinématique à 20°C.....	54
V.2.3.3.2. Mesure du point d'éclair.....	55
V.2.3.3.3. Mesure de la teneur en eau.....	56
V.2.3.3.4. Mesure de l'indice d'acidité.....	56
V.2.3.3.5. Mesure de l'indice de couleur.....	56
V.2.3.3.6. Mesure de l'indice de réfraction.....	57
V.2.3.3.7. Mesure du facteur de dissipation diélectrique et la permittivité à 90°C.....	58
<b>V.3. Conclusion.....</b>	<b>58</b>

## Chapitre VI Résultats et Discussions

<b>VI.1. Introduction.....</b>	<b>59</b>
<b>VI.2. Tension de claquage.....</b>	<b>59</b>
VI.2.1. Influence de la distance inter-électrodes .....	59
VI.2.2. Influence du temps entre deux claquages successifs.....	60

<b>VI.3. Rigidité diélectrique</b> .....	60
<b>VI.4. Courant</b> .....	61
VI.4.1. Forme du courant.....	61
VI.4.2. Effet de la tension appliquée.....	65
VI.4.3. Effet de la distance inter-électrodes.....	71
<b>VI.5. Tension de génération</b> .....	72
<b>VI.6. Impédance équivalente</b> .....	72
VI.6.1. Effet de la tension appliquée.....	72
VI.6.2. Effet de la distance inter-électrodes.....	73
VI.6.3. Discussions.....	74
<b>VI.7. Analyses physico-chimiques de l'huile</b> .....	75
VI.7.1. Permittivité relative.....	75
VI.7.2. Viscosité cinématique.....	76
VI.7.3. Indice de réfraction .....	76
VI.7.4. Point d'éclair.....	77
VI.7.5. Indice d'acidité.....	78
VI.7.6. Facteur de pertes diélectriques.....	79
VI.7.7. Indice de couleur.....	80
VI.7.8. Teneur en eau.....	81
<b>VI.8. Conclusion</b> .....	82
<b>Conclusion Générale</b> .....	83
<b>Perspectives de recherches</b> .....	84

# **Introduction Générale**

Les matériaux, au sens large, jouent un rôle prépondérant dans les matériels électriques. Leur évolution, cumulée sur près d'un siècle, bien que le plus souvent lente, a été considérable. Ils constituent sans aucun doute, les facteurs clés du développement des matériels électrotechnique de demain [1]. Les matériaux isolants se présentent sous diverses formes à savoir solide, liquide et gazeuse.

Les liquides, comme la plupart des matériaux (exception faite des métaux et alliages), sont des diélectriques et des isolants ; diélectriques, car les molécules ou atomes qui les constituent sont polarisables par un champ électrique, et isolants, car ils sont caractérisés par une structure électronique présentant une largeur de bande interdite suffisamment élevée pour que la densité des porteurs libres (électrons et trous) soit toujours négligeable [2].

Nous nous intéressons, dans notre travail, aux diélectriques liquides pour transformateurs et plus précisément aux huiles minérales. Ces dernières, issues de la distillation fractionnée des bruts de pétrole et utilisées, depuis fort longtemps, comme produit de remplissage de matériels électrique (transformateurs, câbles, ...) où imprégnant d'isolants solides, devront s'adapter à des contraintes de plus en plus sévères. C'est la raison pour laquelle les études et recherches, portant sur les huiles isolantes et, plus globalement, sur les diélectriques liquides, constituent, jusqu'à nos jours, un sujet toujours d'actualité.

Etant donné que la contrainte diélectrique soit la principale exigence d'une huile de transformateur, les premières études se sont principalement intéressées aux phénomènes de claquage. Cependant, on s'est vite aperçu, qu'en réalité la rupture diélectrique n'était que l'ultime étape d'un ensemble d'événements auquel un intérêt particulier devait être porté afin de comprendre les phénomènes qui initient et entretiennent la perturbation jusqu'au claquage. L'état de contamination de l'huile joue aussi, un rôle prépondérant dans la compréhension des phénomènes de rupture diélectrique. En effet, il a été constaté que l'huile en service dans un transformateur, finit toujours par s'altérer après une certaine durée de mise en service. Ses caractéristiques sont alors modifiées à un point où l'huile n'assure plus sa fonction et son maintien en service peut conduire à de sérieux incidents, .... Un diagnostic des huiles est nécessaire afin de déterminer le degré de contamination de cette dernière (Eric Killer déclare : « c'est comme pour un être humain, mais à la place du sang, j'analyse l'huile. Si le transformateur est malade, cela se voit dans l'huile » [3]).

C'est dans cette optique que nous avons tenté, à notre échelle et par les moyens qui ont été mis à notre disposition, d'effectuer une étude sur le comportement d'une huile minérale isolante d'application industrielle. Notre choix s'est porté sur une huile de transformateur, utilisée par la SONELGAZ (Société Algérienne de l'Electricité et du Gaz) et commercialement dénommée 'Borak 22'. Nous avons mené notre travail en utilisant un système d'électrodes pointe-plan auquel une contrainte alternative de fréquence industrielle (50Hz) est appliquée. Les essais de claquage ont été effectués au Laboratoire de Haute Tension de l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger. Tandis que les analyses physico-chimiques de l'huile ont été effectuées au laboratoire d'Analyse des Huiles de Transformateurs de SKMK (SONELGAZ) de Blida.

Nous avons structuré ce travail en six chapitres :

- Le premier chapitre présente les différents diélectriques liquides en électrotechnique, en mettant l'accent sur les huiles minérales, objet de notre présente étude.

- Dans le deuxième chapitre, nous nous sommes intéressées aux différentes propriétés des huiles minérales (électriques, chimiques, physiques, ...).
- Le troisième chapitre s'intéresse aux différents mécanismes de claquage dans les diélectriques liquides. Nous citons dans ce chapitre quelques avis de chercheurs à ce sujet.
- Le quatrième chapitre donne une idée générale sur le diagnostic des huiles de transformateurs avec un accent sur la méthode utilisée au cours de cette recherche (l'analyse physico-chimique).
- Dans le cinquième chapitre, nous présentons les techniques expérimentales utilisées au cours de ce travail.
- finalement, dans le dernier chapitre, nous présentons et discutons les résultats obtenus.

Ainsi, en premier lieu, nous nous sommes intéressées à la variation de la tension de claquage en fonction de la distance inter-électrodes. Nous avons étudié également, l'influence de la tension appliquée et l'écartement inter-électrodes sur le courant et l'impédance équivalente vue des électrodes.

En deuxième lieu, et afin d'étudier le degré de contamination de l'huile de transformateur, nous avons effectué une analyse physico chimique de cette dernière en prélevant certaines de ses propriétés, à savoir : la viscosité cinématique à 20°, le point d'éclair, la teneur en eau, l'indice d'acidité, l'indice de couleur, l'indice de réfraction, le facteur de dissipation diélectrique et la résistivité pour l'huile à l'état neuve et après plusieurs claquages.

Tout au long de notre travail, nous comparons nos résultats à ceux obtenus par d'autres chercheurs [8,11,18,21,22,38,39,40].

- Nos horizons de recherche sont proposés à la fin du travail.

## **Premier chapitre**

# **Les liquides isolants en électrotechnique**

## **I.1. GÉNÉRALITÉS**

Le rôle d'un isolant est de séparer deux points (conducteurs) mis à des potentiels différents.

Les isolants diélectriques sont indispensables dans tous les équipements électriques. Leur performance doit s'accroître en fonction de la contrainte électrique à laquelle ils sont soumis. Leur rigidité diélectrique doit être d'autant plus élevée que la tension appliquée l'est. Les diélectriques utilisés en haute tension appartiennent aux trois grandes catégories suivantes [4]:

- Les isolants gazeux : l'air, certains gaz électronégatifs (SF<sub>6</sub>, N<sub>2</sub>, ... etc.).
- Les isolants liquides : la grande gamme des huiles diélectriques : minérales, ... etc.
- Les isolants solides : les matériaux synthétiques (PVC), le papier, ...etc.

## **I.2. HISTORIQUE**

Les isolants électriques étaient, à l'origine, des produits naturels non imprégnés qui, en contact direct avec l'air, s'oxydaient rapidement. La première tentative pour protéger des enroulements de la corrosion en les plongeant dans de l'essence de térébenthine date de 1854. Cette immersion dans un liquide organique a amélioré la tenue électrique, allongé la durée de fonctionnement et soustrait l'isolation solide à l'oxydation directe.

Les premières bobines d'induction, les transformateurs primitifs, les transformateurs industriels, réalisés en 1884, étaient du type sec. G.Westinghouse introduit les isolants liquides dans la technique des transformateurs en 1887 [5] et il a fallu attendre 1891 pour que l'huile de pétrole soit utilisée à titre expérimental dans l'isolation de transformateurs triphasés ; mais, la fin du 19<sup>e</sup> siècle verra encore des appareils dans l'air de 1000 kVA sous 30kV, tous ventilés à partir de 50kVA. Devant la multiplication des réseaux de distribution d'énergie électrique et l'accroissement des puissances installées, les transformateurs dans l'air deviennent énormes. Pour réduire leur volume, l'emploi de l'huile minérale se généralise dès 1905. En 1917, le premier câble à conducteur creux et à huile fluide a été réalisé. En 1918, l'huile minérale a été employée comme imprégnant de condensateurs.

La nécessité d'employer des liquides de sécurité, révéla à la fin des années 1920, avec l'apparition des askarels, liquides de synthèse, la possibilité de créer des molécules adaptées, par exemple de permittivité plus grande que celle des huiles minérales.

Peu à peu les paramètres électriques se précisèrent sous l'influence de diverses contraintes d'emploi. Les askarels, suspectés dès 1966, puis interdits dans certains pays en 1972 (chez nous à partir de 1985) sont peu à peu remplacés par d'autres liquides.

Dans les condensateurs, ils ont été remplacés par une première génération de liquides de synthèses (BNC, DOP, MIPB, PXE, ...) qui firent progresser les connaissances. Une deuxième génération de liquides de synthèse est maintenant utilisée, basée sur des dérivés du diphenylméthane. Les évolutions technologiques progressives dans ce domaine ont permis de multiplier par trente la puissance volumique des appareils.

Dans le domaine des transformateurs, le bannissement des askarels et de tous les produits chlorés n'a pas permis de conserver la propriété de résistance au feu. Les produits utilisés

pour cette application particulière sont inflammables mais à des températures très élevées (> 300°C). Par ailleurs, les transformateurs sont toujours imprégnés avec des huiles minérales, dont la qualité a fortement progressé [6].

### **I.3. RÔLE DES LIQUIDES ISOLANTS**

Les huiles et liquides isolants sont utilisés comme imprégnants d'isolants solides et produits de remplissage de matériels électriques très divers : transformateurs, condensateurs, câbles, disjoncteurs, etc.

Ces appareils présentent des pertes d'énergie qui, aussi faibles soient-elles (1 à 10 % de la puissance nominale), provoquent une élévation de la température. Cette dernière est limitée par l'emploi d'huiles ou de liquides, en refroidissement naturel (convection) ou forcé (circulation).

90 à 95% des liquides isolants sont représentés par les huiles minérales, dont l'importance commerciale s'explique par la facilité de les obtenir (à partir des coupes pétrolières) et par leur prix, le plus bas de tous les isolants. Cette masse d'huile ne représente cependant qu'une infime partie (2%) de l'ensemble des lubrifiants [7].

Les trois fonctions principales d'une huile isolante sont [7,8] :

- Evacuer les pertes d'énergie (refroidissement) ; c'est la première fonction assignée aux diélectriques liquides. La chaleur évacuée est véhiculée par circulation naturelle ou forcée du diélectrique liquide au moyen d'un équipement tel qu'une pompe ou un ventilateur, vers les dispositifs de refroidissement. Le transfert de chaleur de la partie active à l'air a lieu en deux étapes : de la partie active à l'huile (à l'intérieur de la cuve), de l'huile à l'air dans le réfrigérant.
- Isoler au sens strict (c'est-à-dire ralentir l'oxydation de l'isolation solide).
- Isoler au sens électrique.

A côté de ces trois fonctions fondamentales, il y a lieu d'ajouter la fonction de résistance à l'incendie, dont le pouvoir d'extinction des arcs électriques, et le pouvoir lubrifiant, pour les matériels renfermant des pièces en mouvement.

### **I.4. CATÉGORIES DES LIQUIDES**

#### **I.4.1. Liquides de synthèse**

Les liquides de synthèse sont utilisés chaque fois que les propriétés requises ne sont pas satisfaites par les huiles minérales. C'est notamment le cas lorsqu'il s'agit d'améliorer la résistance au feu (transformateur) ou lorsque l'on recherche une meilleure stabilité thermique et de grandes performances diélectriques (câbles et condensateurs).

Il existe quatre types principaux de liquides de synthèse :

- Les hydrocarbures aromatiques : ces liquides peuvent être classés en deux groupes : les alkybenzènes et les autres hydrocarbures aromatiques.

- Les hydrocarbures aliphatiques telles les polyoléfines, qui sont des hydrocarbures insaturés à chaîne droite ou ramifiée, possédant une double liaison en bout de chaîne [6,9].
- Les esters issus de réaction d'acides organiques et d'alcools. Ces produits offrent d'excellentes propriétés lubrifiantes et des opérabilités aux températures extrêmes [10].
- Les silicones : ont été proposées comme liquides de remplacement des askarels pour transformateurs. Le produit le plus communément employé est le polydiméthylsiloxane [9].

Ils sont tous obtenus à partir des grands intermédiaires de la pétrochimie. Des produits perfluorés ont également été proposés dans le domaine des condensateurs et des transformateurs pour certaines applications très particulières. Le coût d'accès de ces produits, cent fois celui des huiles minérales, a pour conséquence, une limitation de leurs utilisations.

Les polychlorobiphényles (ou polychlorodiphényles selon la nomenclature) sont également des liquides de synthèse et ont été utilisés largement pendant une trentaine d'années. Leur persistance dans l'environnement conduit à leur bannissement ; cependant, ils sont encore présents dans certains appareils âgés. Seuls des produits biodégradables sont maintenant acceptés [6].

#### **I.4.2. Huiles végétales**

Utilisées depuis la nuit des temps, elles sont obtenues à partir de récolte de graines et de fruits. Elles sont traitées par pressage puis par des opérations de raffinage relativement complexes. Ce sont des esters d'acides gras et de glycérol appelés triglycérides [10].

Elles sont généralement peu toxiques et biodégradables. Ces qualités sont dues notamment à une faible résistance à l'oxydation et à l'hydrolyse. Ces deux caractéristiques, qui sont favorables pour l'aspect écotoxicologique, représentent un inconvénient important pour les applications électrotechniques. Par ailleurs, leur tenue diélectrique n'est pas très élevée. Pour ces raisons, les huiles végétales sont relativement peu utilisées (essentiellement dans certains types de condensateurs pour courant continu), bien que leur emploi dans les transformateurs ait été proposé récemment [6].

#### **I.4.3. Huiles minérales**

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

Les huiles minérales isolantes sont obtenues par distillation de pétroles sélectionnés, substances naturelles d'origine géologique, débarrassés de matières diverses (gaz légers, sulfure d'hydrogène, eau, etc.). Les pétroles sont composés d'hydrocarbures saturés paraffiniques (alcanes) et naphthéniques (cycloalcanes), qui constituent la matrice liquide fondamentale, et d'hydrocarbures aromatiques (dont des aromatiques ramifiés par des chaînes alkylées). Ils contiennent également des hydrocarbures hétérocycliques à base de soufre, d'azote et d'oxygène, dont les teneurs ne dépassent pas 10 % [9]. On les désigne sous le terme de bruts. Ils sont extraits dans toutes les régions du monde et plusieurs centaines de types différents ont été mis en évidence.

L'amélioration progressive des procédés de raffinage des bruts a abouti à l'obtention d'huiles minérales de plus en plus performantes. Ces améliorations, associées aux évolutions technologiques, ont permis de réduire progressivement les volumes d'huiles dans les appareils [9].

### **I.4.3.1. Procédés de préparation (Raffinage)**

Pour obtenir des huiles isolantes dotées des propriétés adéquates pour les applications électrotechniques (transformateurs, câbles, ...), le pétrole brut doit passer par plusieurs processus de raffinage. Ils comprennent des méthodes physiques (distillation, extraction aux solvants, cristallisation, etc.) et des méthodes chimiques (craquage et reformage catalytique, hydrocraquage, hydrogénation, etc.). Les procédés utilisés dépendent de la nature du brut de départ : naphténique ou paraffinique.

#### **I.4.3.1.1. Distillation**

Les distillations (à pression atmosphérique et/ou sous vide) constituent la première étape du raffinage. Elles sont destinées à éliminer les légers et les lourds du pétrole, et à produire un distillat adapté à l'application diélectrique.

#### **I.4.3.1.2. Extraction sélective par solvants**

Les distillats utilisés dans le raffinage classique destiné à l'obtention d'huile isolante contiennent des hydrocarbures saturés et aromatiques ainsi que des composés hétérocycliques. Certains de ces composés doivent être éliminés pour améliorer une propriété souhaitable (par exemple, la stabilité à l'oxydation et le gassing). Cette élimination se fait par une technique à contre courant, à l'aide de solvants variés : furfural, dioxyde de soufre, N-méthylpyrrolidone, etc [9].

L'extraction sélective ne modifie pas les molécules existantes, mais élimine celles non voulues.

#### **I.4.3.1.3. Déparaffinage**

L'objectif de cette opération est d'éliminer les paraffines susceptibles de cristalliser à froid et, ainsi, d'améliorer le point d'écoulement de l'huile.

Le déparaffinage n'est, en général, pas nécessaire pour les bruts naphténiques, sauf s'ils contiennent un fort taux de paraffines. Par contre, il doit obligatoirement être pratiqué dans le cas des bruts paraffiniques. Le raffinat est traité à la méthyléthylcétone, seule ou en mélange avec d'autres solvants, suivi d'un refroidissement et d'une séparation de la paraffine par filtration. L'urée peut aussi être utilisée.

Le déparaffinage ne permet pas d'atteindre les points d'écoulement requis par les normes (-45°C en classe II [9], voir annexe 1) mais seulement des valeurs de -30°C ; des additifs abaisseurs du point d'écoulement (APE) sont alors utilisés.

#### **I.4.3.1.4. Hydrotraitement/hydrogénation**

Cette opération est destinée à éliminer les aromatiques indésirable, notamment les hydrocarbures polyaromatiques cancérigènes (HPA). L'hydrotraitement est un procédé plus doux que l'hydrogénation (température et pression plus basses).

L'hydrogénation est réalisée entre 200 et 350°C, sur lit catalytique fixe, sous 30 à 100 bar d'hydrogène [9]. Les hydrocarbures aromatiques sont transformés en hydrocarbures saturés et les organosoufrés et azotés en espèce chimiques neutres.

L'hydrogénation permet de réduire davantage le taux de HPA que l'hydrotraitement mais, en contrepartie, la forte diminution du taux d'aromatiques se traduit par une dégradation de la tenue à l'oxydation et du gassing (les huiles devenant productrices et non absorbées de gaz).

#### **I.4.3.1.5. Raffinage à l'acide sulfurique concentré**

Ce procédé ancien n'est généralement plus utilisé pour des raisons économiques et de protection de l'environnement.

#### **I.4.3.1.6. Finition et conditionnement**

L'huile isolante, à chaque étape du raffinage, est débarrassée de toute trace de solvant (par balayage à la vapeur d'eau ou par dégazage sous vide) et de particules (par filtration).

Dans le cas d'une hydrogénation trop énergique, le raffineur peut avoir recours à l'addition d'une quantité de distillats de départ, pour introduire des inhibiteurs naturels éliminés. Suivant le cas, l'ajout d'améliorant du point d'écoulement (APE) ou d'autre additifs, en particulier antioxydants, se fait aussi au stade de la finition. Un traitement sur terre adsorbante permet d'améliorer le niveau de conductivité de l'huile.

Les essais de conformité aux normes ou aux cahiers des charges sont effectués, puis l'huile est stockée sous atmosphère inerte (azote) avant expédition en vrac (camion-citerne, wagon, spécialement réservés à cet effet et munis d'assécheurs) ou en fûts [9].

### **I.4.3.2. Composition des huiles minérales**

Les huiles minérales contiennent près de 3000 produits différents, dont 90% n'ont pas encore été identifiés. En première approximation, elles sont considérées comme paraffiniques ou naphthéniques suivant que le rapport du nombre de carbones paraffiniques ( $C_p$ ) au nombre de carbones naphthéniques ( $C_n$ ) est supérieur ou inférieur à 2 (voir Tableau I.1) [9].

#### **I.4.3.2.1. La tendance paraffinique**

La tendance paraffinique est représentée par l'ensemble des hydrocarbures saturés à chaîne droite ramifiée ou non, mais non cyclique.

Les paraffines qui sont plus intéressantes se rencontrent en qualité appréciable dans les fractions de bruts paraffiniques. Alors que les paraffines à chaîne droite de poids moléculaire élevés sont retirées par déparaffinage. Les caractères de cette famille d'huiles riches en hydrocarbures paraffiniques sont [7] :

- Une faible densité pour une viscosité donnée.
- Une variation relativement faible de la viscosité en fonction de la température.
- Une faible volatilité pour une viscosité donnée.
- Un faible pouvoir solvant.

#### I.4.3.2.2. La tendance naphténiq

Les types de naphténes ayant seulement quelques cycles par molécule et une prépondérance d'atomes de carbone sous forme de longues chaînes paraffiniques possèdent probablement les propriétés qui sont les plus désirées dans les huiles de graissage. Les caractéristiques physiques et chimiques de ces hydrocarbures se traduisent en particulier par [7] :

- Une densité relativement élevée pour une viscosité donnée.
- Des variations assez rapides de la viscosité en fonction de la température.
- Une plus grande volatilité que les fonctions paraffiniques correspondantes de même viscosité.
- Un pouvoir solvant relativement élevé.

#### I.4.3.2.3. La tendance aromatique

La tendance aromatique présente des caractères encore plus prononcés que les hydrocarbures naphténiq. Du fait de leur densité élevée et de leur indice de viscosité faible, ces fractions présentent une importance limitée dans la composition des huiles finies. Elles sont faiblement oxydables, ce qui provoque la formation de produits résineux ou asphaltiques accompagnés de dérivés corrosif [7].

Type d'hydrocarbure	Type de brut pétrolier		
	Paraffinique	Mixte	Naphténiq
Paraffinique	60	40	20
Naphténiq	25	40	65
Aromatique	15	20	15

Tableau I.1- Composition typique des bruts pétroliers (en%)

#### I.4.3.2.4. Les différents additifs

Les additifs sont des produits chimiques qui sont ajoutés en faible quantité aux huiles de base pour améliorer certaines de leurs propriétés telles que l'indice de viscosité, le pouvoir antioxydant, etc. Il existe de nombreux additifs qui sont d'une importance capitale dans les huiles minérales isolantes. On distingue [7]:

##### 1. Les antioxydants

La durée de vie d'une huile dépend d'abord de sa résistance à l'oxydation. Bien que ce phénomène ne puisse jamais être évité, il est possible de le limiter d'une façon très efficace en utilisant des composés chimiques dotés d'une activité particulière sur une ou plusieurs des

différentes étapes chimiques de la réaction d'oxydation des hydrocarbures. On distingue deux catégories d'huile minérale isolante selon qu'elle contient ou pas d'agents antioxydants:

- **Huile non inhibée:** c'est une huile isolante qui ne contient pas d'antioxydant, mais qui peut contenir d'autres additifs.
- **Huile inhibée:** c'est une huile isolante qui contient de 0,15 à 0,4 % en masse d'un antioxydant, par exemple le 2.6 diterbutyl-paracrésol (DBPC) ou 2.6 diterbutyl-phenol (DBP), pour augmenter la stabilité de l'huile à l'oxydation [7].

## **2. Les améliorants de l'indice de viscosité**

Ces produits ont pour action d'épaissir l'huile lorsque la température s'élève. Ce sont des polymères du type polyisobutène et surtout polyméthacrylates. Les produits de plus haut poids moléculaire sont les plus efficaces pour améliorer l'indice de viscosité, mais sont aussi les plus sensibles à la dégradation [7].

### **I.4.3.3. Spécifications**

Malgré leurs différences de compositions, de nombreuses études ont montré que les huiles isolantes étaient peu dépendantes de leur type paraffinique ou naphthénique. Cette distinction n'est donc pas prise en compte dans les spécifications des huiles minérales pour transformateurs et appareillages de connexion ni dans celles des huiles pour câbles qui définissent chacune trois classes (voir annexe 1) en fonction de la viscosité des huiles et de leur point d'éclair.

- Les huiles pour transformateur de classe II sont les plus répandues.
- Les huiles de classe I sont en général de base paraffinique et sont utilisées dans les pays où la température n'atteint pas de faibles valeurs.
- Les huiles de classe III sont peu répandues et toujours d'origine naphthéniques [9].

### **I.4.3.4. Usages**

L'emploi d'une huile minérale comme liquide isolant dans un transformateur a été breveté pour la première fois aux USA en 1887. La première utilisation date de 1892 [3,9]. Au départ, les huiles étaient obtenues à partir de bases paraffiniques. Vers 1925, des huiles minérales naphthéniques ont également été mises sur le marché. Puis des additifs ont progressivement été ajoutés (antioxydants, améliorant du point d'écoulement, ...). Les procédés de raffinage ont également beaucoup progressé au fil des années. Les huiles actuelles n'ont donc plus beaucoup de ressemblance avec les premières huiles utilisées.

Compte tenu de leur large disponibilité et de leur coût, les huiles minérales sont utilisées dans pratiquement tous les types de matériels électriques. La consommation annuelle est estimée à 1 million de tonnes. Environ 90% sont utilisées dans les transformateurs. Les huiles sont également employées dans les diviseurs capacitifs, les traversées, les changeurs de prise, les répartiteurs, les disjoncteurs et les câbles.

## **I.5. COMMENT CHOISIR UN LIQUIDE DIÉLECTRIQUE**

Avant de choisir un liquide diélectrique, il faut prendre en considération certains facteurs, à savoir [3,7]:

- La toxicité du produit (pollution froide): la toxicité du produit est à prendre en compte dans tous les cas d'éclatement de transformateur sans incendie.
- Le vieillissement: le liquide a-t-il tendance à vieillir et s'altérer très vite en fonction du temps ?
- L'embrassement du diélectrique dépend de son point d'ébullition et de la résistance mécanique du transformateur. Les huiles minérales isolantes remplissent ces conditions; pour cela elles sont très utilisées.
- L'opacité des fumées : de toute évidence, un diélectrique ne dégage de fumées qu'à partir du moment où il a pris feu; l'opacité des fumées peut gêner gravement les secours.

Toutefois, la fabrication de l'huile isolante finie est orientée par les tendances des huiles de base; le choix d'une ou plusieurs huiles de base est à déterminer en fonction :

- Des caractéristiques physiques et chimiques que l'on désire conférer à l'huile finie comme la viscosité, la densité, la stabilité, .....
- De la nature chimique recherchée : paraffinique, naphthénique ou mixte.

## **Deuxième chapitre**

### **Caractéristiques des huiles minérales isolantes**

## II.1. GÉNÉRALITÉS

Les diélectriques liquides sont caractérisés par des permittivités et pertes diélectriques très faibles ( $\epsilon_r = 2 \sim 2.5$  et  $\tan\delta \sim 10^{-7}$  respectivement [5]), et une tension de claquage plusieurs fois supérieure à celle des gaz ; ils sont également utilisés comme réfrigérants. Cependant, ils présentent certains inconvénients dont une combustion à des températures relativement basses. Ils sont souvent utilisés en association avec d'autres matériaux en particulier solides comme le carton dans les transformateurs, le papier et/ou le polypropylène dans les câbles imprégnés et condensateurs de puissance.

## II.2. CLASSIFICATION DES DIÉLECTRIQUES LIQUIDES

Il existe deux classes de liquides diélectriques [10] :

### II.2.1. Les liquides polaires

Leurs permittivités peuvent être très élevées ( $\epsilon_r > 100$ ), ils sont divisés en deux groupes :

- Les liquides autodissociés (ou autoionisés).
- Les liquides non-autodissociés.

Tous les liquides peuvent dissoudre et dissocier des substances étrangères, mais à des degrés extrêmement divers, la dissociation est considérablement plus forte lorsque la permittivité est élevée.

### II.2.2. Les liquides non polaires

Ces liquides ne possèdent pas de moment dipolaire permanent. Ils sont caractérisés par une faible permittivité ( $1,5 \leq \epsilon_r \leq 3,5$ ) tels que : gaz liquéfiés, hexane, cyclohexane, benzène, huiles minérales et siliconées, certains imprégnants de transformateurs.

La résistivité des liquides non polaires n'est que très exceptionnellement inférieure à  $10^{-11}\Omega.m$  [2], et l'on considère comme isolants, les liquides capables de soutenir la tension appliquée sans échauffement excessif pendant une durée suffisante.

Les liquides non polaires ou faiblement polaires sont employés dans la pratique industrielle en raison de leurs : propriétés isolantes, bon comportement au feu, bonnes qualités thermiques (essentiellement le pouvoir caloporteur), bonne tenue aux surtensions, stabilité dans le temps, bonne compatibilité avec l'environnement et faible prix de revient.

## II.3. PROPRIÉTÉS DES HUILES MINÉRALES ISOLANTES

Le choix d'une huile minérale isolante repose sur un nombre important de propriétés telles que :

- Les propriétés électriques
- Les propriétés chimiques

- Les propriétés physiques

### II.3.1. Les propriétés électriques

L'étude des propriétés électriques concerne essentiellement l'Electrotechnique. Cependant, il s'agit d'un domaine qui se caractérise par sa pluridisciplinarité puisqu'il touche à l'Électronique, à la Chimie, à l'Electrochimie, et à la Mécanique des fluides.

#### II.3.1.1. La permittivité ou la constante diélectrique

Les huiles minérales isolantes sont constituées, en majeure partie, par des hydrocarbures saturés dont les molécules ne sont pas polaires. La permittivité d'une huile minérale pure est due aux phénomènes de polarisation électronique et atomique. C'est une caractéristique intrinsèque d'un produit. Elle dépend essentiellement de la structure chimique et caractérise la polarité de la molécule [8]. La permittivité absolue ( $\epsilon$ ) s'exprime en farads par mètre. Elle définit la possibilité, sous l'action du champ électronique, de libérer des charges [7,8,11,12,13].

La permittivité relative ( $\epsilon_r$ ) est définie comme étant le rapport de la capacité (C) d'une cellule remplie de liquide et la capacité ( $C_v$ ) de la même cellule ayant le vide comme diélectrique. Elle est déterminée pour une température et une fréquence donnée (en général : 90°C et 50Hz).

$$\xi_r = \frac{C}{C_v} \quad (\text{II.1})$$

Elle est influencée par la température ainsi que la fréquence appliquée à ce liquide isolant, elle donne donc une idée sur la charge électrique qu'elle contient.

A fréquence industrielle,  $\epsilon_r$  vaut environ 2.2 à 25°C et décroît avec la température [3].

Il existe une réaction globale d'équilibre entre les molécules neutre d'un corps AB et les ions (supposés monovalents)  $A^+$  et  $B^-$  qui se présente sous la forme suivante :



avec  $K_d$  constante de vitesse de dissociation,  
 $K_r$  constante de vitesse de recombinaison.

La permittivité intervient dans la force électrostatique entre charges électriques q et q' [6] :

$$F = kqq' / \epsilon d^2 \quad (\text{II.3})$$

avec d : distance entre les charges.

k : constante de Boltzmann ( $k = 1,38 \times 10^{23} \text{ J.K}^{-1}$ ).

Plus la permittivité est élevée, plus la force électrostatique entre charges est faible et la dissociation ionique est élevée. Les liquides polaires ont donc généralement une conductivité plus élevée que les liquides non polaires.

### II.3.1.2. La conductivité, La résistivité

Tout liquide isolant est caractérisé par sa faible conductivité. Cette dernière est due à la présence de charges libres positives et négatives (des ions) en quantités égales. Sous l'effet d'un champ électrique, ces ions se déplacent provoquant ainsi un courant de conduction [8]. La conductivité s'exprime en S/m (siemens par mètre).

Si la permittivité est une caractéristique de constitution, la conductivité des liquides est une propriété de conditionnement [10,14]. Elle est liée à la présence d'infimes quantités (en général, inférieures à 1 ppm) d'impuretés ionisables [6].

Soit  $v$  la concentration volumique en molécules AB,  $\mu_+$  et  $\mu_-$  les mobilités des ions positifs et négatifs, la conductivité  $\sigma$  du liquide est donnée par la relation suivante [6] :

$$\sigma = (\mu_+ + \mu_-) e (K_d v / K_r)^{1/2} \quad (\text{II.4})$$

avec  $e$  : charge de l'électron.

Pour une huile minérale de transformateur à température ambiante, la mobilité a pour valeur [6] :  $\mu = 8.2 \times 10^{-19} \text{ m}^2 \cdot \text{V}^{-1} \cdot \text{S}^{-1}$ .

La résistivité  $\rho$  est définie comme l'inverse de la conductivité  $\sigma$ , elle s'exprime en  $\Omega \cdot \text{m}$  (ohmmètre).

$$\rho = 1 / \sigma \quad (\text{II.5})$$

La résistivité n'est pas une propriété intrinsèque et dépend de beaucoup de paramètres. Elle décroît en fonction de la température.

### II.3.1.3. Le facteur de dissipation diélectrique ( $\tan \delta$ )

Le facteur de dissipation diélectrique d'un matériau isolant est la tangente d'angle de pertes qui est l'angle complémentaire du déphasage entre la tension appliquée et le courant qui résulte lorsque le diélectrique se compose exclusivement du matériau isolant [3]. Le déphasage entre courant et tension étant  $(\pi/2 - \delta)$  tel que [6] :

$$\tan \delta = \sigma / (\epsilon \epsilon_0 \omega) = 1 / (\epsilon \epsilon_0 \rho \omega) \quad (\text{II.6})$$

avec  $\epsilon_0$  : la permittivité du vide ( $\epsilon_0 = 8,85 \times 10^{-12} \text{ F/m}$ ).

$\omega$  : pulsation du réseau.

$\tan \delta$  est un nombre adimensionnel.

Tout diélectrique soumis à une tension continue ou alternative est toujours le siège de pertes électriques qui se traduisent par un échauffement plus au moins important du liquide.

La cause principale de ces pertes est, de toute évidence, la présence de courant qui traverse le liquide sous un champs électrique.

Cette caractéristique est très sensible à la présence de produits de vieillissement de l'huile. Il existe une relation entre le facteur de dissipation diélectrique et l'acidité de l'huile. Une acidité élevée est accompagnée par une valeur élevée de  $\tan \delta$ , mais l'inverse n'est pas vérifié. Une valeur défavorable de  $\tan \delta$  peut être due à la dissolution dans l'huile des produits qui n'ont pas pour origine l'altération de l'huile [7].

De même que la résistivité,  $\tan \delta$  varie avec la température. Une des raisons de l'augmentation de  $\tan \delta$  avec la température est l'accroissement de la mobilité des charges dans le liquide dû à la diminution de la viscosité  $\eta$  [9].

#### **II.3.1.4. La rigidité diélectrique**

La rigidité diélectrique d'une huile est la valeur maximale du champ électrique que l'on peut lui appliquer sans décharge disruptive [4,8,7,13,14,15].

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

La rigidité diélectrique n'est pas un critère de la qualité de fabrication des huiles isolantes, mais un essai conventionnel destiné à déceler leur état plus ou moins grand de pollution physique par l'eau et d'autres matières en suspension et à conclure ou non à l'opportunité de faire un traitement de décharge et filtration avant introduction dans les appareils auxquels, ils sont destinés [7,13,15].

La rigidité diélectrique à 50Hz d'une huile minérale neuve traitée (teneur en eau inférieur à 10 ppm, teneur en particules inférieur à 1 ppm) dépend peu du type (naphténique ou paraffinique) et du procédé de raffinage.

L'obtention d'une forte valeur de rigidité ne permet cependant pas de s'assurer que l'huile est exempte d'impuretés. Par contre, une valeur correcte permet essentiellement de s'assurer que le traitement de l'huile (dégazage, filtration) est satisfaisant [9].

#### **II.3.1.5. Le gassing**

Les décharges partielles provoquent l'apparition de gaz (par décomposition des molécules du liquide). Si des bulles de gaz subsistent, voire grossissent, à la tension nominale, les décharges partielles vont persister. Si, au contraire, les bulles disparaissent, les décharges vont s'éteindre.

On appelle gassing G la vitesse de variation du volume de gaz pendant 120 minutes d'application de la tension. Il s'exprime en  $\text{mm}^3/\text{min}$  [6].

La tension, la température et le temps d'application de la tension ont une forte influence sur le comportement d'un produit.

Les huiles minérales peuvent avoir un gassing soit positif, soit négatif, suivant leur composition. Les huiles minérales fortement hydrotraitées pour éliminer les hydrocarbures polyaromatiques cancérigènes sont, en général, productrices de gaz dans le test, alors que celles qui contiennent des aromatiques absorbent l'hydrogène.

Les hydrocarbures aromatiques ont un gassing très fortement négatif, alors que les hydrocarbures aliphatiques ont un gassing positif [6].

La tendance au gassing des huiles minérales n'est pas systématiquement utilisée pour les caractériser. Il n'y a d'ailleurs pas d'accord général sur les valeurs acceptables. Cependant, la formation de gaz ne doit pas être trop importante car elle peut conduire à l'apparition de bulles qui sont extrêmement dangereuses pour les appareils électriques. En effet, les gaz ont une tenue diélectrique faible et leur apparition peut conduire au claquage complet de l'isolation.

Le gassing sous hydrogène des huiles minérales varie de +30 à -30  $\mu\text{L}/\text{min}$  [6]. La valeur du gassing est fortement dépendante de la teneur en hydrocarbures aromatiques. En effet, l'ajout de quelques pour-cent d'un liquide fortement aromatique à une huile productrice de gaz permet de la rendre absorbante.

Les huiles productrices de gaz (gaz-evolving) sont en général paraffiniques, alors que les huiles absorbantes (gaz-adsorbing) sont en général naphthéniques.

#### **II.3.1.6. L'électrisation de l'huile**

Le problème de l'électrisation de l'huile dans les grands transformateurs de puissance est apparu au début des années 1980, suite au claquage d'un certain nombre d'appareils peu de temps après leur mise en service. Des études ont montré que ces claquages étaient dus à l'apparition de charges électrostatiques créées par la circulation très rapide de l'huile à travers les enroulements. La séparation des charges entre l'huile et les surfaces isolantes (papier des enroulements) et leur accumulation en des zones distinctes (en général, les charges positives au sommet de l'appareil, les charges négatives dans le bas) conduisant à l'apparition d'un champ électrostatique qui se superpose au champ électrique alternatif de l'appareil. Des décharges partielles ou des décharges rampantes peuvent alors survenir, voire un arc électrique conduisant au claquage du transformateur.

Les principaux paramètres qui influent sur la tendance à l'électrisation d'une huile sont [9]:

- La vitesse de circulation de l'huile.
- Le niveau du champ électrique alternatif.
- Les propriétés de l'huile telles que la viscosité et la conductivité (qui varie avec la température).
- La teneur de l'huile en impuretés (eau, boues d'oxydation, particules).
- L'humidité du papier.

#### **II.3.1.7. Formation de gaz dans un arc électrique**

Dans les arcs électriques (températures très élevées  $> 2000^\circ\text{C}$ ), tous les liquides sont décomposés. La nature des gaz formés, leurs proportions relatives, permettent de caractériser

la sévérité de la contrainte. Un exemple de décomposition d'une huile minérale dans un arc électrique est indiqué dans l'annexe 2 [9].

### II.3.2. Les propriétés physiques

#### II.3.2.1. La viscosité

Le choix d'une huile dépend essentiellement de la valeur de la viscosité  $\eta$ , c'est un critère particulièrement important pour apprécier la qualité de l'huile. La viscosité est le pouvoir caractéristique des fluides à résister au déplacement d'une partie de ce fluide par rapport à l'autre.

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

La viscosité des hydrocarbures est corrélées à leur masse moléculaire : plus un produit est léger, plus sa viscosité est faible. Cependant, un produit est volatil et inflammable si sa masse moléculaire est de plus en plus faible [6].

L'indice de viscosité (VI) est une caractéristique donnant la variation de viscosité d'une huile en fonction de la température. Une huile est d'autant meilleure que sa variation de viscosité en fonction de la température est faible [7,8,12].

La viscosité diminue avec la température, et de nombreuses lois empiriques ont été proposées. En général, on considère des relations du type [7,13]:

$$\lg \eta = A + [B / (T-T_0)] \quad (\text{II.7})$$

avec A et B : deux constantes caractéristiques du produit,  
T : température (en K),  
T<sub>0</sub> : température ambiante.

#### II.3.2.2. Le point de congélation

Le point de congélation est la température la plus haute à laquelle le produit analysé reste immobile quand on incline le tube qui le contient à 45°C [7]. Pour une fraction pétrolière, le point de congélation s'étend sur tout un intervalle de température, du fait de la présence des différentes familles d'hydrocarbures. Cette caractéristique présente un avantage dans le domaine du raffinage, étant donné qu'elle est la base de la séparation par cristallisation fractionnée.

Un point de congélation bas dénote une nature de tendance aromatique. Un point de congélation élevé (supérieur à 70-75°C) est relatif à des fractions riches en paraffines.

#### II.3.2.3. Le point d'écoulement

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

Le point d'écoulement est également un paramètre important dans le choix d'un liquide destiné à évacuer les calories.

Le point d'écoulement est défini comme la température la plus basse pour laquelle un liquide peut couler lorsqu'il est refroidi à des conditions fixées [7,13]. Lorsqu'un liquide est refroidi, il acquiert une certaine consistance qui n'est pas la congélation, correspondant à l'état solide d'un corps pur à température fixe. Cette consistance est liée à la masse moléculaire, à la composition du liquide en mélange de différentes molécules (isomères et additifs).

Deux phénomènes peuvent être responsables de la perte d'écoulement :

- L'augmentation de viscosité à basse température : le point d'écoulement correspond à une viscosité d'environ 30000 cSt. (30000 mm<sup>2</sup>/s).
- La cristallisation de certains composants (notamment les paraffines dans l'huile minérale). Des améliorants d'écoulement (APE) sont parfois utilisés dans ce cas.

Les huiles de point d'écoulement les plus bas sont obtenues à partir de coupes naphthéniques [8,9,11]. Dans le cas des bases paraffiniques, le déparaffinage ne permet pas à lui seul d'obtenir des points d'écoulement inférieurs à -30°C [3], du fait de la cristallisation des paraffines. Cela est rendu possible par l'ajout d'additifs abaisseurs ou améliorants du point d'écoulement (APE).

#### II.3.2.4. La capacité thermique

La capacité thermique des huiles isolantes, exprimée en joules par kilogramme kelvin, croît avec la température et est généralement d'autant plus élevée que la masse volumique est plus faible [7,9,11] :

$$C_p = 1684 - 3.39 T / \sqrt{\rho_{15}} \quad (\text{II.8})$$

avec  $\rho_{15}$  : masse volumique à 15°C.

A 20°C, la capacité thermique varie de 1000 à 2300 J/ (kg.K).

#### II.3.2.5. La conductivité thermique

La conductivité thermique ( $\lambda$ ), mesurée en watts par mètre-kelvin, exprime le flux thermique s'écoulant, en régime permanent, sous l'effet d'un gradient thermique entre deux isothermes du liquide. Elle décroît lorsque la température et la masse volumique augmentent. Les valeurs usuelles sont de l'ordre de 0,14 W/ (m.K) [7,9,11] :

$$\lambda = 0.101 - 0.0000545 T / \rho \quad (\text{II.9})$$

A 20 °C,  $\lambda$  vaut 0.11 à 0.12 W/ (m.K).

### II.3.2.6. La masse volumique et le coefficient de dilatation volumique

La masse volumique est le rapport d'une masse  $m$  du liquide à son volume  $v$  déterminée à la température  $T$  [11]. C'est une caractéristique intrinsèque d'un produit. Elle dépend de la composition chimique. Ainsi, les huiles minérales paraffiniques ont une masse volumique plus faible que les huiles naphthéniques.

La masse volumique diminue lorsque la température augmente. Le coefficient de dilatation volumique  $\alpha_v$  caractérise cette variation.

Pour les applications fermées, on recherche généralement des produits ayant le plus faible coefficient de dilatation.

Pour les huiles minérales,  $\alpha_v$  est fonction de la masse volumique suivant la relation [9] :

$$\alpha_v = (234 - 194\rho_{15}) \times 10^{-6} \quad (\text{II.10})$$

$\alpha_v$  varie de 7 à  $9 \times 10^{-6}$ .

### II.3.2.7. L'aspect. La couleur. Les caractéristiques optiques

L'aspect est un test visuel de l'huile qui permet de détecter la présence des corps en suspension (poussière, eau) et d'évaluer la couleur et la viscosité. Un bon état visuel de l'huile signifie un aspect limpide.

La couleur est une propriété intrinsèque de l'huile neuve. Elle a une relation avec les hydrocarbures qui constituent l'huile. Elle permet d'apprécier la qualité des huiles neuves et constitue un moyen efficace pour surveiller l'acidité des huiles en service. Elle renseigne également sur le vieillissement de l'huile puisque celle-ci devient plus foncée avec l'âge. Une huile neuve possède un indice de couleur inférieur à 0.5.

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

### II.3.3. Les propriétés chimiques

#### II.3.3.1. L'acidité totale

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

L'acidité d'une huile neuve est très faible en service. Elle est de l'ordre de 0.02 à 0.03 mg de KOH/g d'huile en service [4,7]. Aux premiers stades d'oxydation, elle augmente pour atteindre, après un certain temps de service, une valeur où elle reste constante. Cette stabilité s'explique par les dépôts qui précipitent.

### II.3.3.2. La teneur en soufre

Une huile minérale peut contenir des traces de soufre, soit sous la forme de soufre libre, soit sous forme de composés sulfurés; les premiers sont très corrosifs, les seconds le sont beaucoup moins, tant que la température ne dépasse pas 100°C environ.

Sa présence est détectée par la corrosion d'une lame de cuivre électronique immergée dans une huile à 140 °C pendant 19h (norme NFT60-131 (CEI 296A)); la coloration qu'elle prend permet de juger si les composés soufrés sont corrosifs ou non [7].

### II.3.4. La stabilité

La stabilité d'une huile minérale aux effets conjugués de la température, du champ électrique et de l'oxygène dépend beaucoup de la composition de cette huile et de la présence ou non d'additifs, notamment antioxydants. Le vieillissement de l'huile et celui des matériaux solides avec lesquels elle est en contact (notamment la cellulose) conduit à la formation de produits polaires (carbonylés, carboxylés, ...) en général, solubles d'hydrogène et d'hydrocarbures légers (à 1, 2 ou 3 carbones), et de produits de masses moléculaires élevées, insolubles. La dégradation de la cellulose conduit de plus à la formation de  $CO$ ,  $CO_2$  et de dérivés furaniques.

Les conséquences de ces phénomènes de vieillissement de l'huile sont [9] :

- Une augmentation des pertes diélectriques.
- Une augmentation de la viscosité, d'où une diminution de la capacité à éliminer les calories.
- Une augmentation de la corrosivité vis-à-vis de la cellulose et des parties métalliques.

#### II.3.4.1. La stabilité thermique

On entend, généralement, par stabilité thermique le comportement du produit à température élevée, en faisant abstraction de toute autre contrainte, telles que l'oxydation, l'hydrolyse, les décharges partielles, etc. Le comportement purement thermique (en l'absence d'oxygène) n'est d'un intérêt que pour les applications fermées, comme les condensateurs, les câbles ou les transformateurs scellés.

#### II.3.4.2. La stabilité à l'oxydation

On désigne par oxydation un ensemble de réactions chimiques complexes et lentes au cours desquelles les hydrocarbures réagissent avec l'oxygène dissous. Il se forme tout d'abord des produits de réaction solubles (composés carbonylés, carboxylés) puis, par polymérisation, des produits qui sont plus ou moins solubles ; les dépôts étant appelés boues d'oxydation.

La vitesse des réactions d'oxydation croît avec la température et la concentration en oxygène et par certains métaux (cuivre, fer).

Les conséquences de l'oxydation de l'huile pour les isolations sont [7,11,14]:

- Une mauvaise évacuation de la chaleur par suite de l'accroissement de la viscosité et de la présence de dépôts.
- Une détérioration des propriétés électriques de l'huile, sa conductivité et sa tangente de l'angle de pertes augmentent.
- Une augmentation des pertes dans les isolations imprégnées qui peuvent entraîner le claquage thermique.
- L'apparition de l'acidité dans l'huile.

Les huiles minérales peuvent contenir des inhibiteurs naturels qui sont des hétérocycles soufrés et des hydrocarbures polyaromatiques.

### II.3.5. Les propriétés au feu

Les huiles minérales ne sont pas des produits ininflammables. Elles présentent toutes un point d'éclair et un point de feu qui caractérisent l'inflammabilité d'une huile.

#### II.3.5.1. Le point de feu

C'est la température minimale pour laquelle la combustion des vapeurs d'un liquide sera entretenue.

#### II.3.5.2. Le point d'éclair

Cette propriété renseigne sur la présence de certains hydrocarbures gazeux dissous dans l'huile suite à un défaut électrique ou thermique. Elle correspond à la température pour laquelle l'huile émet un flash, c'est-à-dire, la température critique maximale à ne pas dépasser au risque de provoquer un incendie dans le transformateur.

Les huiles les plus fluides doivent présenter un point d'éclair supérieur à 95 °C, alors que les huiles de classe I doivent avoir un point d'éclair supérieur à 140 °C [9].

La combustion des huiles minérales libère une grande quantité d'énergie. La norme CEI 61100 [9] permet de classer les liquides isolants en fonction de leur point de feu et de leur pouvoir calorifique inférieur (CPI) (qui caractérise la quantité d'énergie produite par la combustion totale du produit) (voir Tableau II.1).

Classement sur le point de feu		Classement sur l'énergie de combustion	
Classe	Point de feu	Classe	PCI
O	$\leq 300$ °C	1	$\geq 42$ MJ / Kg
K	$> 300$ °C	2	$32 \leq \text{PCI} < 42$ MJ / Kg
L	Pas de point de feu	3	$\text{PCI} < 32$ MJ / Kg

**Tableau II.1** -Classification des liquides isolants vis-à-vis du feu (selon la norme CEI 61100) [9]

Les huiles minérales les plus courantes ont des points de feu compris entre 110 et 190 °C suivant leur type, et ont un pouvoir calorifique inférieur de l'ordre de 48 MJ/kg. Elles sont classées O1.

Des huiles minérales de masses moléculaires très élevées sont également employées pour les transformateurs devant résister au feu. Elles ont un point de feu supérieur à 300 °C et sont classées K1 [9].

### II.3.6. L'effet des impuretés

Il y a beaucoup d'impuretés qui peuvent affecter les propriétés des huiles minérales, notamment les gaz dissous, l'eau, les contaminants polaires ionisables et les particules.

Dans les anciens appareils, l'huile peut également être contaminée par le polychlorobiphényle (PCB). Cette contamination n'affecte pas les propriétés de l'huile mais, si l'huile en contient plus de 50 ppm (0.005 %), elle est considérée comme un PCB pur et doit être détruite [9].

#### II.3.6.1. La teneur en eau

C'est l'ennemi numéro un des appareils électriques. Les huiles séchées peuvent avoir des teneurs en eau inférieures à 10 ppm [9]. Au contact d'une atmosphère humide, l'eau se dissout lentement dans l'huile, pouvant conduire à des teneurs élevées.

L'eau que renferme un liquide peut se trouver sous deux formes [9] :

- L'eau libre, en solution jusqu'à la concentration de saturation, concentration au-delà de laquelle se forment des gouttelettes.
- L'eau liée, fixée à certaines molécules du liquide par des liaisons chimiques.

L'eau libre est plus aisément extraite du liquide que l'eau liée, par un chauffage approprié sous un vide modéré. Selon l'application considérée, les problèmes dus à la présence d'eau sont tout à fait différents; par exemple, ils sont quasiment inexistantes pour les condensateurs, appareils scellés après imprégnation, dont l'isolation, n'est pas – ou très peu – en contact avec l'atmosphère; au contraire, l'huile dans un transformateur est en contact avec divers matériaux cellululosiques très avides d'eau et susceptibles d'en former lors de leur dégradation. Ils cèdent cette eau à l'huile lorsque la température s'élève suivant des règles bien établies.

L'huile, par ailleurs, a tendance à s'oxyder au cours du temps et divers produits s'y dissolvent : acides organiques, composés saturés et insaturés ainsi que de l'eau ; d'autres produits apparaissent en suspension (boues) [2].

En présence d'eau libre, la conductivité de l'huile augmente fortement et sa rigidité électrique diminue. Il a été montré que la rigidité de l'huile varie peu avec la température, mais beaucoup avec la teneur en eau, et l'effet parfois observé de la température est du à la variation de l'humidité relative d'un échantillon avec la température.

On appelle humidité relative d'un liquide, le rapport entre la teneur en eau du produit et la solubilité. Pour une même teneur en eau, l'humidité relative varie avec la température : elle est plus faible à température élevée et plus grande à basse température.

L'un des problèmes rencontrés dans les appareils qui « respirent » à l'air est lié à la variation de la solubilité de l'eau avec la température. Lorsque l'appareil est chaud, l'eau peut se dissoudre en grande quantité. Lorsque l'appareil refroidit, la solubilité de l'eau diminuant,

de l'eau libre apparaît et se rassemble au fond de l'appareil. Cette situation peut conduire à des claquages [9].

La majorité des études de l'influence de l'eau sur la conduction des liquides impurs a été consacrée aux huiles de transformateur, en particulier dans le but de caractériser la présence d'eau qui produit un abaissement considérable de la rigidité diélectrique lorsque l'huile est polluée par des particules, des fibres cellulosiques ou des boues dues à sa dégradation.

### **II.3.6.2. La teneur en particules**

L'influence des particules sur les propriétés des huiles minérales a été étudiée depuis les années 1960 [9], notamment sur l'allumage des décharges partielles et le claquage. Les particules métalliques sont, de ce point de vue, beaucoup plus nuisibles que les particules isolantes. Elles jouent un rôle prépondérant dans l'initiation du claquage des grands volumes d'huile.

Une huile neuve contient entre 0.0001 % et 0.001 % de particules de taille supérieure à 5  $\mu\text{m}$ , ce qui représente entre  $10^4$  et  $10^6$  particules pour 100 mL d'huile [9]. Les très petites particules, de taille inférieure à 1  $\mu\text{m}$ , n'ont été prises en considération que récemment, les méthodes de mesures n'étant pas disponibles jusque-là. Les huiles en service peuvent contenir beaucoup plus de particules, métalliques et cellulosiques, provenant des matériaux avec lesquelles l'huile est en contact.

### **II.3.6.3. La teneur en gaz**

En présence de fortes concentrations en gaz, les liquides présentent des seuils d'apparition des décharges partielles plus faibles. Les liquides sont donc toujours dégazés, sous vide, avant d'être utilisés pour l'imprégnation d'un matériel électrique.

## **II.4. CONCLUSION**

En résumé, l'huile minérale pour transformateur doit avoir les qualités suivantes [8,14] :

- Forte rigidité diélectrique.
- Stabilité thermique dans une large gamme de température.
- Faible tension superficielle et une faible viscosité, ce qui améliore les propriétés de diffusion dans le solide (imprégnation).
- Grande pureté, ce qui entraîne une homogénéité et une bonne reproductibilité de la rigidité diélectrique.
- Non polaire, ce qui conduit à une faible dissociation d'espèces et une faible contamination.
- Non toxique et biodégradable, donc conforme à la loi en vigueur sur la protection de l'environnement.
- Grand indice d'aromaticité, ce qui lui confère de bonnes propriétés de gassing.

## **Troisième chapitre**

### **Claquage des diélectriques liquides**

### **III.1. GÉNÉRALITÉS [11,16]**

Une quantité très importante d'informations de différents travaux et études sur le claquage des diélectriques liquides a été accumulée depuis le début du siècle passé, mais les processus fondamentaux conduisant au claquage des isolants liquides restent encore mal compris. Ceci est lié en grande partie au fait que la connaissance des propriétés physiques de l'état liquide est encore moins bien développée que dans les gaz et les solides. Ainsi, de nombreux chercheurs ont tenté d'appliquer aux liquides les théories proposées pour les gaz et les solides.

En 1937, Von Hippel proposait d'adopter les résultats acquis dans le domaine de la disruption des gaz, pour la compréhension du claquage électrique dans la phase condensée. C'est ainsi que 20 ans plus tard, Lewis et Adamczewski proposaient l'existence d'un processus d'ionisation du type semblable à celui des gaz : théorie de claquage électronique basée sur les vibrations moléculaires et les électrons libres. Par la suite, Swan postulait qu'une émission électronique et une multiplication de charges jouaient un rôle essentiel dans le processus de claquage des liquides.

Ce modèle présente un certain nombre d'insuffisances, en particulier son incapacité d'expliquer le fait que la tension de claquage dépend de la pression comme l'ont rapporté Kock, Kao et Higham. Cette dépendance de la pression, suggère l'existence d'un changement de phase durant le claquage.

Pour Watson et Sharbaugh, le processus de claquage est dû à la formation d'une cavité (bulle) gazeuse par ébullition locale du liquide, au niveau d'aspérités sur la surface de la cathode. Des mécanismes de bulle ont été aussi proposés par Kao, Krasucki, Thomas,... Plusieurs observations expérimentales sont en faveur de cette hypothèse.

### **III.2. MECANISMES DE CLAQUAGE DES DIÉLECTRIQUES LIQUIDES**

Le claquage des diélectriques liquides diffère fondamentalement de celui des gaz et des solides et l'étude de leur rupture diélectrique est très complexe puisqu'elle fait appel à des lois fondamentales sur la matière.

Les connaissances acquises, surtout ces trois dernières décennies, n'ont pas permis d'établir une théorie unifiée capable d'expliquer le phénomène de claquage des milieux liquides dont les plus connus sont : le mécanisme de claquage électronique, basé sur un processus cumulatif d'ionisations et de collisions entre les électrons et les molécules du liquide, le mécanisme de claquage où la phase gazeuse joue le rôle de détonateur et le mécanisme de claquage dû à l'établissement d'un pont de particules entre les électrodes [5].

On distingue généralement 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 [17].

Ces deux processus sont les principaux mécanismes qui peuvent être présentés en ce qui concerne le claquage des diélectriques liquides. Le troisième, peut être dû à la présence d'impuretés de diverses natures, en suspension dans le diélectrique liquide. Ce dernier mécanisme est le plus proche de celui concernant les huiles de transformateur soumises à différentes contraintes en exploitation, plus particulièrement au vieillissement électrique et au vieillissement thermique en présence d'impuretés de différentes natures [5].

### III.2.1. Mécanisme électronique

Ce mécanisme est une extension de celui connu dans les gaz. Il suppose que, sous un champ très élevé, des électrons accélérés entrent en collision avec les molécules du liquide et les ionisent ; ainsi une avalanche semblable à celle observée dans les gaz prend naissance.

Le phénomène initiateur de toutes les manifestations dans les liquides qu'elles soient électrique (création de charge), optique (émission lumineuse), hydrodynamique (mouvement du liquide, cavitation), ... et qui a fait l'objet de nombreuses études, est défini par 'les mécanismes de création de charges [18]'.

Abordé sous le thème de la 'conduction dans les liquides', il est largement traité dans la littérature. Cependant, les théories qui existent jusqu'à l'heure actuelle, sont exclusivement établies pour des liquides purs et de formulation simple. Cela rend difficile et incomplète la transposition de ces théories à des liquides complexes qui renferment des impuretés et /ou des additifs tels que les huiles de transformateur.

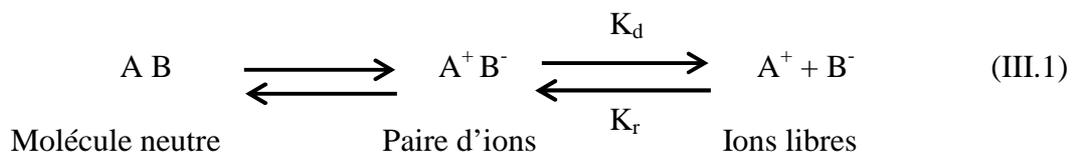
La conduction est assurée par des porteurs de charges dont l'origine dépend du degré de pureté du liquide et du champ électrique appliqué.

#### III.2.1.1. Origine des porteurs de charges

##### a) Production et recombinaison de charges en volume

Nous ne considérons dans ce qui suit que le cas de porteurs ioniques résultant de mécanismes de dissociation (nous excluons le cas où les ions ou les électrons sont engendrés par un rayonnement extérieur).

Dans le volume du diélectrique, la présence de porteurs de charge est régie par un équilibre dissociation - recombinaison des espèces neutres. Les phénomènes menant à la dissociation d'espèces peuvent être imputés aux diverses interactions intermoléculaires liées à l'agitation thermique. Le modèle réactionnel proposé par de nombreux chercheurs, modèle où les ions formés sont considérés monovalents, répond à l'équation d'équilibre suivante [2,11,19,20]:



où  $K_d$  et  $K_r$  représentent respectivement les constantes de vitesse de dissociation et de recombinaison.

La première étape consiste en l'excitation thermique de la molécule conférant à celle-ci un caractère fortement polaire, donnant à la liaison un caractère ionique détruisant ainsi le caractère covalent de la liaison.

Par la suite, en une seconde étape, la dissociation de la molécule ainsi formée, donne naissance à deux ions libres nécessaires à la conduction dans le diélectrique. Le processus décrit montre que la production des espèces chargées n'est pas induite par le champ. Ces espèces créées jouent le même rôle que les électrons libres dans les conducteurs.

L'application d'un champ électrique, au liquide, diminue l'énergie de liaison des molécules neutres AB. En conséquence de quoi, le nombre des ions dissociés devient supérieur au nombre des ions recombinaison.

### b) Génération de charges aux interfaces

L'échange de charges à l'interface métal/liquide se produit soit par décharge des ions du liquide sur les électrodes, soit par création de nouveaux ions. La décharge d'ions cause la formation dans le liquide, d'une charge d'espace de signe opposé (hétérogène) à l'électrode voisine, alors que l'injection s'accompagne d'une charge d'espace de même signe (homocharge) ; il s'agit de charges aussi bien positives que négatives. L'échange de charges à l'électrode peut donc être caractérisé par la mesure du champ électrique près des électrodes [21].

La décharge des ions ne pose pas de problème, ni théorique car elle semble toujours se produire, ni pratique car elle élimine les ions de la solution. Par contre l'injection qui est responsable de l'accroissement très rapide de la conduction des liquides aux champs élevés, dépend beaucoup du système liquide-électrode.

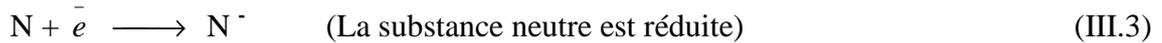
Si le liquide est soumis à un champ intense continu ou alternatif de fréquence industrielle, la nature des parois solides, joue un rôle prépondérant en ce qui concerne l'échange de charges entre le solide et le liquide, ainsi [21] :

- Des ions peuvent disparaître du liquide, en se déchargeant sur une paroi conductrice ou en pénétrant dans un isolant.
- Les équilibres dissociation/recombinaison sont déplacés par le champ soit dans un sens (appauvrissement en ions qui sont neutralisés aux électrodes sans qu'une quantité équivalente n'ait le temps de se former), soit dans l'autre (génération en volume d'ions supplémentaires, le champ accroissant la constante de dissociation : c'est l'effet de dissociation renforcée 'théorie d'Onsager [2]').

En définitif, se produisent à l'électrode des réactions électrochimiques [18]:

De réduction :





D'oxydation :



Il faut signaler que le transfert de charges s'accompagne d'une augmentation ou d'une réduction de la résistivité. L'élimination d'ions conduit par conséquent à l'augmentation de la résistivité tandis que leur production conduit à un abaissement de cette dernière.

- Des porteurs de charge sont introduits dans le liquide par des mécanismes très divers. Par exemple : l'oxydoréduction de substances neutres constitue une injection de porteurs nouveaux, tandis que celle des ions correspond à leur élimination (collection). Ces deux mécanismes coexistent sur une même électrode et peuvent interagir, en donnant lieu à une succession de réactions dont la cinétique est plus ou moins rapide.
- La mise en contact de l'électrode (métal) avec le diélectrique (liquide) peut, par adsorption et dissociation, être à l'origine de la création d'une couche constituée de charges électriques de signes différents. Etant donné l'existence d'une barrière de potentiel au niveau de la surface métallique, rendant difficile le passage d'un électron du métal au milieu extérieur, ces ions demeurent collés à la surface métallique sans être déchargés. Ces ions et leurs images forment ce que l'on appelle la double couche. Cette dernière, joue un rôle analogue à celui d'un condensateur plan dont la capacité est de l'ordre de 0,1 F/m, avec des tensions de l'ordre du volt, impliquant des champs électriques de l'ordre de 10<sup>9</sup> V/m [22]. La tension au milieu de la double couche peut varier selon la nature et la densité des ions dans un intervalle de 4 à 5 V. Sa valeur joue un rôle important dans le transfert électronique entre le liquide et le métal des électrodes caractérisé par son niveau de Fermi [22].

### III.2.1.2. Avalanche électronique dans les liquides

Dans les gaz, le mécanisme d'ionisation par choc d'électrons provoquant des avalanches électroniques conduisant au claquage est bien interprété depuis les travaux de Townsend au début du siècle.

A la lumière des résultats expérimentaux récents, l'existence d'avalanches a été prouvée en géométrie pointe-plan dans les liquides. Le régime d'impulsions régulières du courant dans les liquides suggère que les mécanismes sont identiques au régime de Trichel observé dans les gaz.

D'après R. Tobazéon [21], l'accroissement du nombre d'électrons  $n(x)$  dû à l'ionisation par choc sur un parcours  $dx$  est :

$$dn = \alpha n(x) dx \quad (\text{III.6})$$

où  $\alpha$  désigne, dans les gaz, le premier coefficient de Townsend.

Ce coefficient a pu être évalué dans le cyclohexane ainsi que les caractéristiques des avalanches dans plusieurs hydrocarbures : en bref, il a été établi que la distance à partir de la pointe où la multiplication électronique est importante est  $x_i \approx r_0$  (où  $r_0$  est le rayon de courbure de la pointe) ; à cette distance, il existe un champ critique  $E_i \approx 2.5$  MV/cm (dans le cyclohexane et le propane). Un point important est qu'il ne peut y avoir multiplication électronique si  $r_0 \leq 0.6$   $\mu\text{m}$ .

D'une autre part, il a été montré [23], dans le cyclohexane, et pour des pointes de rayon de courbure supérieur à 0.5  $\mu\text{m}$ , que pour un champ seuil de 7 MV/cm, sur une pointe cathode, il y a présence d'impulsions de courant très brèves et très rapprochées. Ce régime impulsif présente de nombreuses similitudes avec le régime de Trichel dans les gaz électronégatifs. Des résultats similaires ont été obtenus dans le propane, le n-pentane et le n-décane [24,25]. Les processus décrits pour les gaz électronégatifs : avalanches électroniques avec stabilisation du courant par charge d'espace, peuvent rendre compte des phénomènes obtenus dans ces liquides ; on parle d'avalanches électroniques en phase liquide. Ces avalanches électroniques ont lieu au voisinage de la pointe, conséquence d'un renforcement du champ dans cette région [19].

Cependant, la formation d'avalanches électroniques dans un liquide, susceptibles de conduire au claquage (comme dans les gaz) a été controversée. Plusieurs arguments sont en défaveur d'une telle hypothèse. Dans la plupart des liquides [8,19] :

- Une pression de quelques bars a un effet remarquable sur l'apparition des streamers, d'autant plus que de telles pressions sont incapables d'agir sur le libre parcours moyen des électrons dans les liquides, quasiment incompressibles.
- Les potentiels d'ionisation des molécules en phase liquide, sont généralement plus élevés que ceux rencontrés en phase gazeuse.
- La structure dense des liquides réduit fortement le libre parcours moyen des espèces libres.
- Les processus de recombinaison assez marqués dans les liquides défavorisent la multiplication électronique.

### III.2.2. Mécanisme de claquage avec phase gazeuse

La séquence de génération, croissance et disparition de bulles gazeuses a été, pour la première fois, mise en évidence dans l'huile de transformateur sous tension alternative, au voisinage d'une pointe fine essentiellement en polarité négative [21].

L'apparition d'une phase gazeuse (bulle) peut résulter d'une cavitation due à des écoulements électrohydrodynamiques induits par l'injection de charges dans le liquide, des poches de gaz au niveau des électrodes ou encore d'une vaporisation locale du liquide. Selon les conditions expérimentales (géométriques et physiques), les instabilités de l'interface entre la cavité gazeuse et le liquide environnant, peuvent conduire à un claquage soit par expansion de cette phase gazeuse, soit suite à la propagation d'une décharge (streamer) ayant pris naissance dans une zone de champ intense sur l'interface cavité gazeuse /liquide.

Cette séparation en mécanismes électronique et gazeux est discutable. En effet, les récents travaux, rapportés dans la littérature, montrent que ces deux mécanismes agissent simultanément durant la phase de préclaquage du liquide. L'addition de faibles concentrations de composés à bas potentiel d'ionisation ou capteur d'électrons dans un liquide, agit de façon significative sur la décharge électrique ; de même que l'action d'une faible pression hydrostatique peut faire disparaître les streamers et relever leurs tensions de génération. La prédominance de l'un ou l'autre des mécanismes (électronique ou gazeux) dépend des propriétés physico-chimiques du liquide, du champ électrique local et du champ électrique moyen dans l'intervalle inter-électrodes [5].

### III.2.2.1. Mécanisme thermique [8,26]

L'échauffement thermique par effet joule est susceptible de provoquer l'ébullition au voisinage d'une pointe ou d'aspérités entraînant d'intenses renforcements du champ.

D'après Watson et Sharbaugh, une bulle de vapeur est générée dans le liquide par une injection de courant, à partir d'aspérités sur la cathode. Ce courant serait limité par la charge. Ces deux chercheurs ont établi un critère de claquage vérifié dans les n-alcanes.

Le modèle de ces deux auteurs utilise une équation relative à l'état stationnaire, alors qu'il s'agit d'un régime transitoire d'échauffement.

Un modèle plus élaboré et tenant compte du régime transitoire a été proposé par Kao. D'après cet auteur, si la densité de courant est suffisante pour ramener la température du liquide à son point d'ébullition, il y a claquage. Dans la théorie que Kao a formulée, le claquage se produit dans des bulles qui se formeraient de plusieurs façons :

- A partir de poches de gaz des électrodes.
- Par une répulsion électrostatique des charges d'espace qui dépasseraient la tension superficielle.
- En raison d'une dissociation des molécules du liquide par des électrodes, ou d'une vaporisation du liquide par le courant dû à des impuretés ou émis à partir d'aspérités sur les électrodes.

### III.2.2.2. Mécanisme de cavitation [11,16]

Si, un liquide est chauffé à pression constante (ébullition), ou s'il est soumis à une dépression à température constante (cavitation), il apparaît des bulles ou cavités de vapeur ou de mélange de vapeur et de gaz. La cavitation désigne toute la séquence de formation, d'expansion et de disparition de la cavité. Elle peut se produire dans le liquide ou sur les parois.

D'après Krasucki, les bulles se forment en des points où le champ est élevé (particules solides de très petites dimensions dans le liquide ou attachées aux électrodes). Pour qu'il y ait formation d'une cavité, le critère de pression nulle est :

$$P_{em} = P_h + P_s \quad (III.7)$$

$P_{em}$ : pression électromécanique (champ E)

$P_h$ : pression hydrostatique

$P_s$ : pression due à la tension superficielle du liquide.

Une telle dépression est engendrée:

- Par l'action directe du champ électrique provoquant l'électrostriction du liquide là où le champ est renforcé (sur les électrodes, sur les particules solides); d'où la possibilité d'un décollement local du liquide.
- Par la suite, des électrons et des ions peuvent être accélérés dans ces bulles ainsi que des avalanches locales conduisant au claquage.

Un critère analogue a été proposé par Thomas, en supposant que la pression d'électrostriction s'oppose au décollement du liquide.

Partant de ces hypothèses, Krasucki et Thomas, ont établi des critères de claquage.

### **III.2.2.3. Ecoulements Electrohydrodynamiques EHD**

La mise en mouvement du liquide, par action de la force électrique, entraîne celle des espèces chargées et des molécules neutres et la création de zones de dépression dans le liquide.

La première conséquence sera à l'origine de courant susceptible de chauffer le liquide, augmentant ainsi l'agitation thermique. La seconde conduira à l'augmentation du libre parcours moyen permettant ainsi aux différentes particules en mouvement d'acquérir plus d'énergie [22].

L'apparition d'une phase gazeuse pourrait résulter d'une cavitation due à des écoulements EHD induits par l'injection unipolaire de charges dans le liquide. Dans ce cas, la variation de pression serait, en vertu du théorème de Bernoulli [16], proportionnelle au carré de la vitesse EHD du liquide.

### **III.2.3. Mécanisme de claquage par pont**

Dans les isolants liquides utilisés en Electrotechnique, peuvent apparaître, en suspension, des impuretés de différentes natures (gouttelettes d'eau, particules solides isolantes ou conductrice, ...). Ces particules ont des origines diverses.

#### **III.2.3.1. Origine des particules**

Du point de vue de leur origine, les particules de faibles dimensions présentes dans les transformateurs, peuvent être classées en trois catégories [11] :

- 1- Particules existantes initialement dans l'huile de remplissage de la cuve.
- 2- Particules qui apparaissent ensuite dans l'huile, provenant des éléments du transformateur, comme les enroulements, les circuits magnétiques et autres parties solides, et qui s'étaient trouvées fixées sur ceux-ci lors des opérations d'assemblage.
- 3- Particules apparaissant durant le service.

Les particules existantes dans l'huile neuve sont très fines et ne sont pas éliminées par les opérations de filtrage et de rinçage. Il peut s'agir d'impuretés de pétrole brut lui-même, ou d'impuretés pouvant avoir été introduites durant les opérations de raffinage.

En ce qui concerne les particules introduites durant les opérations de fabrication et d'assemblage, elles comprennent des fibres de cellulose, des particules de résine, de métal (acier, aluminium, cuivre) et des poussières.

### **III.2.3.2. Teneur des particules**

D'après une analyse quantitative des particules recueillies en filtrant une huile de transformateur, 94% étaient combustibles (c.à.d constitué de fibres de cellulose), le reste étant constitué de matériaux ou de poussières. Durant le service, la teneur en particules, telles que les fibres de cellulose, de métal et de résine, doit vraisemblablement augmenter lentement par suite de vieillissement des métaux et de l'usure due à la circulation forcée de l'huile pour le refroidissement. En outre, en cas de situation anormale, comme l'échauffement local ou l'existence de décharges partielles, la teneur en particules de carbones tend à augmenter.

### **III.2.3.3. Rôle des particules dans le claquage**

La présence d'impuretés dans les liquides isolants conduit au renforcement local du champ électrique. La déformation du champ dépend de plusieurs paramètres comme [8] :

- Formes et dimensions des impuretés.
- Intervalles et formes des électrodes.
- Permittivité et conductivité des impuretés.
- Concentration des impuretés entre les électrodes.
- Valeurs des charges libres existant à la surface des particules.

Le champ local est généralement déterminé en attribuant aux impuretés des géométries simples (sphères, ellipsoïdes).

#### **a) Particules isolantes**

Les particules isolantes, ayant la permittivité plus grande que celle du liquide, seraient attirées, sous l'action du champ électrique vers les régions de champ intense et formeraient des ponts entre les électrodes. La rupture, dans ce cas, serait le résultat soit de l'échauffement produit par effet Joule dans le pont qui est plus conducteur dans le liquide, soit par la grande intensité locale du champ qui apparaît juste avant l'achèvement du pont.

#### **b) Particules conductrices**

Les particules conductrices peuvent se décharger facilement au contact d'une électrode et transporter leur charge sur l'autre électrode. Lorsque la distance entre la particule et l'électrode ayant le signe opposé est très petite, le champ est si élevé qu'une microdécharge s'amorce entre la particule et l'électrode déclenchant la rupture.

La rupture diélectrique est en général précédée par des phénomènes impulsions appelés « prédistruptifs » ou « préclaquage ».

### III.3. LONGUES DÉCHARGES DANS LES LIQUIDES

Dans un liquide, des intervalles de quelques centimètres sont considérés comme longs intervalles. Le mécanisme d'évolution des décharges pour de tels intervalles est similaire dans ses caractéristiques générales, à celui observé dans l'air pour des intervalles de l'ordre de quelques mètres. Ce mécanisme est appelé comme dans les gaz : mécanisme de streamer (leader).

L'étude des mécanismes de streamers n'a cessé de se développer. De nombreux travaux ont porté sur la progression des streamers dans des géométries divergentes. Il est généralement admis que quelque soit la géométrie et la polarité des électrodes, le claquage est précédé d'une phase de préclaquage pouvant être elle-même séparée en deux [11,27] :

- Une phase de génération où peuvent se manifester simultanément ou successivement des phénomènes de diverse natures électrique (impulsion de courant), optique (émission lumineuse), hydrodynamique (mouvement de liquide, cavitation), .... Cette phase est caractérisée par un temps  $t_g$  dit de génération pendant lequel apparaît au voisinage d'une électrode une perturbation revêtant la forme d'arborescence dénommée « streamer » dans la formulation anglaise.
- Une phase de propagation durant laquelle se développe la perturbation précédemment créée. Cette phase a été de loin la plus étudiée et est caractérisée par un temps  $t_p$  dit de propagation.

## **Quatrième chapitre**

# **Diagnostic des huiles de transformateurs**

## **IV.1. DÉFAILLANCES ET PROBLÈMES DE TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE**

L'huile utilisée en service dans un transformateur finit toujours par s'altérer après une certaine durée de mise en service. Les caractéristiques sont alors modifiées à un point où l'huile n'assure plus sa fonction et son maintien en service peut conduire à de sérieux incidents. La défaillance d'un transformateur peut se produire en raison de différentes causes et conditions. Un aperçu donné par O.N Grechlo, signale que les causes principales (51% de défaillances de transformateur dans une période de cinq ans) étaient dues aux problèmes suivants [3] :

- Absorption de l'eau de l'air (humidité), impuretés dans l'huile (contamination), vieillissement. Ces facteurs diminuent la rigidité diélectrique interne du transformateur. La majeure cause de dégradation est provoquée par l'air en contact avec l'huile chauffée dans l'appareil, qui provoque l'oxydation d'huile. Une telle oxydation est accélérée par de divers autres matériaux de co-existence, tels que le cuivre, l'acier et le vernis.
- Les matériaux insolubles constitués par des réactions chimiques peuvent se déposer sur le noyau, l'enroulement, la paroi et le fond ferreux du réservoir. Ce dépôt, si formé, baissera la tension de claquage de l'huile, et réduira le refroidissement du transformateur et peut conduire à un chauffage de l'huile.

En plus, si des bulles existent dans l'huile, une décharge électrique peut prendre naissance, ceci peut se produire particulièrement à une zone fortement soumise à une contrainte (court circuit par exemple), telle que la zone autour de l'enroulement. Une telle décharge peut causer la dégradation de l'huile.

Si une pièce pleine d'isolation est exposée à l'arc pendant la commutation, elle peut souffrir d'une décomposition thermique, ou de la formation de voies carbonisées sur la surface du matériau.

De telles anomalies se manifestent habituellement par le surchauffement de l'huile ou du papier, par décharge partielle ou arc électrique. Ces symptômes s'appellent les défauts dans le contexte de l'entretien électrique d'équipement.

Les statistiques de défaillance pour les grands transformateurs, qui avaient été en service entre 15 et 25 ans, indiquent que le vieillissement de l'isolation, les dommages des enroulements et la contamination, sont les sources principales des défaillances des transformateurs. Le coût et le temps de réparation et remplacement du transformateur de puissance sont très considérables.

## **IV.2. GESTION DE LA VIE D'UN TRANSFORMATEUR**

Le transformateur de puissance ou de distribution est un élément d'investissement lourd dans une installation. Un transformateur défaillant produit des situations parfois très lourdes de conséquences : techniques, financières, commerciales, humaines, environnementales, d'où la nécessité de détecter et identifier le défaut dès possible.

En plus, évaluer l'état d'un tel appareil à partir d'analyses effectuées est un très bon marché comparativement à ce que coûte une interruption d'énergie électrique par suite d'un claquage de transformateur et du remplacement de ce dernier. La surveillance en service des gros transformateurs doit donc être systématique. Par contre, dans le cas des petits transformateurs de distribution, la surveillance ne se justifie pas [8]. L'importance de ce sujet a mené à beaucoup de recherches.

En général, la vie d'un transformateur est égale à la vie de l'isolation, qui dépend de la rigidité mécanique et électrique des isolants utilisés. La température d'un transformateur a un impact important sur la vie de l'isolation. Dans les guides de l'industrie électrique (CEI, ANSI, IEEE), le facteur principal de la fin de vie est lié seulement au facteur thermique du transformateur.

Une méthode classique pour le calcul de la vie restante d'un transformateur consiste à utiliser la formule d'Arrhenius-Dakin [3,13] :

$$\text{Durée de vie restante} = Ae^{B/T} \quad (\text{IV.1})$$

où A est la vie minimale, B est une constante dépendant des propriétés du matériau à étudier et T est la température absolue en Kelvin.

Les autres facteurs affectant la probabilité de défaillance ne sont pas aussi faciles à mesurer que le vieillissement thermique.

Pour évaluer l'état d'un transformateur, plusieurs techniques de surveillances sont employées [13].

L'évaluation de la vie des grands transformateurs est faite pour [3] :

- Surveiller l'état des transformateurs et fournir une détection précoce des défauts.
- Diagnostiquer les problèmes quand les transformateurs montrent des signes de détresse ou pour suivre l'opération de protection de l'équipement.
- Définir si un transformateur est dans des conditions convenables pour affronter des conditions inhabituelles.
- Aider à projeter la stratégie de remplacement pour une population de transformateurs.

### IV.3. MÉTHODES DE SURVEILLANCE ET DIAGNOSTIC D'UNE ISOLATION DE TRANSFORMATEUR

D'une manière générale le terme 'surveillance' (monitoring) décrit une mesure de paramètres de base. Le terme 'diagnostic' indique l'addition d'une analyse sophistiquée, telle qu'un système intelligent capable de fournir une évaluation de l'état de l'équipement et des actions suggérées. Il y a une variété d'outils disponibles pour évaluer l'état des transformateurs et qui peuvent être classés en deux catégories [3,13] : traditionnelles et non traditionnelles.

**IV.3.1. Méthodes de diagnostic non traditionnelles**

Il y a eu, ces dernières années, plusieurs développements nouveaux dans les techniques d'essais et de surveillance qui trouvent une utilisation croissante dans le diagnostic des transformateurs.

**IV.3.1.1. Essai en service des décharges partielles (DP)**

Les deux méthodes les plus utilisées pour la détection des DP sont : la détection des signaux acoustiques et la mesure des signaux électriques produits par les DP. Les impulsions des DP produisent des ondes de contraintes mécaniques qui se propagent à travers l'huile environnante (dans la gamme de 100 à 300 kHz). Pour détecter ces ondes, des détecteurs d'émission acoustique sont montés sur les parois du réservoir du transformateur ou dans l'huile à l'intérieur du même réservoir. Les méthodes acoustiques de détection des DP sont limitées par l'atténuation du signal et les mesures électriques sont limitées par des problèmes d'interférence électromagnétique [3,13].

Les DP peuvent être détectées indirectement en utilisant des techniques chimiques telles que la mesure des produits de dégradation engendrés par les DP. Les limites acceptables de la charge des DP pour des nouveaux transformateurs sont 100 à 500 pC. Cette charge dépend de la tension appliquée et de la taille du transformateur [3,13].

**IV.3.1.2. Mesure de la tension de rétablissement**

La méthode de mesure de la tension de rétablissement (Recovery Voltage Measurement – RVM) est employée pour détecter l'état de l'isolation huile-papier et la teneur en eau de l'isolation. Cette méthode se fonde sur le principe de la polarisation inter-faciale des matériaux diélectriques stratifiés. C'est l'accumulation des charges d'espace générées par les impuretés et l'humidité aux interfaces de l'isolation huile-papier. Cette méthode est très controversée quant à sa convenance à la mesure directe de la teneur en eau dans l'huile [3,13].

**IV.3.1.3. Logiciels et systèmes intelligents et experts pour le diagnostic**

Les logiciels pour diagnostic, qui donnent des indications plus précises des problèmes des huiles de transformateur que l'analyse conventionnelle, font l'objet d'études de beaucoup de chercheurs et utilisateurs. L'utilisation d'un logiciel peut améliorer la fiabilité et la répétitivité de l'analyse des essais. Elle peut également servir à extraire l'information qui n'est pas fournie directement par les bases de données. Beaucoup de recherches ont été faites par logiciel pour le diagnostic des huiles de transformateur et corréler les données avec l'état de l'isolation du transformateur.

L'avance actuelle des techniques d'intelligence artificielle (IA) a permis aux ingénieurs et aux chercheurs de développer des logiciels puissants et souples de cette technique pour diagnostiquer des défauts de transformateurs. L'utilisation d'un système expert offre la possibilité de réduire la main d'œuvre et les frais pour évaluer l'état du transformateur ; cependant, ce but n'a pas été encore totalement réalisé [3,13].

### IV.3.2. Méthodes de diagnostic traditionnelles (Analyse d'huile)

L'huile d'isolation souffre de la détérioration qui peut devenir mortelle pour l'appareil. En outre, la décharge dans l'huile cause des dommages sérieux aux autres matériaux isolants. Pour cette raison, l'analyse d'huile isolante d'appareillage de puissance HT est devenue une tâche importante. Cette analyse, en apparence si simple, requiert beaucoup de savoir faire et un grand nombre d'opérations.

S'il est constaté que l'huile est suffisamment dégradée à mettre en danger le transformateur, une 'dialyse' doit être effectuée. Selon les besoins, l'huile est alors dégazée, filtrée et déshydratée [3,13].

#### IV.3.2.1. Diagnostic avec analyse des gaz dissous (Dissolved gas analysis DGA)

L'analyse de gaz dissous, telle une analyse de sang, est couramment utilisée pour connaître l'état de dégradation d'une huile et celui de l'appareil qui le contient. Un des objectifs de cette analyse est de savoir quand un appareil doit être mis hors service.

La solubilité des gaz dans les huiles minérales est très grande. A 25°C et à pression atmosphérique, elle est (en volume) de 9 % pour l'azote, 16 % pour l'oxygène, 6 % pour l'hydrogène, 9% pour le monoxyde de carbone, 30 % pour le méthane, et des valeurs encore plus élevées pour les hydrocarbures plus lourds. Ces valeurs de solubilité sont très supérieures aux concentrations observées dans les huiles de service.

Les teneurs en gaz, leur vitesse de production et leur répartition permettent d'avoir une idée du type de dégradation qui affecte l'isolation : surchauffe de basse ou haute température, décharges partielles, décharges de fortes intensités (Voir annexe 3).

Différents guides existent pour l'interprétation des analyses de gaz dissous dont le guide CEI 60599 et le guide ANSI/IEEE C576-104 [9].

L'analyse des gaz produits lors de ces dégradations permet d'obtenir des renseignements sur la nature de la contrainte, son intensité et le type de matériaux affectés.

La chromatographie en phase gazeuse est une méthode de choix pour l'analyse qualitative et quantitative des gaz dissous [3,28].

#### IV.3.2.2. Diagnostic utilisant des tests Physico-chimiques

##### IV.3.2.2.1. Méthode d'échantillonnage

On doit s'assurer que les échantillons sont représentatifs de l'huile isolante dans le matériel. L'expérience montre que l'huile est parfois rejetée à tort par manque de soins lors du prélèvement. Une mauvaise procédure d'échantillonnage ou l'emploi de récipients d'échantillonnage pollués entraînant des conclusions erronées du point de vue qualité, et une perte de temps, de travail et de dépenses pour obtenir, transporter et analyser correctement l'échantillon.

Il est fortement recommandé de suivre scrupuleusement les procédures et les précautions décrites dans la CEI 475.

Il y a lieu d'effectuer la prise d'échantillons d'huile dans le matériel de préférence en service normal ou le plus rapidement possible après la mise hors tension. Cela est particulièrement nécessaire pour certains types de matériels électriques, tels que les réducteurs de mesure, compte tenu du volume d'huile relativement limité ou de leur conception spécifique.

Les échantillons d'huile (1 ou 2 litres suivant le nombre et le type d'essais requis) sont normalement soutirés à la vanne de prélèvement ou à la vanne de vidange en observant les règles générales suivantes [29] :

- S'assurer que le prélèvement est effectué par du personnel qualifié.
- Eviter l'échantillonnage à l'extérieur par temps de pluie, brouillard, chute de neige ou vent violent. Si, l'échantillonnage doit être exécuté dans telles conditions atmosphériques, on prendra des précautions particulières.
- Utiliser uniquement des récipients propres et secs, tels que des bouteilles en verre ou des bidons métalliques sans soudure. Des récipients en matière plastique peuvent être utilisés à conditions d'avoir prouvé qu'ils convenaient. Il convient que les bouteilles en verre transparent soient pourvues de revêtements opaques.
- Laisser s'écouler une quantité suffisante d'huile afin d'éliminer les agents contaminants éventuellement présents à l'orifice de prélèvement.
- Rincer les récipients avec l'huile à échantillonner.
- Remplir les récipients en laissant, si possible, s'écouler le liquide le long des parois du récipient afin d'éviter l'occlusion d'air.
- S'assurer que chaque récipient est rempli à environ 95% de sa capacité.
- Après le prélèvement, fermer convenablement la vanne de prélèvement.
- Etiqueter les échantillons en indiquant, au moins, les informations suivantes [30] :
  - identification du matériel ;
  - point d'échantillonnage ;
  - température de l'huile ;
  - date d'échantillonnage.
  
- Stocker les échantillons dans un local sombre, si les récipients en verre transparent ne sont pas munis d'un revêtement opaque.

#### **IV.3.2.2.2. Essais des huiles et leur signification**

Les huiles livrées dans le matériel neuf ou prélevées dans le matériel en service peuvent être soumises à un grand nombre d'essais. Cependant, les essais suivants (Tableau IV.1) sont considérés comme suffisants pour déterminer si oui ou non l'état de l'huile permet la poursuite de l'exploitation ou pour proposer un type d'intervention appropriée.

Propriété	Méthode
Couleur et aspect	ISO 2049/ CEI 296
Tension de claquage	CEI 156
Teneur en eau	CEI 814 ou CEI 733
Indice de neutralisation	CEI 296
Dépôts et sédiments	ISO 4793
Facteur de dissipation diélectrique et résistivité	CEI 247
* Tension interfaciale	ISO 6295
* Stabilité à l'oxydation	Soit CEI 74, soit CEI 474, soit CEI 813, suivant l'application
* Teneur totale en gaz	CEI 567
* Point de clair	ISO 2719
** Point d'écoulement	ISO 3016
** Masse volumique	ISO 3675
** Viscosité	ISO 3104
*** Teneur en inhibiteur	CEI 666

\* Dans des circonstances particulières seulement.

\*\* N'est pas essentielles, mais peut être utilisée pour l'identification.

\*\*\* Limitée aux huiles inhibées.

**Tableau IV.1 :** Normes recommandées pour les tests physico-chimiques des huiles de transformateurs [29]

#### a) Couleur et aspect

La couleur d'une huile est déterminée en lumière transmise et est exprimée par un nombre obtenu par comparaison avec une série de couleurs normalisées. Il ne s'agit pas d'une propriété importante, mais elle est très utile à des fins de comparaison. Un indice de couleur élevé ou évoluant rapidement peut indiquer une dégradation ou une contamination de l'huile.

Outre la couleur, l'aspect d'une huile peut mettre en évidence de la turbidité ou des sédiments, indice d'une présence d'eau libre, de dépôts insolubles, de carbone, de fibres, de poussières, etc.

#### b) Tension de claquage

La tension de claquage est importante en tant que mesure de l'aptitude d'une huile à résister aux contraintes électriques.

Une huile sèche et propre est caractérisée par une tension de claquage élevée inhérente. L'eau libre et les particules solides, ces dernières en particulier lorsqu'elles sont associées à des teneurs en eau dissoute élevées, ont tendance à migrer vers des régions à fortes contraintes électriques et à réduire sévèrement la tension de claquage.

Par conséquent, la mesure de la tension de claquage sert, en premier lieu, à indiquer la présence d'agents contaminants, telles que l'eau ou les particules conductrices, dont l'une des deux ou d'autres pouvant être présentes avant les essais, donnent de faibles valeurs de la tension de claquage. Cependant, une tension de claquage élevée ne constitue pas un indice formel de l'absence d'agents contaminants.

### **c) Teneur en eau**

L'eau peut provenir de l'air atmosphérique ou résulter de la dégradation de matériaux isolants. Pour des teneurs en eau relativement faibles, l'eau reste en solution et ne modifie pas l'aspect de l'huile ; c'est pourquoi il faut détecter l'eau dissoute par des méthodes chimiques ou physiques.

L'eau dissoute peut ou non affecter les propriétés électriques de l'huile. La solubilité de l'eau dans l'huile de transformateur augmente en fonction de la température et de l'indice de neutralisation (d'acidité). Lorsque la teneur en eau dépasse un certain seuil (valeur de saturation), elle ne peut rester en solution et de l'eau libre apparaît sous forme de turbidité ou de gouttelettes d'eau. L'eau libre provoque, invariablement, une diminution de la tension de claquage et de la résistivité, et une augmentation du facteur de dissipation diélectrique.

### **d) Indice de neutralisation (d'acidité)**

L'indice de neutralisation d'une huile est une mesure des constituants ou agents contaminants acides d'une huile.

Sa valeur, négligeable pour une huile neuve, croît à la suite du vieillissement par oxydation et est utilisée comme indice général permettant de déterminer le moment où il convient de la remplacer ou de la régénérer, pourvu que les limites appropriées de rejet soient choisies et que d'autres essais le confirment.

### **e) Sédiments et dépôts**

Cet essai permet de distinguer les sédiments de l'ensemble des dépôts (c'est-à-dire dépôts insolubles dans l'huile, plus dépôts précipitables par l'heptane).

Les matières solides comprennent les produits de dégradation ou d'oxydation insolubles des matériaux isolants solides ou liquides, des fibres d'origines diverses, du carbone, des oxydes métalliques, etc, résultant des conditions d'exploitation du matériel. La présence de particules solides peut diminuer la rigidité électrique de l'huile et, en outre, les dépôts peuvent limiter les échanges thermiques, donc favoriser une dégradation accrue de l'isolation.

Les dépôts sont constitués de produits formés à un stade d'oxydation avancé et sont un avertissement de l'accumulation de dépôts dans le matériel.

### **f) Facteur de dissipation diélectrique FDD et / ou la résistivité**

Ces caractéristiques sont très sensibles à la présence, dans l'huile, de substances polaires solubles, de produits de vieillissement ou de substances colloïdales. Leurs variations peuvent être détectées même pour de faibles contaminations que les méthodes chimiques ne peuvent détecter.

Les limites acceptables pour ces caractéristiques dépendent largement du type de matériel et du type d'application. Cependant, des valeurs élevées du facteur de dissipation modifient le facteur de puissance et /ou la résistance d'isolement des enroulements du transformateur.

Généralement, il existe une relation entre le FDD et la résistivité. Aux températures élevées, la résistivité diminue alors que la FDD augmente. Il n'est normalement pas exigé d'effectuer les deux essais avec la même huile.

Des informations supplémentaires utiles peuvent être obtenues en mesurant la résistivité ou la FDD à température ambiante et à une température plus élevée, telle que 90°, associé à un résultat insuffisant obtenu à plus basse température, est un indice de présence d'eau ou de produits de dégradation précipitables à froid, mais à concentration généralement acceptable.

Des résultats insuffisants obtenus aux deux températures sont l'indice d'une contamination plus importante et qu'un retraitement ne permettra pas de remettre en état l'huile à un niveau acceptable.

### **g) Tension interfaciale**

La tension interfaciale entre l'huile et l'eau permet de déceler les agents contaminants polaires solubles et les produits de dégradation.

Cette caractéristique évolue assez rapidement au cours des premiers stades de vieillissement, puis l'évolution se stabilise, alors que la dégradation est encore modérée. C'est pour cette raison que les résultats sont assez difficiles à interpréter en termes d'entretien de l'huile.

### **h) Teneur totale en gaz**

Dans la plus part des utilisations de l'huile minérale isolante, la détermination de la teneur totale en gaz dissous présente peu d'intérêt pour évaluer la qualité et le bon usage de l'huile. Cependant, pour certains types de matériels à THT, une teneur maximale en gaz est parfois spécifiée lors du remplissage de l'appareillage ou en service.

L'analyse des gaz dissous dans l'huile pour la détection de défauts naissant est traitée dans les CEI 567 et 599.

### **i) Point d'éclair**

Un point d'éclair bas est l'indice de la présence de substances volatiles combustibles dans l'huile.

L'exposition prolongée de l'huile à de hautes températures, dans des conditions de défauts prolongées, peut produire des quantités suffisantes d'hydrocarbures de faible masse moléculaire pouvant abaisser le point d'éclair de l'huile.

**j) Point d'écoulement**

Le point d'écoulement est une mesure de la fluidité de l'huile à basse température. Il n'y a pas de preuves certaines qui puissent suggérer que cette propriété est affectée par la dégradation de l'huile. Des variations du point d'écoulement peuvent normalement indiquer que des ajouts ont été effectués avec une huile de qualité différente.

**k) Masse volumique**

La masse volumique n'est pas un facteur essentiel pour définir la qualité d'une huile, mais peut être utile pour identifier le type d'huile ou déceler des modifications importantes de sa composition. Dans les climats froids, la masse volumique peut être appropriée pour la détermination du bon emploi de l'huile : par exemple, des cristaux de glace formés, à partir d'eau non dissoute, peuvent flotter à la surface de l'huile de masse volumique élevée et être à l'origine de décharges lors de la fusion.

**l) Viscosité**

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

Les mesures de viscosité peuvent être utiles pour l'identification du type d'huile.

**m) Teneur en inhibiteur et stabilité à l'oxydation**

Les huiles inhibées se dégradent plus lentement que celles qui ne le sont pas, aussi longtemps que l'inhibiteur actif est présent, et que l'huile lui répond.

Pour un couple huile- inhibiteur donné, la période d'induction est généralement proportionnelle à la teneur en inhibiteur actif et dépend de la présence d'agents promoteurs d'oxydation.

L'essai d'oxydation pour l'huile inhibée neuve (CEI 274) permet de mesurer aisément la période d'induction de l'huile par la détermination de la quantité d'acides volatils formés. Par ailleurs, pour une huile usagée précédemment essayée, cet essai permet de montrer de combien, la période d'induction a été réduite.

**IV.4. L'ALTÉRATION DES HUILES DE TRANSFORMATEURS**

Malgré les avantages et les performances des huiles minérales, elles finissent par se détériorer sous l'effet de l'action combinée ou séparée des contraintes électriques, chimiques ou thermiques auxquelles elles sont soumises. Ce phénomène est connu sous le nom de vieillissement. Il se traduit par une lente dégradation des propriétés des matériaux.

L'huile de transformateur subit trois sortes de vieillissement [21] :

- Un vieillissement électrique qui provient des décharges partielles et des phénomènes de polarisation dont l'origine est l'exposition prolongée au champ électrique.

- Un vieillissement électrochimique qui résulte de l'action de certains agents chimiques soumis à un champ prolongé. La présence de ces agents dans l'huile est soit accidentelle, soit due à sa propre dégradation.
- Un vieillissement thermique dû aux températures élevées auxquelles est soumise l'huile de façon continue ou périodique pendant sa mise en service.

Le diagnostic permet de déterminer l'état interne du transformateur et de détecter les causes de ses défaillances. La décision est prise en se basant sur les recommandations des normes, les connaissances préalablement acquises et l'expérience.

Les tests physico chimiques permettent de classer les huiles selon quatre catégories [4]:

#### IV.4.1. Les huiles neuves

Leurs caractéristiques sont données comme suit :

Permittivité	2,1 $\varnothing$ 2,5	à 90°
Résistivité	20 $\varnothing$ 2000 G $\Omega$ m	à 90°
Rigidité diélectrique	30 $\varnothing$ 50 kV.	
Facteur de dissipation	0.001 $\varnothing$ 0.005	à 90°

#### IV.4.2. Les huiles faiblement polluées

Elles se caractérisent par de bonnes valeurs des propriétés physico-chimiques et une tension de claquage relativement faible. Leur contamination est généralement due à la présence d'eau et de particules solides en suspension. Elles nécessitent un traitement physique (filtrage et séchage).

#### IV.4.3. Les huiles moyennement contaminées

Ces huiles nécessitent un traitement chimique (régénération) suivi d'un traitement physique. Leurs caractéristiques sont les suivantes :

Indice de couleur	3,5 $\varnothing$ 4,5
Indice d'acidité	0,09 $\varnothing$ 0,4 mg KOH/g
Facteur de dissipation	0,1 $\varnothing$ 0,5

#### IV.4.4. Les huiles en dégradation avancée

Elles sont fortement contaminées et possèdent des caractéristiques très éloignées des valeurs recommandées par les normes. Leur récupération est possible, mais elle serait plus coûteuse que leur remplacement.

### IV.5. REMPLACEMENT ET RÉGÉNÉRATION DES HUILES DE TRANSFORMATEURS

Il est possible de déterminer l'état interne des huiles isolantes à partir des résultats de six tests normalisés [4] : l'indice de couleur, la viscosité cinématique, l'indice d'acidité, le facteur

de dissipation, la rigidité diélectrique et la teneur en eau. A partir de leurs valeurs, l'huile est classée en une des quatre catégories et une décision du type de traitement est prise (garder l'huile, la filtrer, la régénérer ou la jeter).

Le remplacement pur et simple de l'huile peut s'imposer dans le cas où celle-ci est disqualifiée ou même seulement polluée au point de rendre tout traitement plus onéreux que le remplacement.

Les cas où le remplacement du diélectrique s'impose de façon absolue sont assez rares. Cependant, il faut signaler le cas d'une huile exagérément vieillie, notamment lorsque l'indice d'acidité est supérieur à 1mg KOH/g.

La régénération est nécessaire lorsque l'huile est sévèrement polluée par des produits de décomposition. Si, ces derniers sont instables, ils provoquent des dépôts, dont l'élimination nécessite un décuvage, et s'ils ne sont pas contre solubles, ils contaminent le diélectrique, en jouant parfois un rôle de catalyseur dans la poursuite de la décomposition, et ne peuvent être éliminés que par une opération chimique ou physico-chimique spécifique assimilable à un nouveau raffinage [11].

Toute huile contaminée peut être traitée mais le coût de revient du traitement et les performances de l'huile après traitement rendent cette solution non rentable. La décision de réformer l'huile est donc principalement économique [4].

## **Cinquième chapitre**

# **Techniques Expérimentales**

## **V.1. INTRODUCTION**

Le présent chapitre se compose de deux parties :

La première partie, concerne les essais effectués au Laboratoire de Haute Tension de l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger. Nous décrivons ainsi, les circuits et la cellule d'essais utilisés pour la mesure de tension et de courant.

La deuxième partie, concerne les essais effectués au Laboratoire d'Analyse des Huiles de Transformateurs de SKMK (SONELGAZ) de Blida. Nous présentons ainsi, l'huile employée au cours de cette recherche, et les appareils utilisés pour les analyses physico chimiques.

## **V.2. TECHNIQUES EXPÉRIMENTALES**

### **V.2.1. Mesure de la tension de claquage**

#### **V.2.1.1. Circuit d'essais**

Le circuit d'essais est constitué d'une alimentation alternative à fréquence industrielle 50 Hz de marque HAEFELY (figure V.1). La station d'essais comprend les organes suivants :

- a) Un transformateur d'essais.
- b) Un transformateur de réglage.
- c) Un diviseur capacitif de tension.
- d) Un pupitre de commande.
- e) Un dispositif de protection.

#### **a) Transformateur d'essais (50 Hz)**

Le transformateur d'essais, de type monophasé, délivre la tension appliquée à l'objet d'essais, il a pour caractéristiques :

- Un rapport de transformation de 300 000 V / 500 V.
- Une puissance apparente nominale de 50 kVA.
- Une puissance absorbée à vide de 10 kVA.
- Une résistance d'enroulement Basse Tension, de 0.0365  $\Omega$ .
- Une résistance d'enroulement Haute Tension, de 4893  $\Omega$ .
- Une tension de court circuit de 5,46 %.
- Une résistance d'amortissement :  $R_a \cong 30 \Omega / \text{kV}$  de tension d'essais.

#### **b) Transformateur de réglage**

Il permet le réglage de la tension de sortie du transformateur d'essais de 0 à 500 V de façon continue et indépendamment de la charge. Le réglage peut se faire, soit manuellement (à l'aide d'un volant), soit à l'aide d'un moteur dont le fonctionnement est commandé à partir du pupitre. Ses caractéristiques sont :

- Une tension primaire nominale de 220 V (50 Hz).
- Une puissance apparente à tension maximale de 50 kVA.

- Une tension secondaire réglable de 0 à 500 V.

**c) Diviseur capacitif**

Il est alimenté par la tension délivrée par le secondaire du transformateur d'essais et délivre à son tour, une tension réduite aux bornes des voltmètres installés dans le pupitre de commande. Le diviseur capacitif est formé d'une capacité Haute Tension C1 de 400 pF et des capacités Basse Tension dont la combinaison de branchement permet d'obtenir les calibres de mesures : 75 kV, 150 kV et 300 kV.

La tension délivrée par le diviseur capacitif est mesurée par deux appareils. Le premier, un voltmètre électrostatique, mesure la valeur efficace de la tension appliquée à l'objet d'essai. Tandis que le second, un ampèremètre échelonné en  $kV_{\max}/\sqrt{2}$ , mesure le courant capacitif redressé proportionnel à  $U_{\max}$ .

**d) Pupitre de commande**

Il est alimenté en 220 V indépendamment du régulateur de tension et du transformateur d'essai. On y trouve les appareils de mesure permettant la lecture des tensions et des courants au secondaire du transformateur de réglage ainsi que la tension de crête et la tension efficace du secondaire du transformateur d'essai.

**e) Dispositif de protection**

Le transformateur d'essai et son régulateur sont protégés indépendamment par un fusible et un relais thermique (250 A). Ces protections sont liées avec le circuit de la bobine du contacteur principal, ce qui donne une protection suffisante contre les surcharges du transformateur et les courants de court-circuit.

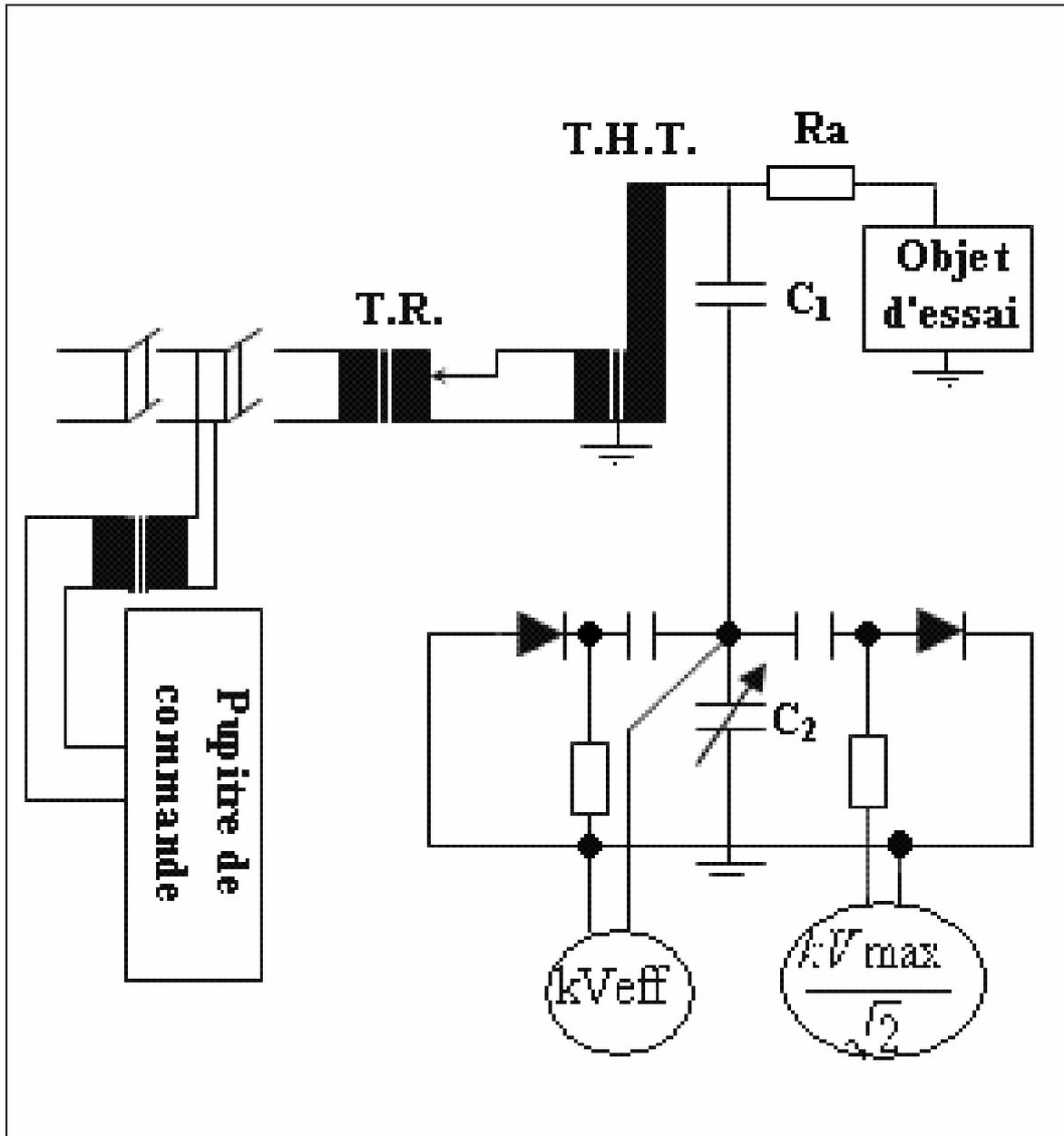


Figure V.1 : Schéma du circuit d'essais

#### V.2.1.2. Cellule d'essais

La cellule d'essais (figures V.2, V.3) est une cuve en plexiglas, de 50 cm de longueur, 50 cm de largeur, 70 cm de hauteur et 1.5 cm d'épaisseur. Nous avons choisi le plexiglas du fait qu'il permet la visualisation des phénomènes de préclaquage et de claquage.

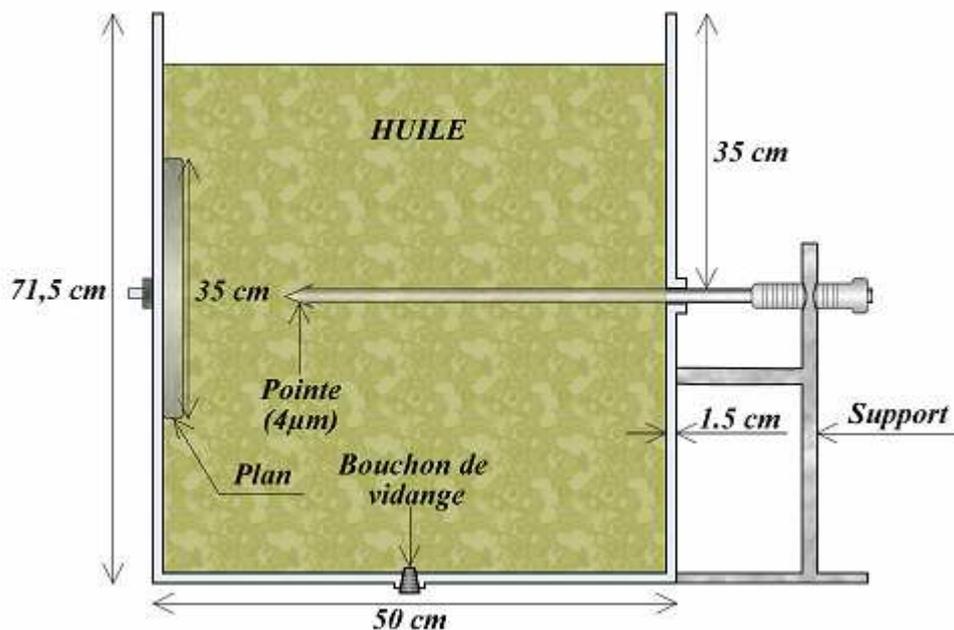
La cellule contient 175 l d'huile de transformateur et un système d'électrodes pointe-plan, bien centré par rapport aux parois, et, monté horizontalement dans la cuve. La cellule est posée sur une table en bois à 80.6 cm du sol (figure V.4).

Le système d'électrodes est constitué d'une pointe et d'un plan. L'électrode pointe est en laiton de rayon de courbure  $4 \mu\text{m}$ , montée sur une tige mobile, en acier ; l'électrode plane est un disque en acier de 35 cm dont les bords ont été arrondis selon le profil de Rogowski. La

distance inter-électrodes est ajustable et peut varier jusqu'à 13 cm. Comme ces configurations d'électrodes donnent lieu aux tensions de claquage les plus basses, il est recommandé de les utiliser dans la pratique pour le dimensionnement des isolations (les champs moyens de claquage sont très faibles : quelques dizaines de kilovolts par centimètre [21]).



**Figure (V.2) :** Cellule d'essais



**Figure V.3 :** Schéma de la cellule d'essais



Figure V.4 : Positionnement de la cellule d'essais

## V.2.2. Mesure du courant

### V.2.2.1. Circuit d'essais

Les mesures du courant sont effectuées à l'aide d'un dispositif constitué de deux résistances et d'un amplificateur opérationnel de type UA741 inséré dans le retour de la terre (figure V.5). L'onde est reportée à l'aide d'un câble coaxial, permettant la visualisation de la tension (image du courant) sur un oscilloscope numérique (TEKTRONIX TDS 340A), possédant une fréquence d'échantillonnage de 100MHz.

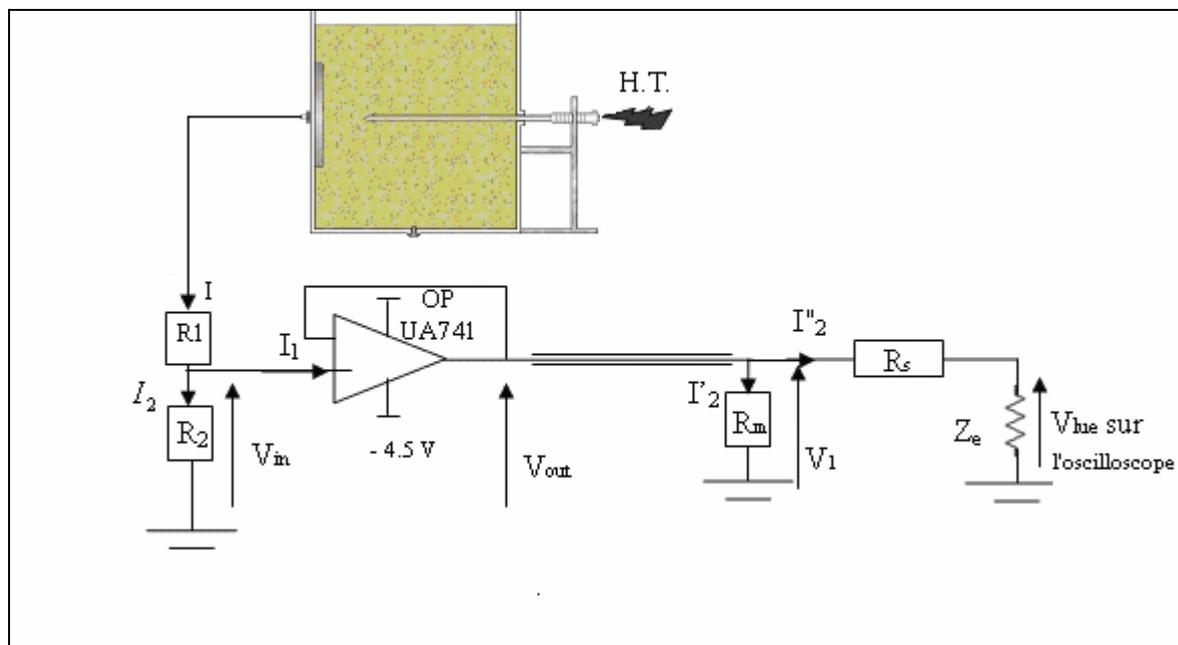


Figure V.5 : Circuit de mesure du courant

Nous précisons que :

$Z_e$  est l'impédance d'entrée de l'oscilloscope,

$R_s$  est une résistance de protection,  
 $R_m$  est une résistance d'adaptation du câble de mesure,  
 $R_1$  est une résistance placée pour diviser la tension d'entrée,  
 $R_2$  est une résistance placée pour mesurer l'image du courant.

### V.2.2.2. Expression du courant I en fonction de $V_{lue}$

Le courant I peut être donné en fonction de  $V_{in}$  et  $R_2$  par :

$$I = \frac{V_{in}}{R_2} \quad (V.1)$$

Par ailleurs, le courant  $I_1$  est nul car l'impédance d'entrée de l'amplificateur opérationnel est très grande, ce qui nous permet d'avoir les égalités suivantes:

$$I = I_2 \quad (V.2)$$

$$V_{in} = V_{out} \text{ et } V_1 = V_{out} \quad (V.3)$$

d'où : 
$$V_{in} = V_1 \quad (V.4)$$

A partir des équations précédentes :

$$V_1 = R_2 I . \quad (V.5)$$

Nous pouvons alors, tirer la relation entre le courant et le signal capté:

$$I = \frac{V_1}{R_2} \quad (V.6)$$

Nous avons choisi les valeurs des composants de tel sorte que :

$$R_1 = 220 \ \Omega, \ R_2 = 100 \ \Omega, \ R_m = 6.6 \ \text{M}\Omega, \ R_s = 4.5 \ \text{M}\Omega, \ Z_e = 1 \ \text{M}\Omega.$$

$$I = \frac{1}{100} V_1 \quad (V.7)$$

ou alors :

$$I = 0.01.V_1 \text{ [A]} \quad (V.8)$$

Si  $V_{lue}$  désigne la tension lue sur l'oscilloscope, nous avons :

$$\frac{V_1}{R_s + Z_e} = \frac{V_{lue}}{Z_e} \Rightarrow V_1 = \frac{R_s + Z_e}{Z_e} V_{lue} \quad (V.9)$$

De l'équation (V.4), nous pouvons écrire :

$$V_{in} = V_1 = \frac{R_s + Z_e}{Z_e} . V_{lue} \quad (V.10)$$

donc : 
$$V_1 = V_{in} = 5.5 \times V_{lue} \quad (V.11)$$

Les équations (V.8) et (V.11) permettent la déduction du courant :

$$I = 55 V_{lue} \text{ [mA]} \quad (V.12)$$

### **V.2.3. analyses physico-chimiques**

Les analyses physico chimiques ont été effectuées au Laboratoire d'Analyse des Huiles de Transformateurs de SKMK (SONELGAZ) de Blida.

#### **V.2.3.1. Présentation de l'huile**

L'huile utilisée, dénommée BORAK 22 est de type Naphténique. Celle-ci est employée par la SONELGAZ pour le remplissage des transformateurs. Nous avons utilisé un premier fut, pour la mesure des tensions de claquages et un deuxième pour la mesure des courants.

Nous avons étudié, en premier lieu, certaines des caractéristiques de l'huile obtenues à partir des analyses physico-chimiques, et ce à l'état neuf puis après stockage. En deuxième lieu, nous avons prélevé ces mêmes caractéristiques après 20, 38, 56, 98, 168 et 273 claquages. Les résultats obtenus à partir des analyses physico-chimiques, sont mentionnés dans l'annexe (4).

#### **V.2.3.2. Méthode d'échantillonnage**

Faute de moyens, nos échantillons d'huile ont été prélevés manuellement à l'aide d'un entonnoir. Toutefois, nous avons essayé d'atteindre les régions moyennement affectées c'est à dire au milieu du bac (au niveau des électrodes). Les échantillons sont mis dans des bouteilles opaques, lavées avec de l'eau, puis séchées, pouvant contenir jusqu'à 1L de liquide. Ces dernières portent la date du prélèvement et le nombre de claquages effectués.

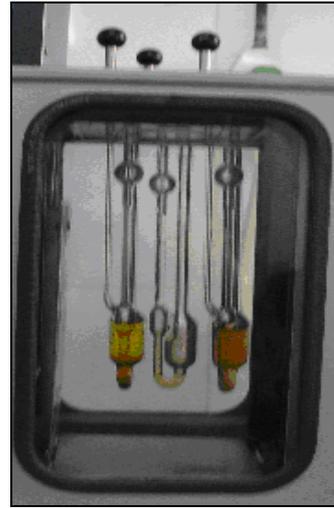
#### **V.2.3.3. Appareillage et mode opératoire**

##### **V.2.3.3.1. Mesure de la viscosité cinématique à 20°C**

La viscosité cinématique  $\eta$  est mesurée selon la norme ISO 03104 [31]. L'appareil utilisé pour cette mesure est de type TAMSON (PMT) (figure V.6). La valeur de la viscosité est obtenue en multipliant le temps d'écoulement en seconde du volume du liquide dans le viscosimètre à capillaire en verre (figure V.7), se trouvant dans l'appareil même sus-mentionné, par la constante d'étalonnage du tube en  $\text{mm}^2/\text{s}^2$ , le résultat est exprimé en  $\text{mm}^2/\text{s}$ .



**Figure V.6 :** TAMSON (PMT) utilisé dans la mesure de la viscosité



**Figure V.7 :** Viscosimètre à capillaire en verre

### V.2.3.3.2. Mesure du point d'éclair

Appelé aussi point flash, ce dernier est mesuré selon la norme ISO 02719 [32]. L'appareil utilisé est de type GALLENKAMP Autoflash (figure V.8). Nous avons utilisé la méthode en coupe fermée (méthode Pensky- Martens) [32]. En résumant cette dernière, nous pouvons dire que le chauffage progressif d'un liquide provoque le dégagement de vapeurs, qu'il s'agisse d'un produit pur ou d'un mélange. Dès que la concentration en vapeur au dessus du liquide devient suffisante pour former un mélange inflammable dans l'air, le mélange brûle à l'approche d'une flamme. La température correspondante est appelée point d'éclair du liquide.

Dans les méthodes en coupe fermée, le volume au dessus de la coupelle est clos et les vapeurs restent au voisinage de la surface du liquide. Les méthodes en coupe fermée donnent généralement des valeurs plus faibles que celles en coupe ouverte [6]. Le résultat est donné en (°C).



**Figure V.7 :** GALLENKAMP Autoflash utilisé dans la mesure du point d'éclair

### V.2.3.3.3. Mesure de la teneur en eau

La teneur en eau est mesurée selon la norme CEI 814 [33]. L'appareil utilisé pour cette mesure est un titrimètre de type 756 Karl Fisher (figure V.9).

Les réactions qui se développent au cours d'un titrage de Karl Fisher sont complexes, mais il s'agit essentiellement de la réaction de l'eau avec l'iode, en présence de dioxyde de soufre, d'une base organique, et, d'un alcool dans un solvant organique [33]. Ainsi, une mole d'iode réagit stœchiométriquement avec une mole d'eau, de sorte que 1 mg d'eau correspond à 10,72 C (quantité d'électricité en coulombs). La valeur de la teneur en eau est exprimée en ppm (partie par million) soit mg d'eau/ kg d'huile.



**Figure V.9 :** 756 Karl Fisher utilisé dans la mesure de la teneur en eau

### V.2.3.3.4. Mesure de l'indice d'acidité

L'indice d'acidité ou de neutralisation dans certaines références, est mesuré selon la norme CEI 296 [34]. Cette mesure est effectuée par un titrage acido-basique. En effet, l'acidité est exprimée en mg de KOH par g d'huile, c'est-à-dire le nombre de mg d'une solution de potasse alcoolique de normalité 0.1, nécessaire pour neutraliser un gramme d'huile.

L'indice d'acidité est calculé au moyen de l'expression [34]:

$$IA = 0.1 M V / m \quad (V.13)$$

où :

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

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

m : masse de l'huile (g).

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

### V.2.3.3.5. Mesure de l'indice de couleur

L'indice de couleur est mesuré selon la norme ASTM D1500. L'appareil utilisé pour cette mesure est un spectrophotomètre, de type Lovibond PFX Automatic Colometer (figure V.10). La couleur de l'huile isolante est déterminée en lumière transmise, et exprimée par un indice

obtenu par comparaison avec une série de couleurs de verres étalons. L'étalon correspondant, ou celui dont la couleur est juste supérieure, est pris comme valeur de cet indice.



**Figure V.10:** Lobivond PFX Automatic Colometer utilisé dans la mesure de l'indice de couleur

#### **V.2.3.3.6. Mesure de l'indice de réfraction**

On appelle réfraction, le changement de direction que subit un rayon lumineux en passant d'un milieu optique donné à un autre. Ce changement est dû à une modification de la vitesse de propagation à partir du point, appelé point d'incidence, où le rayon lumineux incident frappe l'interface. La détermination de l'indice de réfraction peut permettre [35] :

- d'identifier une espèce chimique et de contrôler sa pureté,
- de déterminer la composition d'un mélange (fraction molaire).

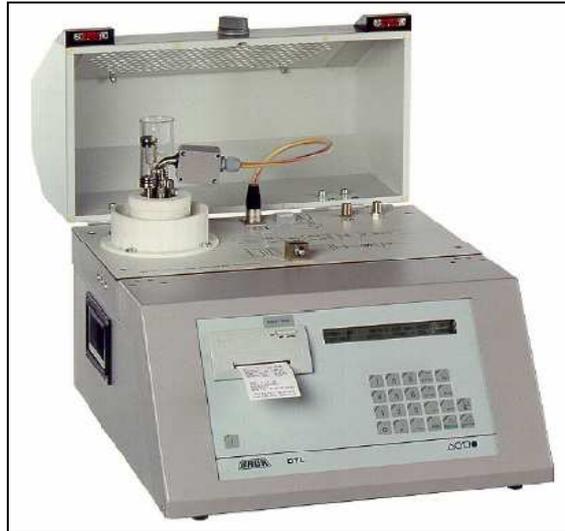
L'appareil utilisé pour cette mesure est un réfractomètre de type CONVEX (figure V.11).



**Figure V.11 :** Réfractomètre utilisé dans la mesure de l'indice de réfraction

### V.2.3.3.7. Mesure du facteur de dissipation diélectrique et la permittivité à 90°C

Ces deux facteurs ont été mesurés selon la norme CEI 247 [36], l'appareil utilisé est un pont automatique de type Dieltest DTL (figure V.12). Après avoir mesuré la capacité de la cellule à vide, celle-ci est remplie d'huile, puis chauffée jusqu'à 90°, à cette température une tension de l'ordre de 2kV est appliquée. Selon la norme, les mesures durent environ 15 à 20 minutes. Les données sont affichées et imprimées automatiquement.



**Figure V.12 :** Dieltest DTL utilisé dans la mesure du facteur de dissipation diélectrique

## V.3. CONCLUSION

Afin, d'étudier le comportement de l'huile utilisée dans nos essais, vis-à-vis des contraintes électro-géométriques appliquées, nous avons jugé utile, de mesurer la tension de claquage. Par ailleurs, la mesure du courant nous permet de déterminer le caractère qu'adopte ce dernier, en fonction de la tension appliquée.

Les analyses physico-chimiques de l'huile permettent non seulement d'évaluer l'état générale de l'huile, mais aussi de déceler la cause d'une dégradation ou l'origine d'un agent contaminant et, dès lors, de prendre la mesure appropriée pour assurer la sûreté de fonctionnement du matériel.

## **Sixième chapitre**

# **Résultats et Discussions**

## VI.1. INTRODUCTION

Dans ce dernier chapitre, nous présentons, en premier lieu, les résultats expérimentaux, concernant l'évolution de la tension de claquage et la rigidité en fonction de la distance inter-électrodes. Nous étudions aussi, l'influence du temps entre deux essais successifs, sur la tension de claquage.

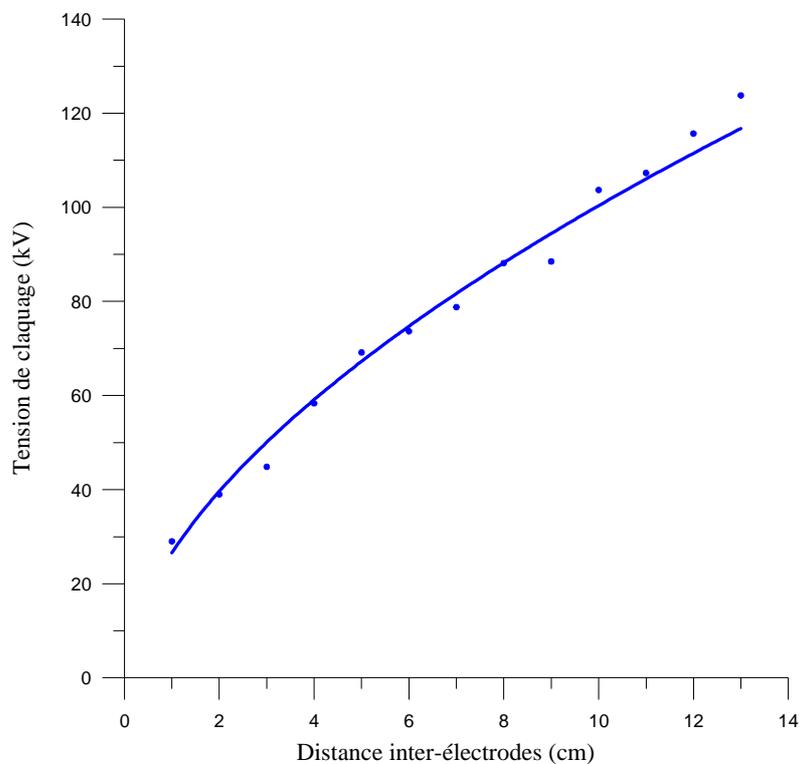
En deuxième lieu, nous nous intéressons à l'évolution du courant et de l'impédance sous l'influence de la tension appliquée et de la distance inter-électrodes. Nous tentons aussi, d'évaluer la tension de génération, à partir des courbes du courant.

En dernier lieu, nous présentons les résultats obtenus pour les analyses physico-chimiques, et ce pour différents nombres de claquages.

## VI.2. TENSION DE CLAQUAGE

### VI.2.1. Influence de la distance inter-électrodes

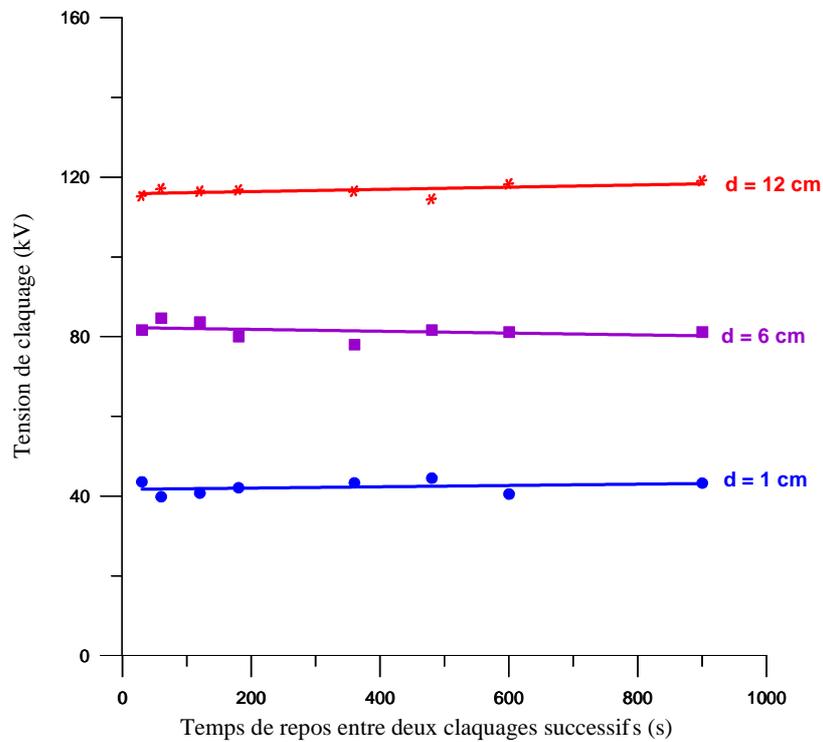
En faisant varier la distance inter-électrodes de 1 à 13 cm et en prenant la moyenne de six essais de claquage pour chaque distance [37], nous remarquons que l'augmentation de la distance inter-électrodes entraîne l'accroissement de la tension de claquage (figure VI.1). Nos résultats coïncident avec ceux obtenus par d'autres chercheurs [21].



**Figure VI.1 :** Variation de la tension de claquage en fonction de la distance inter-électrodes

### VI.2.2. Influence du temps entre deux claquages successifs

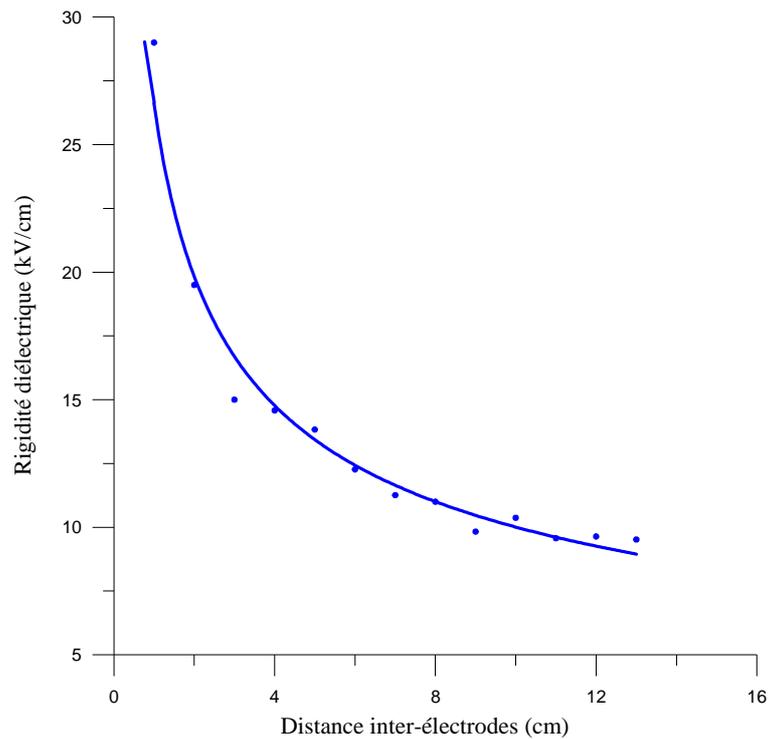
En faisant varier le temps de repos entre deux claquages pour des distances inter-électrodes de 1, 6 et 12 cm, la tension de claquage reste pratiquement constante (figure VI.2). Notons que les temps que nous avons choisis sont : 30, 60, 120, 180, 360, 480, 600 et 900 s. Nous pouvons dire alors qu'après 30s, l'huile retrouve déjà, son équilibre.



**Figure VI.2 :** Variation de la tension de claquage en fonction du temps de repos pour différentes distances inter-électrodes

### VI.3. RIGIDITÉ DIÉLECTRIQUE

Nous désignons par rigidité diélectrique, dans notre cas, le rapport entre la tension de claquage et la distance inter-électrodes. La rigidité diélectrique est d'autant plus faible que la distance inter-électrodes est grande (figure VI.3).



**Figure VI.3 :** Variation de la rigidité diélectrique en fonction de la distance inter-électrodes.

## VI.4. COURANT

### VI.4.1. Forme du courant

Le courant obtenu dans nos essais, est un signal sinusoïdal caractérisé par des déformations se présentant dans les deux alternances sous forme de pics dont l'amplitude augmente avec l'accroissement de la tension appliquée (figures VI.4 à VI.6). Pour une tension de 5 kV, le courant est en avance de  $90^\circ$  sur la tension (figure VI.7). Ce décalage reflète le caractère purement capacitif du courant. Nous constatons que nos résultats coïncident avec ceux obtenus dans des travaux antérieurs [18,22,38]. Par ailleurs, pour des tensions allant de 15 à 30 kV, le déphasage diminue, pour atteindre, approximativement  $70^\circ$  (figures VI.8, VI.9, VI.10).

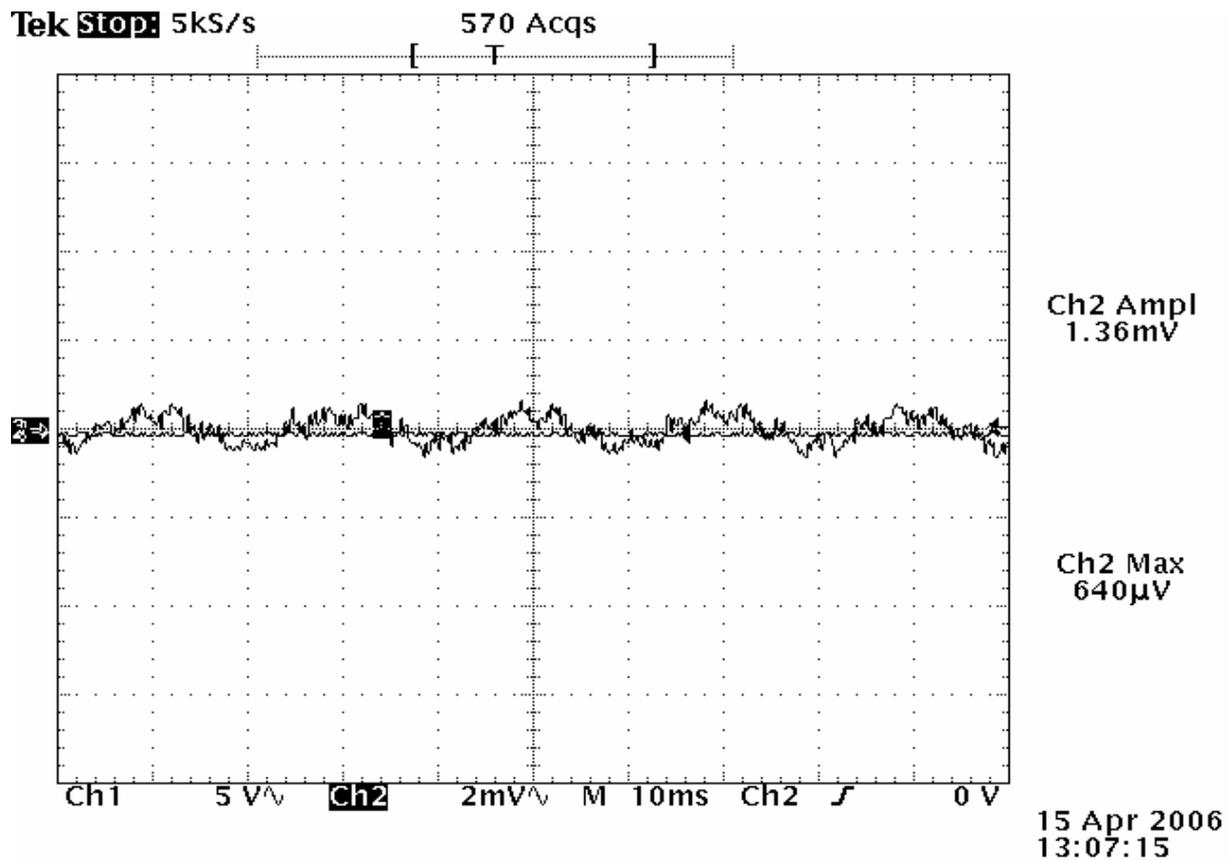


Figure VI.4 : Amplitude du courant pour une distance inter-électrodes de 3 cm et une tension appliquée de 5 kV

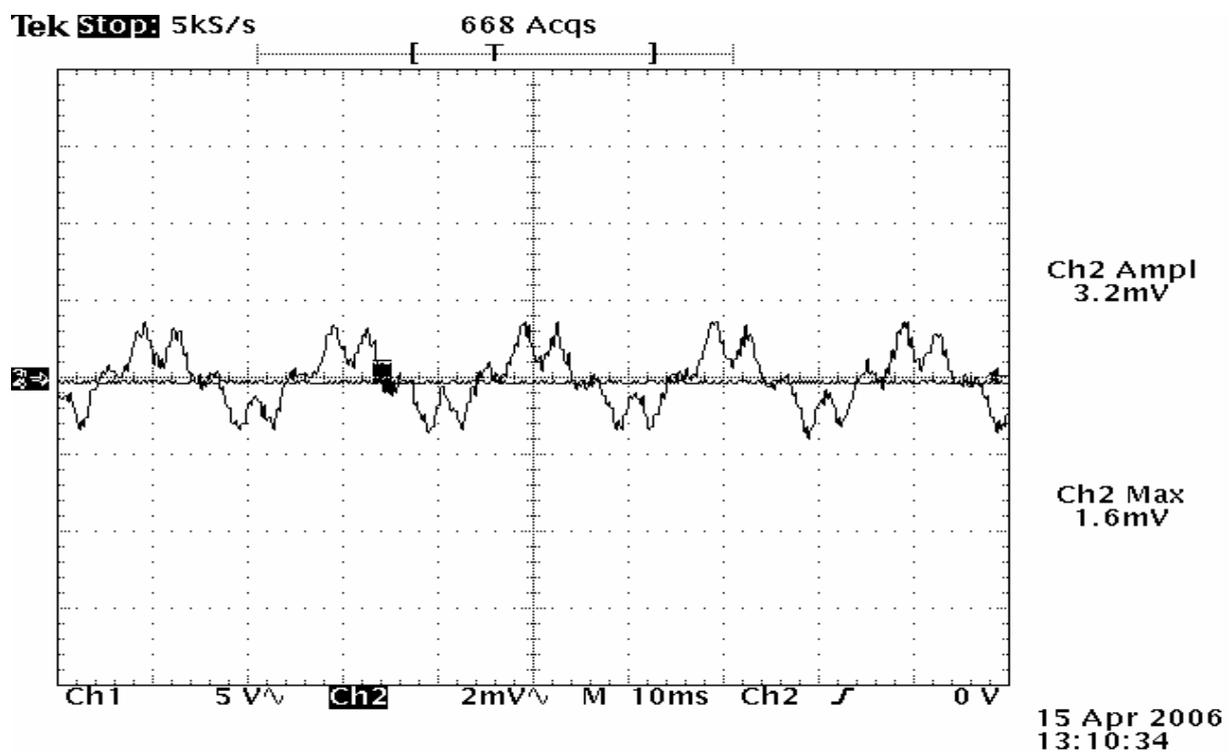


Figure VI.5 : Amplitude du courant pour une distance inter-électrodes de 3 cm et une tension appliquée de 15 kV

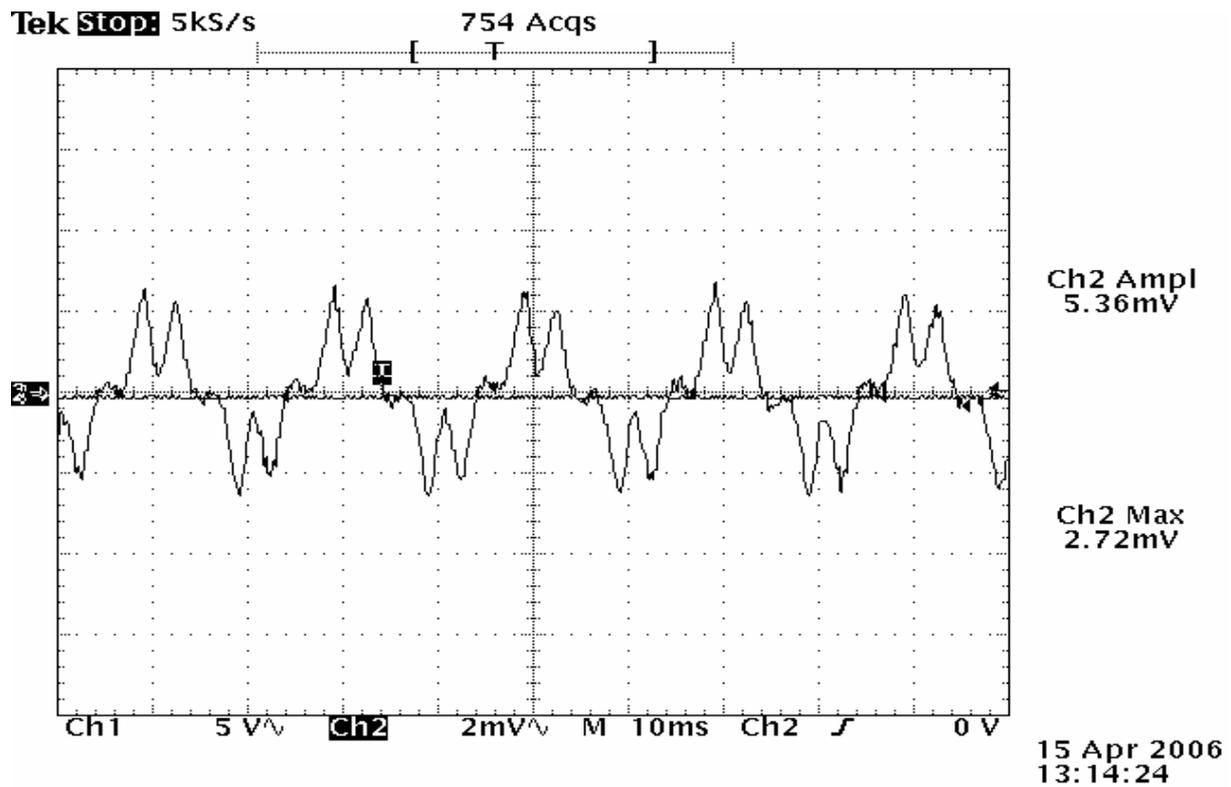


Figure VI.6 : Amplitude du courant pour une distance inter-électrodes de 3 cm et une tension appliquée de 25 kV

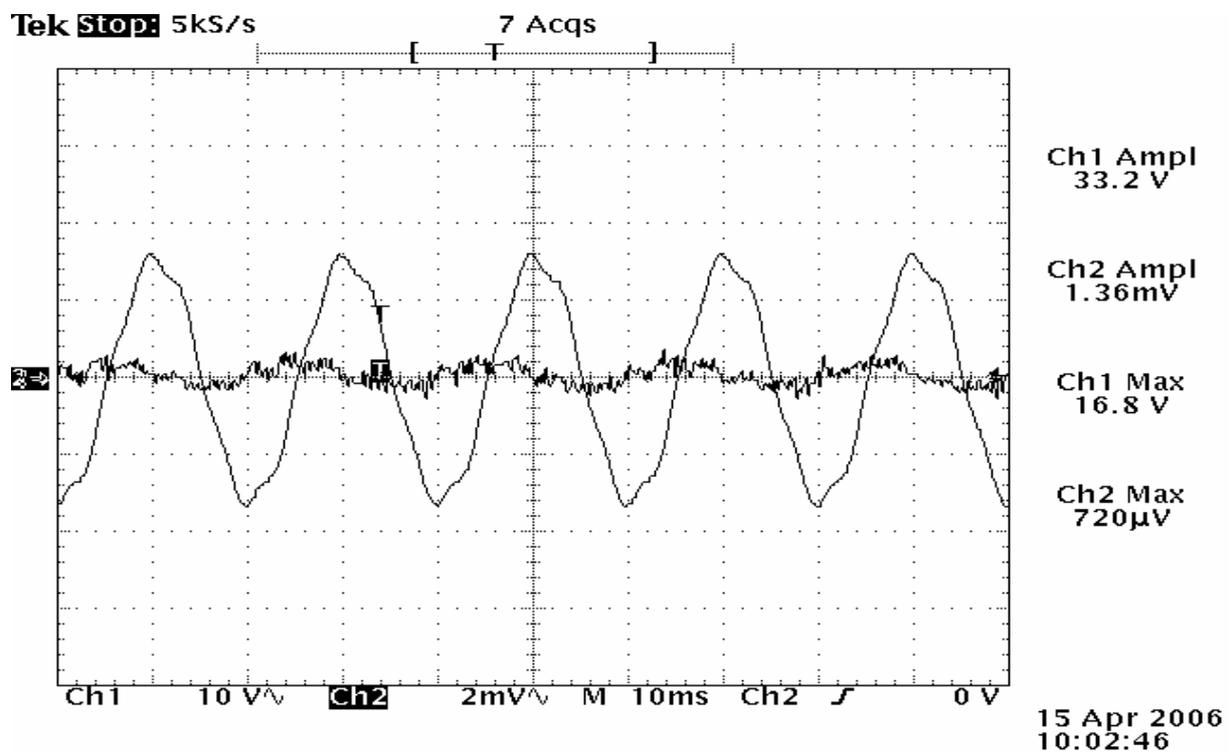


Figure VI.7 : Déphasage courant-tension, pour une tension appliquée de 5 kV

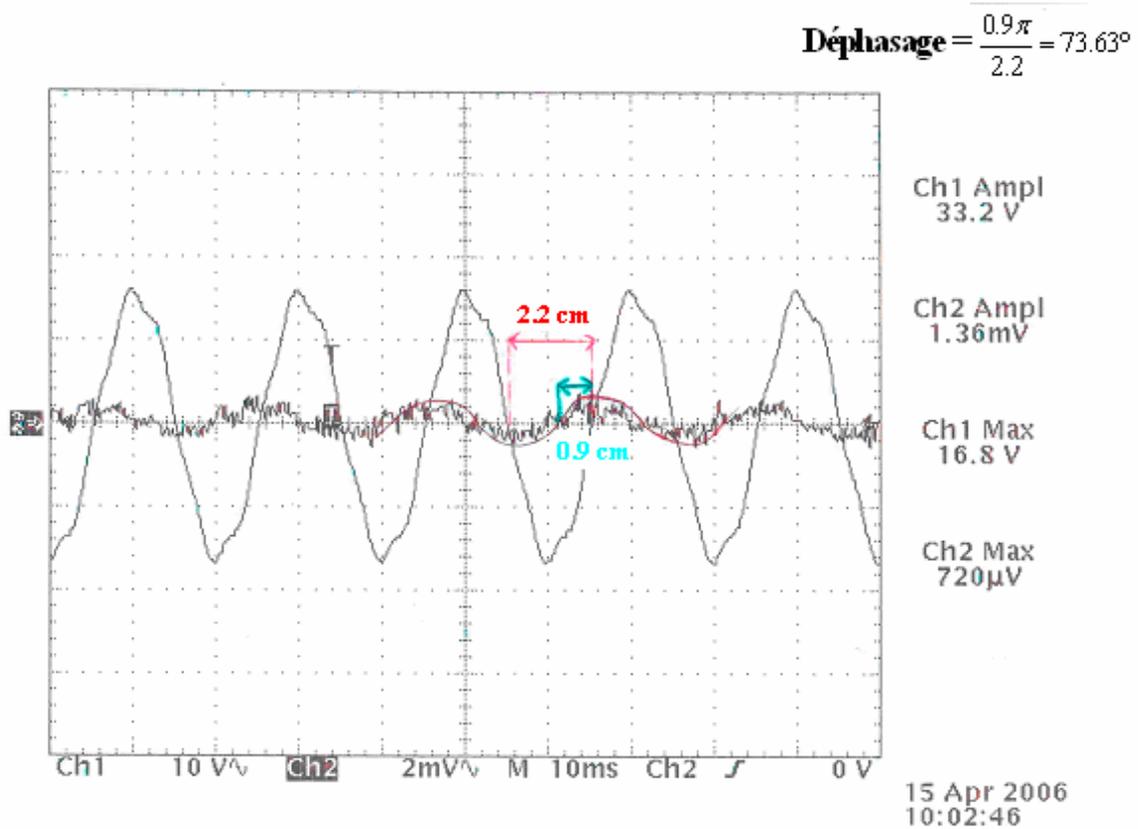


Figure VI.8 : Déphasage courant-tension, pour une tension appliquée de 15 kV

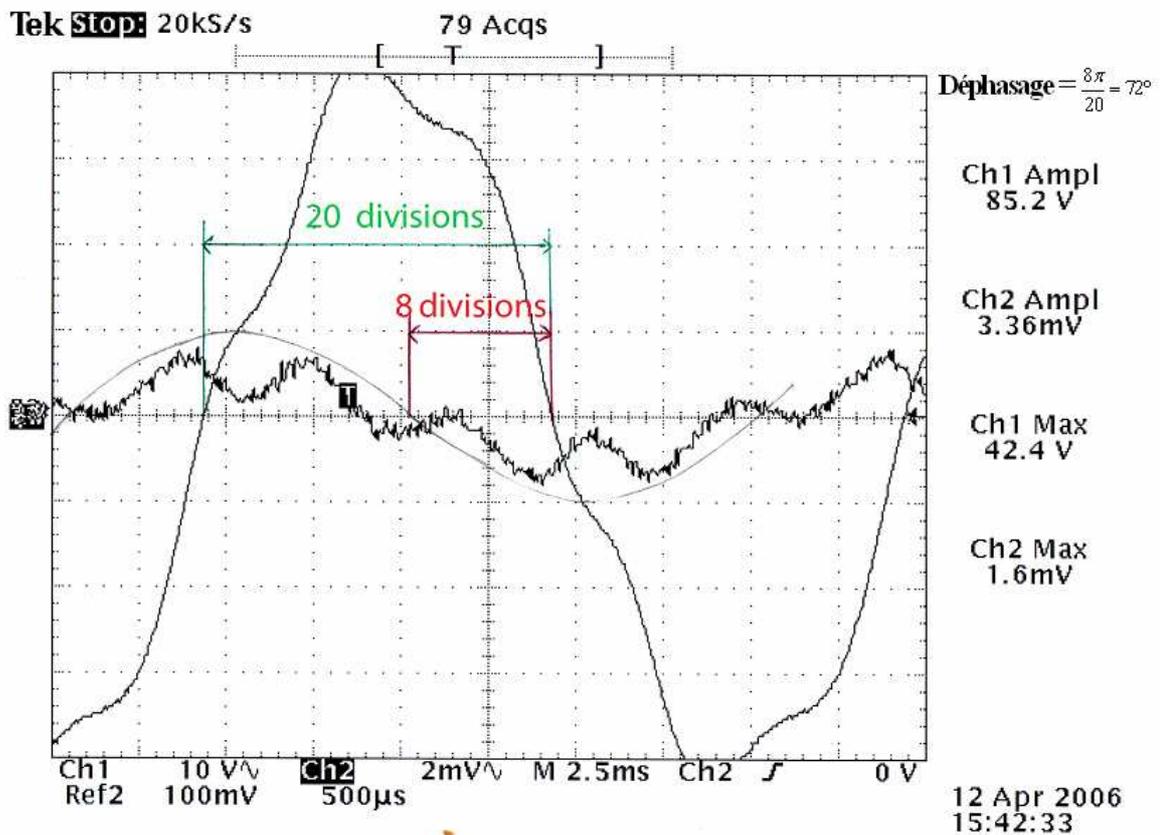


Figure VI.9 : Déphasage courant-tension, pour une tension appliquée de 20 kV

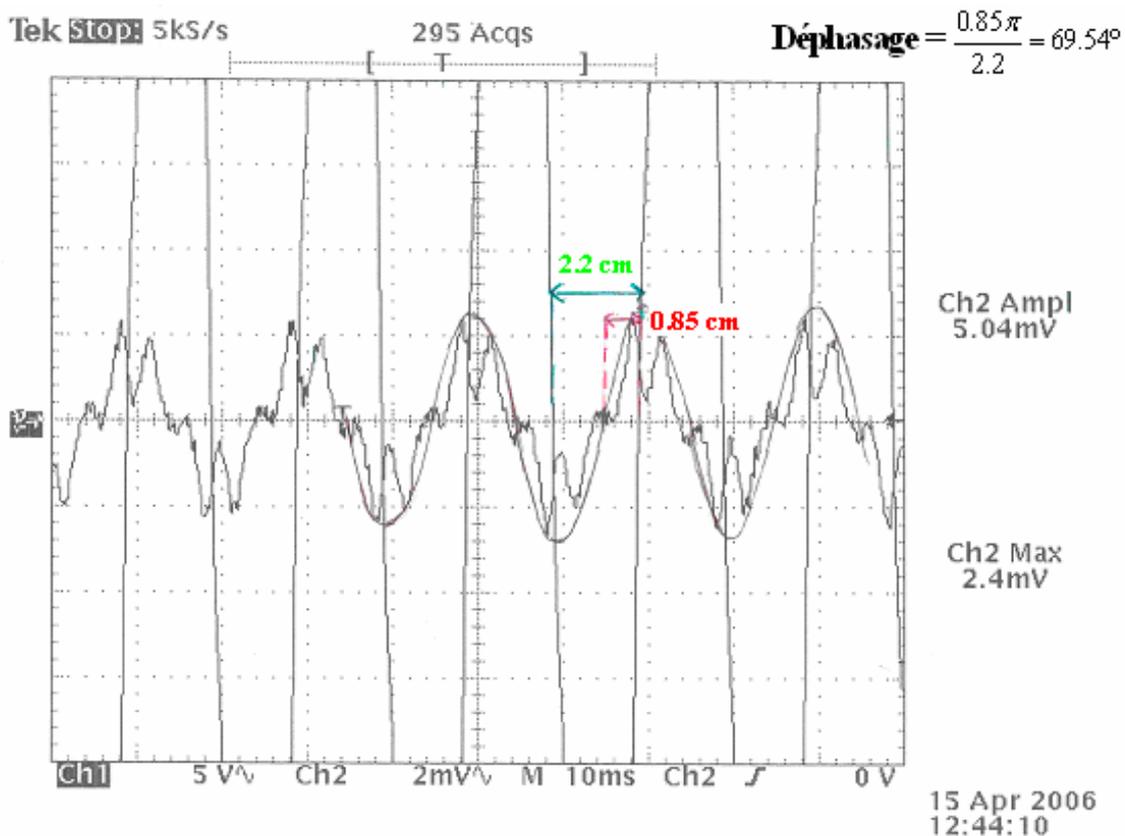


Figure VI.10 : Déphasage courant-tension, pour une tension appliquée de 30 kV

#### VI.4.2. Effet de la tension appliquée

Dans tous les essais effectués, pour une distance inter-électrodes donnée, nous constatons que le courant augmente lorsque la tension croît (figures VI.11 à VI.20).

L'application d'une tension engendre un courant dont l'expression est la suivante [18,22] :

$$i = \frac{d}{dt}(Cu) = u \frac{dC}{dt} + C \frac{du}{dt} \quad (\text{VI.1})$$

Pour les faibles tensions, la caractéristique  $I(U)$  est linéaire, ce qui veut dire que le courant est proportionnel à la tension ( $I = C\omega U$ ).

A partir d'un certain seuil, une diminution de la pente de la caractéristique courant-tension est constatée. Ceci est dû au changement de la capacité. C'est là, où le premier terme de l'équation VI.1 intervient.

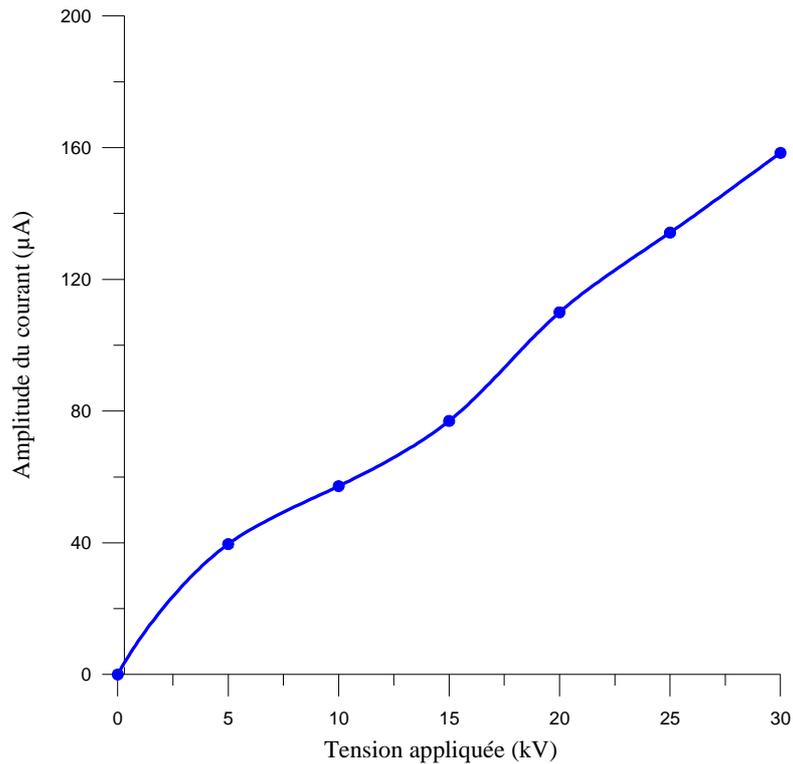
En effet, les pics ont lieu sur un intervalle de temps assez faible pour que la tension puisse être considérée constante. Par conséquent, le pic de courant résulte de la variation de la capacité du système [18].

$$i = u \frac{dC}{dt} = i_p \quad (\text{VI.2})$$

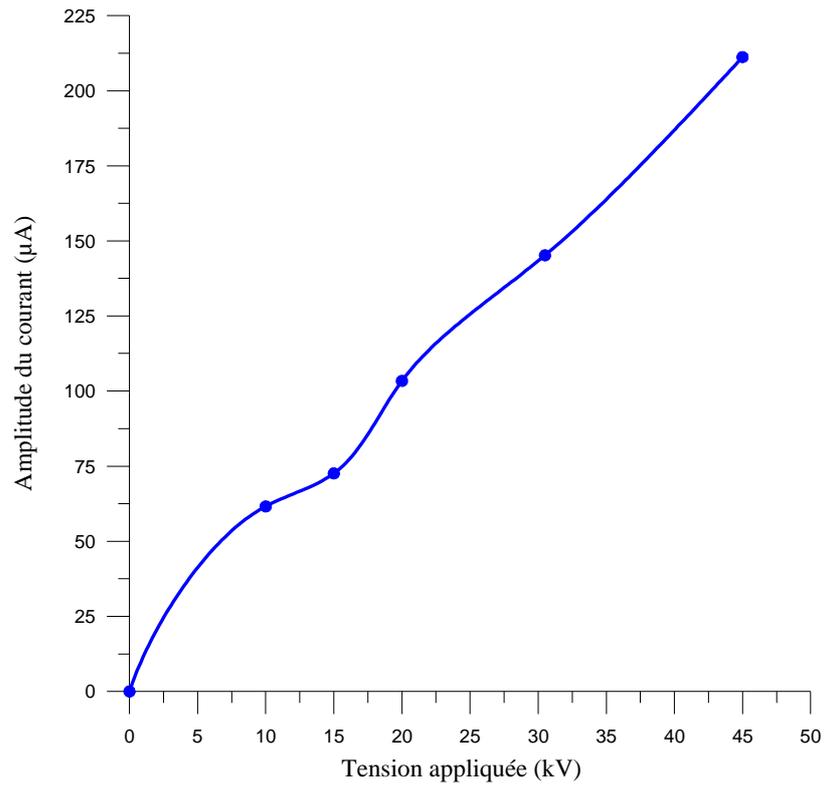
Au-delà de 10 kV, l'effet résistif apparaît et la courbe retrouve sa linéarité.

D'après ce qui précède, nous pensons qu'une division des courbes obtenues en trois zones est possible :

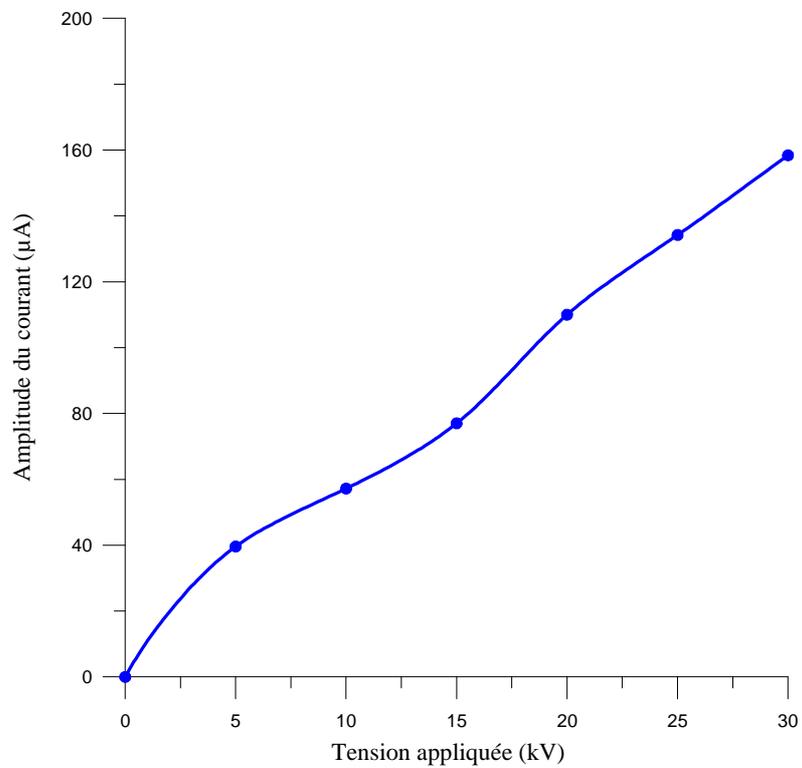
- Dans une première zone, le courant est linéaire, sur l'intervalle [0, 5 kV [;
- Durant la deuxième zone le courant perd sa linéarité, sur l'intervalle] 5, 10 kV [;
- La troisième zone, (au delà de 10 kV) est caractérisée par la proportionnalité entre le courant et la tension.



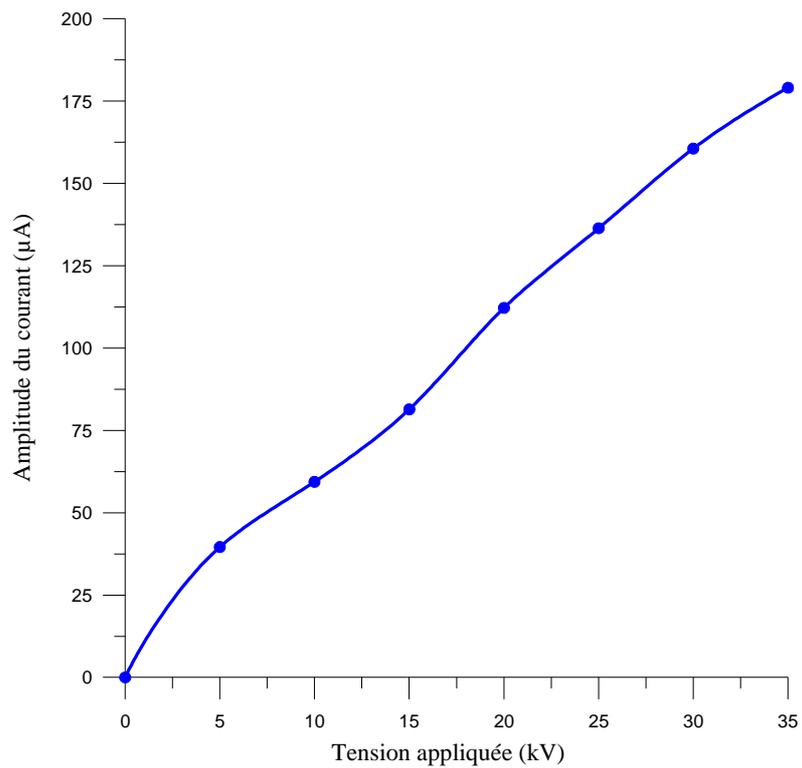
**Figure VI.11 :** Variation du courant en fonction de la tension appliquée pour une distance inter-électrodes de 2 cm



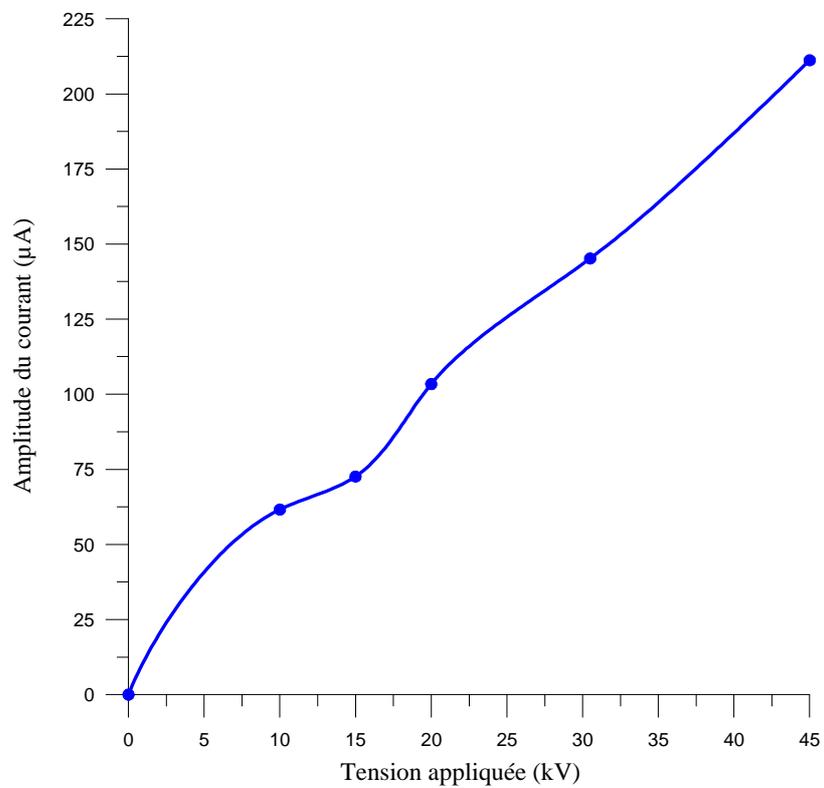
**Figure VI.12 :** Variation du courant en fonction de la tension appliquée pour une distance inter-électrode de 3 cm



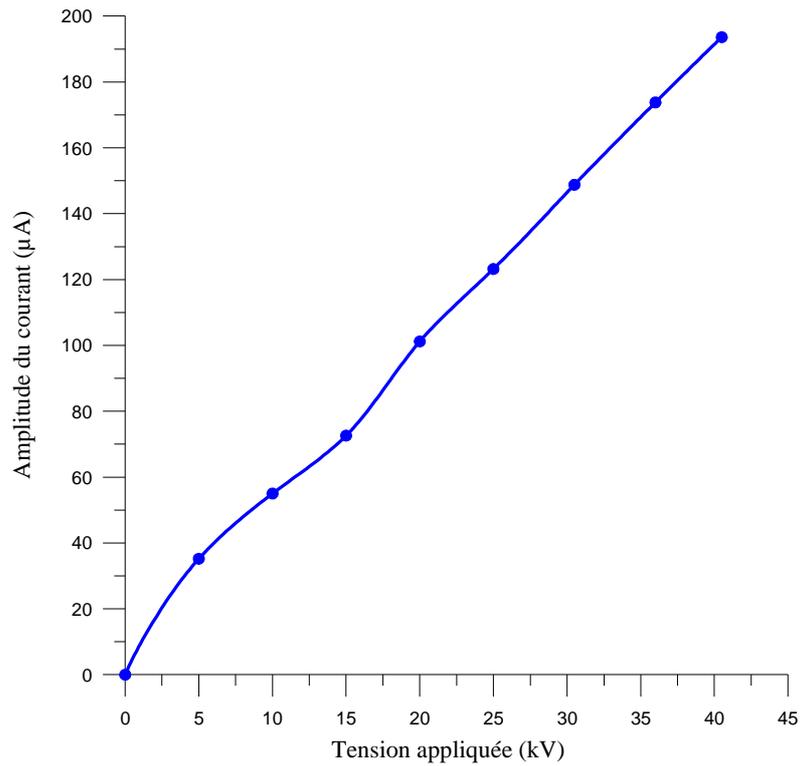
**Figure VI.13 :** Variation du courant en fonction de la tension appliquée pour une distance inter-électrodes de 4 cm



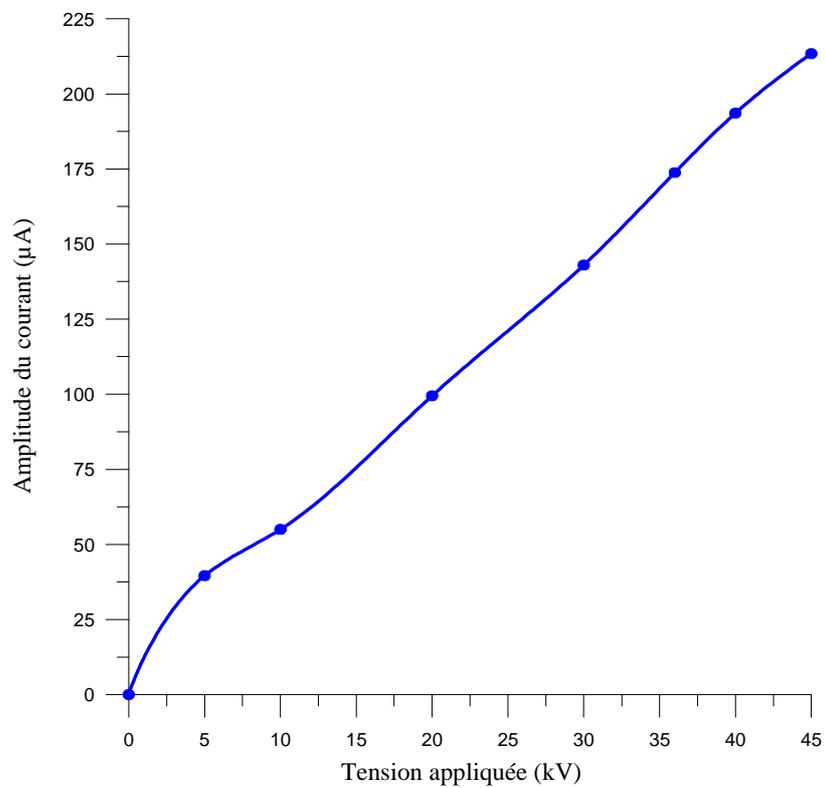
**Figure VI.14 :** Variation du courant en fonction de la tension appliquée pour une distance inter-électrodes de 5 cm



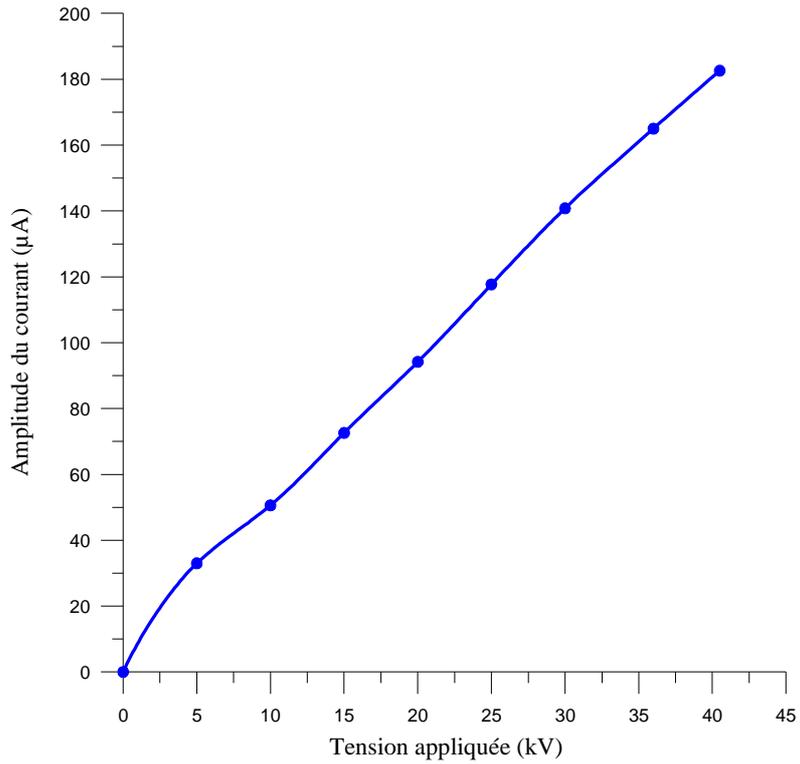
**Figure VI.15 :** Variation du courant en fonction de la tension appliquée pour une distance inter-électrodes de 6 cm



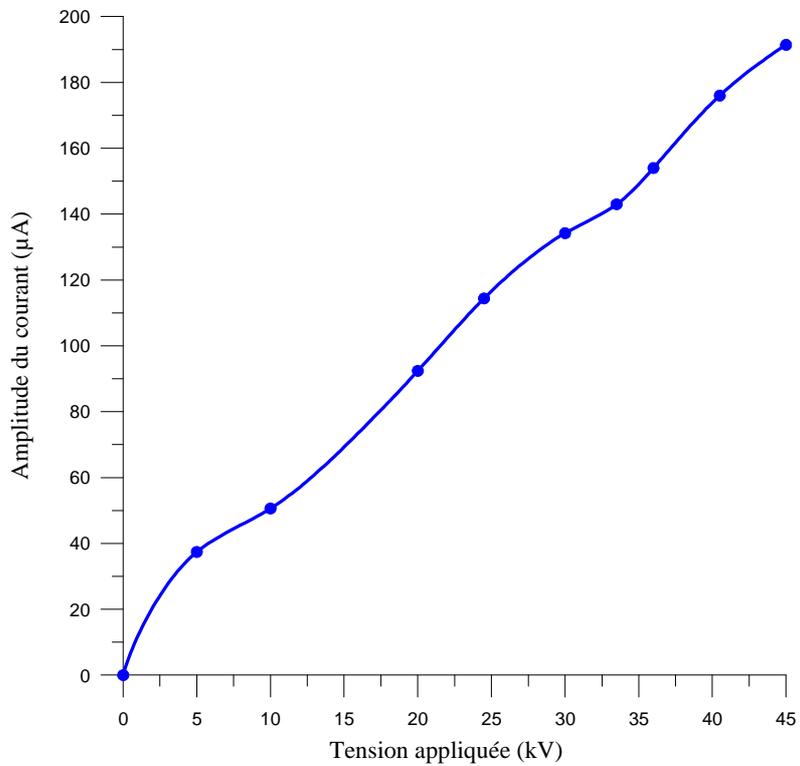
**Figure VI.16 :** Variation du courant en fonction de la tension appliquée pour une distance inter-électrodes de 7 cm



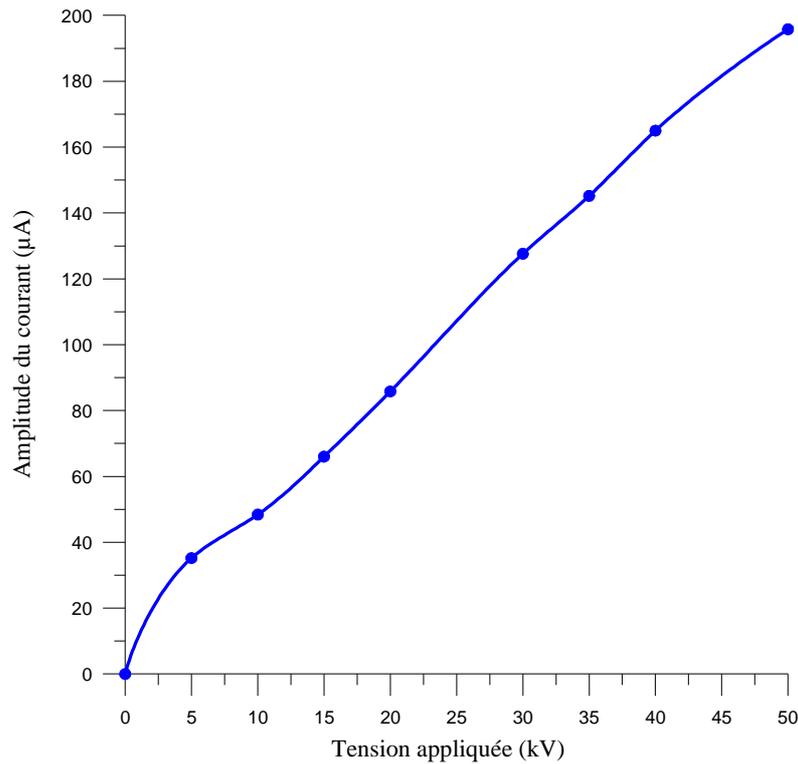
**Figure VI.17 :** Variation du courant en fonction de la tension appliquée pour une distance inter-électrodes de 8 cm



**Figure VI.18 :** Variation du courant en fonction de la tension appliquée pour une distance inter-électrodes de 9 cm



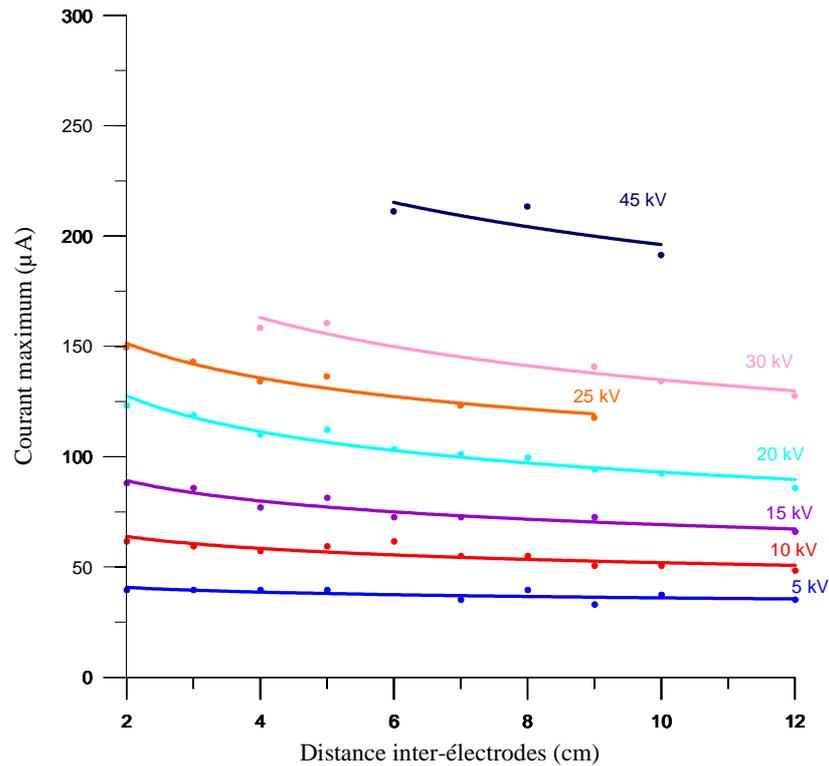
**Figure VI.19 :** Variation du courant en fonction de la tension appliquée pour une distance inter-électrode de 10 cm



**Figure VI.20 :** Variation du courant en fonction de la tension appliquée pour une distance inter-électrodes de 12 cm

#### VI.4.3. Effet de la distance inter-électrodes

Le courant diminue lorsque la distance inter-électrodes augmente (figure VI.21). En effet, cette diminution révèle l'influence du champ électrique sur le courant [18,39]. Le même effet est également retrouvé dans les hydrocarbures simples sous tension continue [39], et dans l'huile de transformateur sous tension alternative [18]. Par ailleurs, cette diminution est plus visible, pour les tensions élevées. Notons aussi, que le courant reste pratiquement constant pour une tension appliquée de 5 kV, et ce, quelle que soit la distance inter-électrodes.



**Figure VI.21 :** Variation du courant en fonction de la distance inter-électrodes, pour différentes tensions appliquées.

## VI.5. TENSION DE GÉNÉRATION

Nous appelons tension de génération, la tension correspondante à l'apparition d'une perturbation de l'état physique du liquide au voisinage de l'électrode pointe, mise à la borne haute tension. Lorsque la perturbation est générée, la capacité électrique du milieu est altérée, ce qui provoque une variation de la proportionnalité entre le courant et la tension.

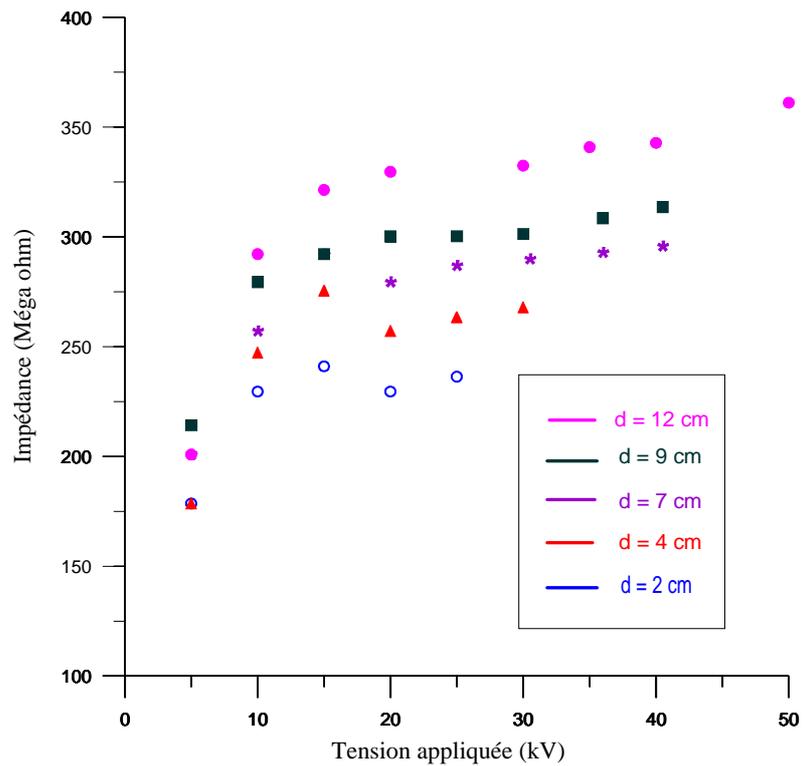
Partant de cette remarque, la tension de génération est déterminée à partir de la caractéristique courant-tension lorsque le rapport ( $I/U$ ) décroît. En combinant les résultats relatifs à la variation du courant en fonction de la tension appliquée et de la distance inter-électrodes, cette tension serait située au voisinage de 5 kV. D'autant plus, qu'il a été constaté dans des travaux antérieurs [18,21,40], que la tension de génération ne varie, pratiquement pas, en fonction de la distance inter-électrodes.

## VI.6. IMPÉDANCE ÉQUIVALENTE

Nous désignons par impédance équivalente, le rapport entre la tension appliquée et le courant. Celle-ci représente l'impédance vue des électrodes.

### VI.6.1. Effet de la tension appliquée

Sur la figure VI.22, nous remarquons que l'impédance augmente avec la tension appliquée pour des valeurs comprises entre 5 et 10 kV. Au delà de cette dernière valeur, l'impédance devient pratiquement insensible à la variation de la tension.



**Figure VI.22 :** Variation de l'impédance en fonction de la tension appliquée, pour différentes distances inter-électrodes

### VI.6.2. Effet de la distance inter-électrodes

Pour une tension de 5 kV, l'impédance reste pratiquement invariante en fonction de la distance inter-électrodes. A partir de 10 kV, celle-ci augmente légèrement avec l'écartement entre les électrodes (figure VI.23).

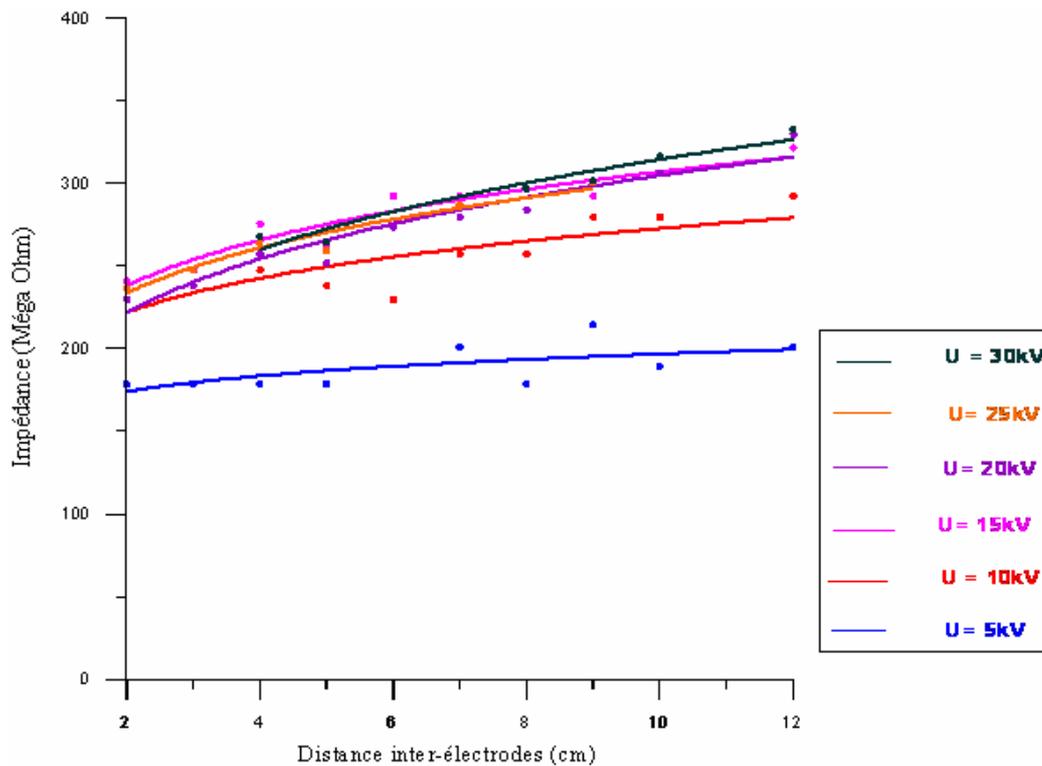


Figure VI.23 : Variation de l'impédance en fonction de la distance inter-électrodes pour différentes tensions appliquées donnée

### VI.6.3. Discussions

D'après les résultats précédents, nous pouvons dire qu'au voisinage de 5 kV, une perturbation apparaît dans le liquide, entraînant la diminution de la capacité du système, et donc, l'augmentation de son impédance. Pour une tension de 15 kV, l'effet résistif apparaît (déphasage  $\approx 70^\circ$ ) ; la courbe I (U) est linéaire (figures VI.11 à VI.20) et l'impédance reste pratiquement constante.

La combinaison de tous les résultats obtenus pour le courant et l'impédance, nous permet de proposer un modèle de l'huile utilisée pour nos essais. Nous pensons ainsi, que cette dernière peut être représentée par une capacité en parallèle avec une résistance. Cette dernière n'intervient qu'au-delà d'un certain seuil de tension (figure VI.24).

Ces deux paramètres électriques varient, du fait que, l'impédance reste constante en fonction de la tension appliquée sur l'intervalle [15, 30 kV].

Sous tension alternative sinusoïdale de fréquence f et de pulsation  $\omega = 2\pi f$ , les pertes de conduction sont caractérisées par la tangente de l'angle de pertes, ou facteur de dissipation (le déphasage entre courant et tension étant  $(\frac{\pi}{2} - \delta)$  tel que :

$$\tan \delta = 1/RC \omega \tag{VI.3}$$

Dans notre cas, et pour un déphasage de  $70^\circ$ , l'angle de pertes  $\delta$  est égal à  $20^\circ$  et donc le produit RC prend la valeur  $8.75 \times 10^{-3}$  s (Notons que RC représente la constante de temps de relaxation électrique).

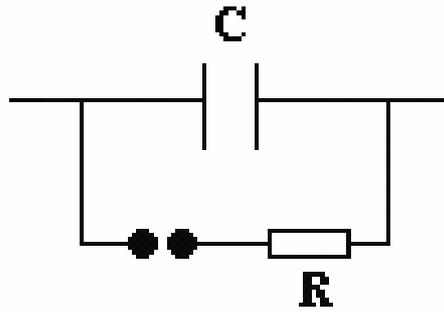


Figure VI.24 : Modèle proposé pour l'huile utilisée dans les essais

## VI.7. ANALYSES PHYSICO-CHIMIQUES DE L'HUILE

### VI.7.1. Permittivité relative

Le nombre de claquages n'a pratiquement pas d'effet sur la permittivité relative ( $\epsilon_r$ ) (figure VI.25). En effet, cette dernière est une caractéristique de constitution du liquide, donc peu affectée par le vieillissement. Nos résultats, sont en accord avec ceux obtenus dans des travaux antérieurs, en vieillissement thermique [8,11,18]. Il faut signaler que les huiles minérales sont caractérisées par une faible permittivité à 90°C ( $\epsilon_r < 2.5$  [21]).

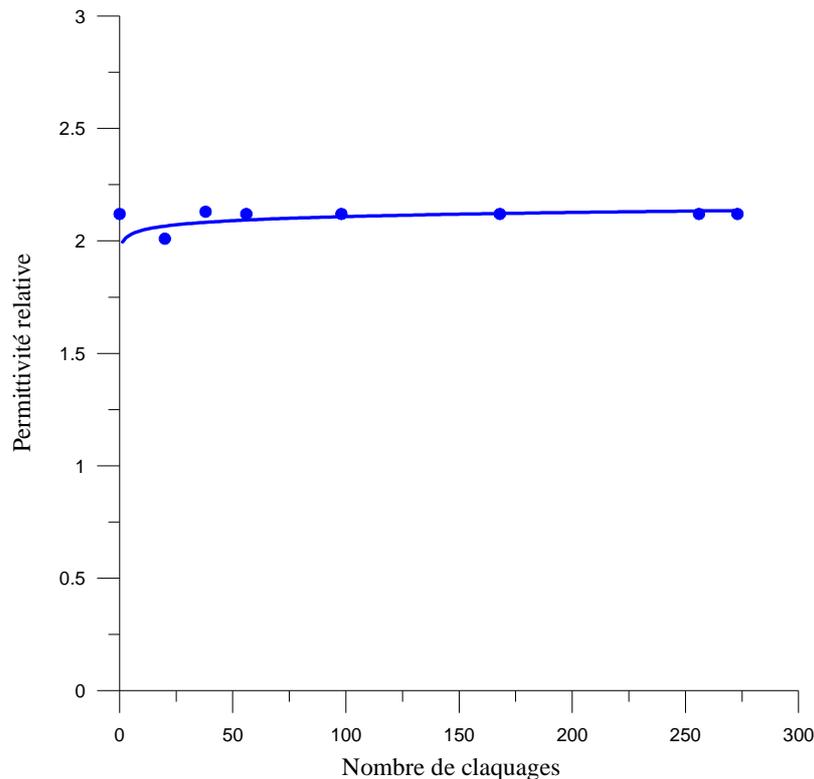
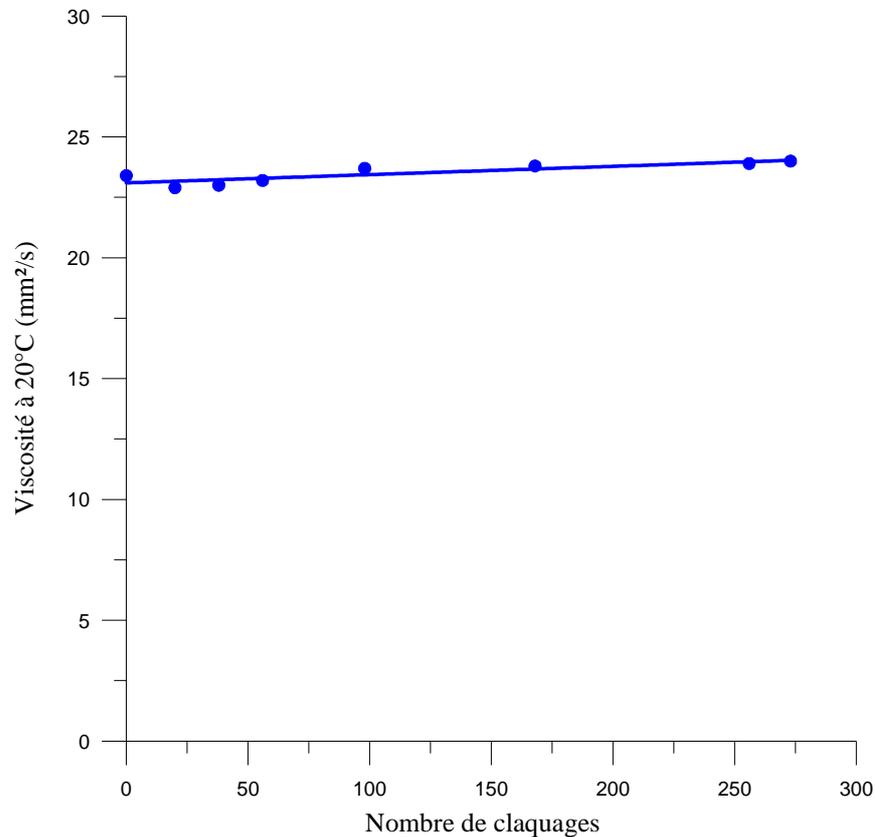


Figure VI.25 : Variation de la permittivité relative en fonction du nombre de claquages

### VI.7.2. Viscosité cinématique

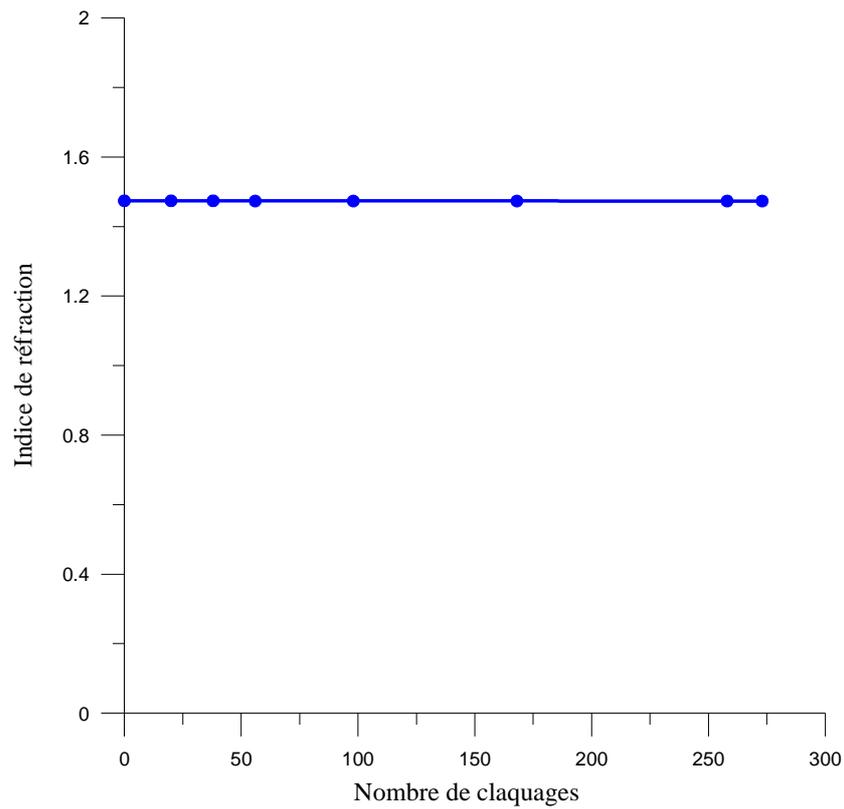
La viscosité cinématique est pratiquement constante durant le vieillissement électrique (figure VI.26). La pollution de l'huile et les produits oxydés, ont pour effet d'augmenter, le temps d'écoulement de l'huile et par conséquent la viscosité cinématique. Les huiles naphténiqes, présentent une viscosité élevée à basse température [9].



**Figure VI.26 :** Variation de la viscosité cinématique à 20°C en fonction du nombre de claquages.

### VI.7.3. Indice de réfraction

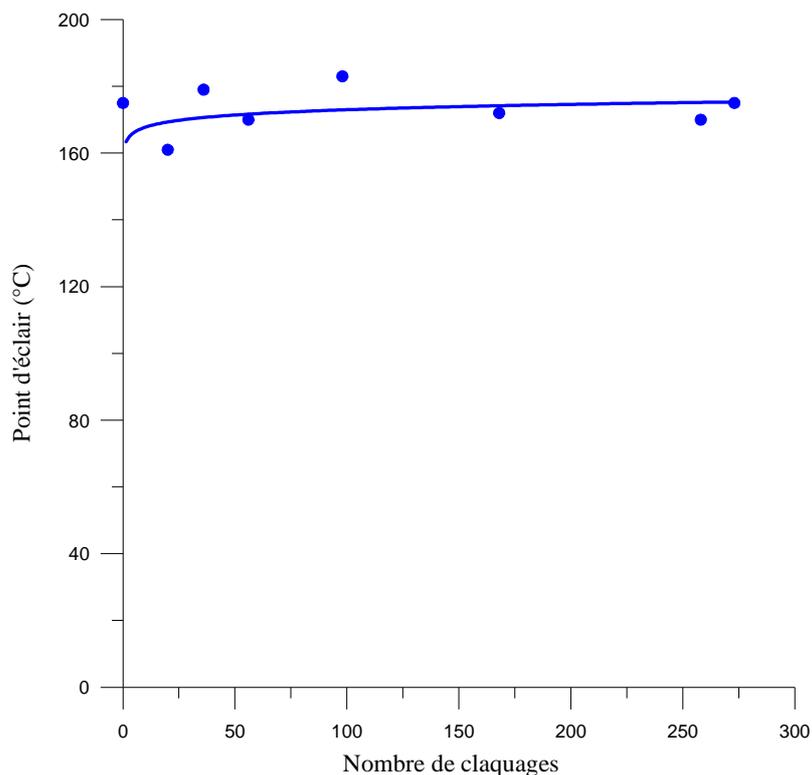
L'augmentation du nombre de claquages n'a aucune influence sur l'indice de réfraction (Figure VI.27). En effet, ce dernier, a pour principal rôle d'identifier la tendance de l'huile (naphténiqes dans notre cas). Cependant, il ne faut pas perdre de vue qu'il permet aussi de contrôler sa pureté.



**Figure VI.27 :** Variation de l'indice de réfraction en fonction du nombre de claquages

#### VI.7.4. Point d'éclair

Le point d'éclair reste pratiquement constant en augmentant le nombre de claquages (figure VI.28). Cela signifie qu'il n'y a pas eu formation d'hydrocarbures gazeux dissous dans l'huile. Les valeurs du point d'éclair sont conformes à la norme ISO 02719 [28].



**Figure VI.28 :** Variation du point d'éclair en fonction du nombre de claquages

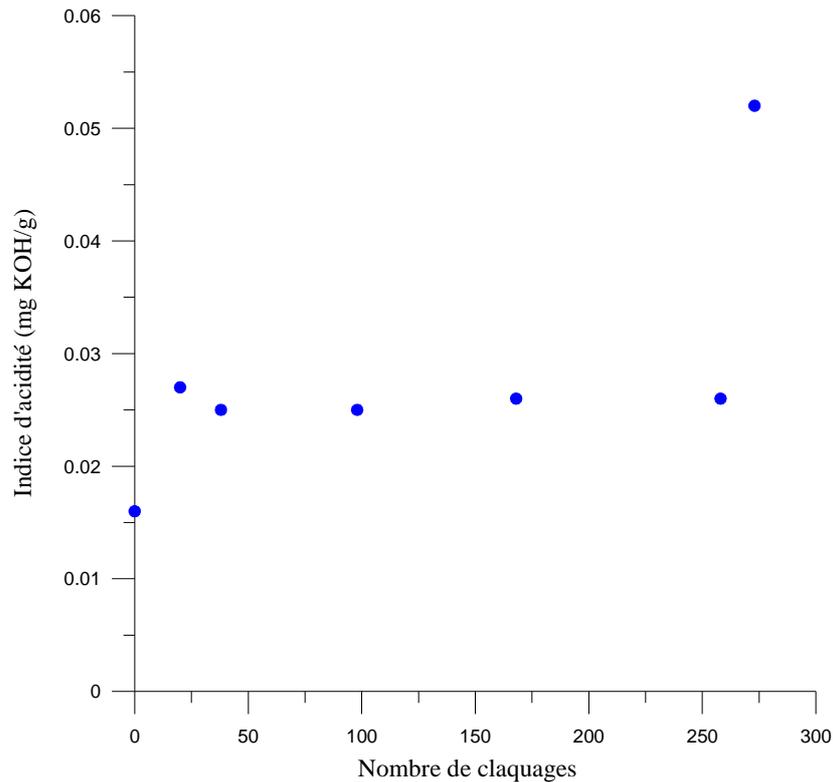
#### VI.7.5. Indice d'acidité

En fonction du nombre de claquages, l'indice d'acidité (figure VI.29) augmente entre 0 et 20 claquages, reste pratiquement constant entre 20 et 258 claquages puis augmente rapidement pour 273 claquages.

Par ailleurs, à l'exception du dernier échantillon (273 claquages), l'indice d'acidité est inférieur à la limite fixée par la norme CEI 296 [34].

L'augmentation de l'indice d'acidité est due aux phénomènes d'oxydations qui donnent naissance à des produits acides.

Étant donné que les phénomènes d'oxydations sont accélérés en températures élevées, une augmentation importante de l'indice d'acidité a été constatée dans des travaux antérieurs en vieillissement thermique [8,11].



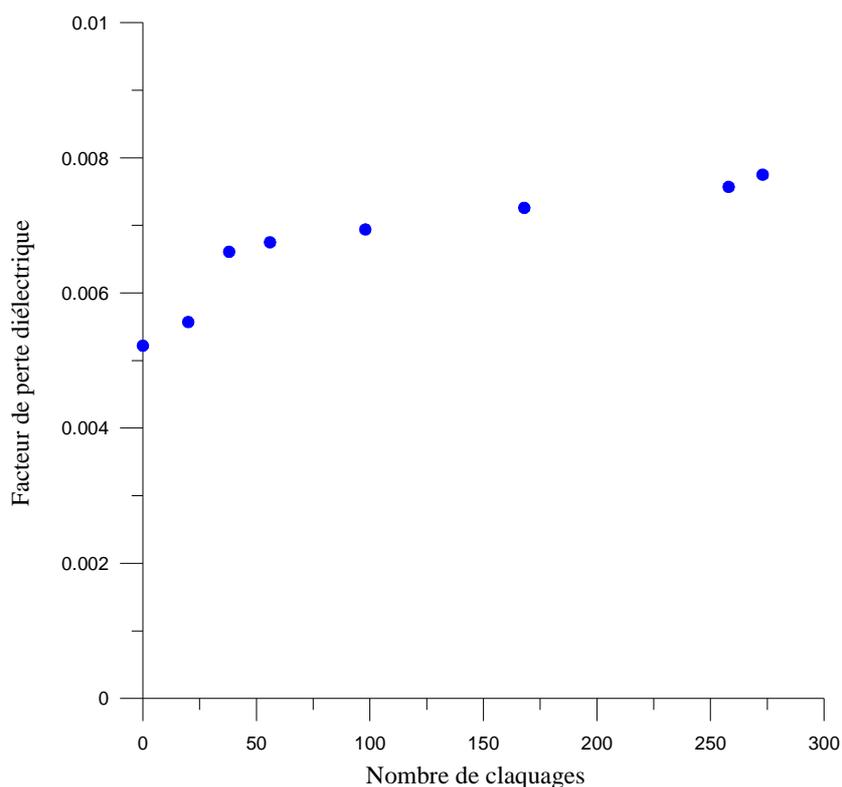
**Figure VI.29** : Variation de l'indice d'acidité en fonction du nombre de claquages

#### VI.7.6. Facteur de pertes diélectriques

Le facteur de pertes diélectriques augmente en fonction de nombre de claquages (figure VI.30). Sa valeur est peu élevée par rapport à la norme CEI 247 [36]. Cette augmentation est due à une pollution ionique par des impuretés suite à la formation de produits d'oxydation au cours du vieillissement.

En vieillissement thermique, il a été constaté, dans des travaux antérieurs [11,18] que le facteur de pertes diélectrique augmente, en exponentiel, en fonction de la température. Cette évolution est due en même temps à la réduction de la viscosité causant une augmentation de la mobilité des porteurs de charges et à l'augmentation du nombre des porteurs par une plus grande dissociation thermique.

Il faut noter que la présence d'eau, n'affecte pas  $\tan \delta$  d'un liquide si sa concentration est inférieure au seuil de saturation. Par contre, en présence d'une phase aqueuse non soluble, la conductivité d'un liquide augmente fortement par suite du mouvement des gouttes d'eau sous l'effet du champ électrique.



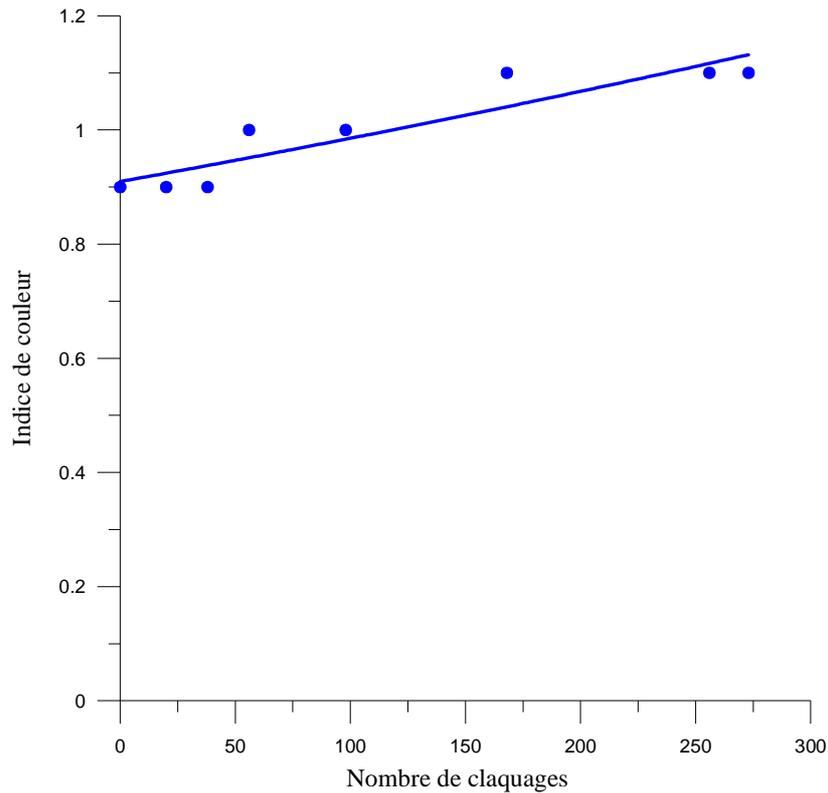
**Figure VI.30 :** Variation du facteur de pertes diélectriques à 90°C en fonction du nombre de claquages

#### VI.7.7. Indice de couleur

L'indice de couleur de l'huile neuve est de 0.9. Cette huile contient une fraction minimale de la fonction aromatique.

En effet, pour l'huile neuve, la couleur caractérise la constitution chimique en hydrocarbures. Cependant, pour l'huile usagée, elle nous permet d'identifier la nature des produits qui sont formés en cours de service.

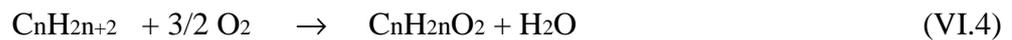
L'augmentation de l'indice de couleur en fonction du nombre de claquages (figure VI.31) est due à l'oxydation de l'huile qui a pour effet, la formation de produits acides. Les valeurs de l'indice de couleur obtenues dans les analyses restent conformes à la norme ASTM D1500.



**Figure VI.31 :** Variation de l'indice de couleur en fonction du nombre de claquages

### VI.7.8. Teneur en eau

La quantité d'eau dissoute dans l'huile est très importante. Elle est supérieure à la limite fixée par la norme CEI 814 [33]. Cette teneur élevée, peut être la conséquence du contact de l'huile avec l'atmosphère, ou le produit d'une oxydation de l'huile selon la réaction suivante :



Cependant, quelque soient les précautions prises, de l'eau réussit toujours à s'infiltrer. Sa teneur est très affectée par les conditions de stockage.

Un diélectrique très chargé en humidité peut assurer un fonctionnement électrique tant que sa température assure une solubilité suffisante. En effet, ce qui constitue un danger réel pour l'huile c'est la présence d'eau sous sa forme liquide.

## VI.8. CONCLUSION

Dans la première partie de ce dernier chapitre, trois principaux paramètres, à savoir la tension de claquage, le courant et l'impédance, nous ont permis d'étudier le comportement d'une huile minérale isolante, lorsqu'elle est soumise à un champ alternatif divergent (50 Hz).

L'étude de l'influence de la distance inter-électrodes sur la tension de claquage, a révélé que les deux paramètres, évoluaient dans le même sens, contrairement à la rigidité qui décroît quand la distance inter-électrodes augmente.

Nous pouvons remarquer, par ailleurs, que la forme du signal courant, est une sinusoïde présentant des déformations sous formes de pics dont l'amplitude augmente avec l'accroissement de la tension appliquée. Ce courant est en avance de  $90^\circ$  par rapport à la tension et ce, jusqu'à un certain niveau de tension, entre 10 et 15 kV où, l'effet résistif apparaît.

La mesure du courant, nous a permis, d'une part, de supposer que ce dernier évolue dans trois zones en fonction de la tension appliquée, et d'une autre part de constater qu'il décroît lorsque la distance inter-électrodes augmente.

La combinaison de tous les effets obtenus précédemment, nous a permis de supposer que l'huile peut être modélisée par une capacité en parallèle avec une résistance dont l'effet n'apparaît qu'à partir d'un certain seuil de tension (entre 10 et 15 kV).

Dans la deuxième partie de ce dernier chapitre, les analyses physico-chimiques de l'huile, nous ont permis d'apprécier l'effet, en chaîne, du nombre de claquages sur les caractéristiques de l'huile de transformateur. Nous avons pu alors, tirer les conclusions suivantes :

- La permittivité est une caractéristique de constitution, donc peu affectée par le vieillissement, à l'opposé du facteur de pertes diélectrique.
- La viscosité, le point d'éclair et l'indice de réfraction, évoluent très peu durant le vieillissement électrique.
- Le phénomène d'oxydation, donne naissance à des produits acides, augmentant ainsi, la valeur de l'indice d'acidité.
- La couleur de l'huile, change avec le vieillissement électrique.
- Quelles que soit les précautions prises, de l'eau réussit toujours à s'infiltrer dans l'huile. Sa teneur est très affectée par les conditions de stockage. Cependant, l'eau ne constitue de danger pour l'huile, que sous sa forme liquide.
- Le facteur de pertes diélectriques est très sensible à la présence, dans l'huile de substances polaires solubles. Sa variation peut être détectée même pour de faibles contaminations.
- La combinaison de tous les résultats obtenus se traduit, par une faible détérioration de la qualité de l'huile.

## **Conclusion Générale**

La recherche bibliographique, entreprise dans le cadre de ce travail, nous a permis de prendre connaissance de la complexité des phénomènes intervenant dans le claquage des diélectriques liquides. En effet, une bonne compréhension de ces derniers, fait appel à des connaissances de disciplines diverses telles que : la chimie, l'électrochimie, la mécanique des fluides, ....

Un fait important qui ressort de cette synthèse, est le nombre restreint d'études effectuées sur les huiles de transformateurs, en particulier, lorsque celles-ci sont soumises à une contrainte électrique alternative, et encore moins, lorsqu'il s'agit de volume d'huile, aussi important que celui utilisé dans notre étude.

Les travaux expérimentaux que nous avons entrepris, avaient pour principal objectif, d'étudier le comportement d'une huile de transformateur utilisée par la SONELGAZ, lorsqu'une tension alternative lui est appliquée.

Dans la première partie de notre travail, nous nous sommes intéressées à l'influence de certains paramètres sur la tension de claquage, le courant et l'impédance. Les résultats ont révélés, que la tension de claquage et l'écartement entre électrodes, évoluaient dans le même sens, contrairement à la rigidité qui décroît, quand la distance inter-électrodes augmente. Il faut signaler aussi, qu'à partir de 30 s déjà, le temps entre deux essais successifs n'a pratiquement pas d'influence sur la tension de claquage.

D'une autre part, les oscillogrammes de courant révèlent que ce dernier possède un caractère purement capacitif (déphasage =  $90^\circ$ ) jusqu'à un certain niveau de tension où l'effet résistif apparaît (chute du déphasage de  $90^\circ$  à  $70^\circ$ ). Ce courant présente des déformations qui évoluent avec la tension appliquée. Par ailleurs, l'augmentation du courant, en fonction de l'écartement entre électrodes, révèle l'influence du champ électrique sur le courant.

Les résultats obtenus pour le courant et l'impédance nous ont permis de proposer un modèle de l'huile utilisée dans nos essais. Ainsi, nous avons pensé la schématiser par une capacité en parallèle avec une résistance dont l'effet n'apparaît qu'à partir d'un certain niveau de tension.

Dans la seconde partie de notre travail, les analyses physico-chimiques de l'huile, nous ont permis d'étudier l'influence, en chaîne, du nombre de claquages, sur les caractéristiques de l'huile utilisée dans nos essais. Trois importants points ont attiré notre attention.

Le premier point, est le fait que le facteur de pertes diélectriques, les indices d'acidité et de couleur, évoluent vite avec le nombre de claquages de l'huile, contrairement à la viscosité, la permittivité relative, le point d'éclair et l'indice de réfraction. Des résultats semblables aux nôtres, ont été obtenus, en vieillissement thermique [7,11,17].

Le deuxième point, est que quelles que soient les précautions prises, l'eau réussit toujours à s'infiltrer dans l'huile, et que sa teneur est très affectée par les conditions de stockage.

Le dernier point, est que la combinaison de tous les résultats obtenus se traduit, par une faible détérioration de l'huile. Cette dernière nécessitera un traitement physique (séchage et filtrage).

# **Perspectives de Recherches**

Les travaux entrepris nous ont permis d'améliorer nos connaissances concernant les diélectriques liquides. Ainsi, nous avons contribué à la compréhension du comportement d'une huile minérale, lorsque cette dernière est soumise à une tension alternative de fréquence industrielle. Cependant, ce travail demande à être amélioré et approfondi davantage. Pour cela, nous proposons nos perspectives de recherches, espérant qu'elles soient prises en considération dans des travaux futurs.

Nous souhaitons qu'une plus grande attention soit accordée au déphasage entre la tension et le courant, en suivant pas à pas, son évolution, en fonction de la tension appliquée.

Nous souhaitons également qu'une vanne de prélèvement, soit placée au fond de la cellule d'essais, afin que les échantillons soient prélevés correctement et au niveau des régions fortement contaminées.

Nous proposons que la teneur en gaz dissous et en particules soit déterminée, afin d'obtenir une meilleure interprétation des résultats.

Nous proposons, en outre, qu'une étude similaire à la notre soit effectuée, pour différents rayons de courbure de la pointe et en présence de barrière isolante.

En dernier lieu, nous jugeons intéressant d'effectuer un nombre plus important de claquages afin de suivre les différentes étapes de dégradation de l'huile.

# **Annexes**

## Annexe 1

Spécification CEI Application	CEI 60296		
	Classe I	Classe II	Classe III
Masse volumique à 20°C (Kg/dm <sup>3</sup> )	≤ 0.895		
Viscosité cinématique η à 40°C (mm <sup>2</sup> /s)	≤ 16.5	≤ 11.0	≤ 3.5
Viscosité cinématique η à -15°C (mm <sup>2</sup> /s)	< 800	< 1800	< 150
Viscosité cinématique η à -30°C (mm <sup>2</sup> /s)			
Viscosité cinématique η à -40°C (mm <sup>2</sup> /s)			
Point d'éclair en coupe fermée (°C)	≥ 140	≥ 130	≥ 95
Point d'écoulement (°C)	≤ -30	≤ -45	≤ -60
Stabilité à l'oxydation			
Indice d'acide (mg KOH/g)	≤ 0.40		
Dépôt en masse (%)	≤ 0.10		
Tension de claquage à 50 Hz (kV)			
- Huile non traitée	≥ 30		
- Huile traitée	≥ 50		
tan δ à 90°C, 40/60 Hz	≤ 0.005		

**Classes et spécifications CEI des huiles minérales pour transformateurs [9]**

## Annexe 2

Gaz dégagés	Température °C		
	325	480	535
Hydrogène (H <sub>2</sub> ).....%	0,88	3,45	16,21
Méthane (CH <sub>4</sub> )..... %	0,3	1,51	22,29
Monoxyde de carbone (CO)..... %	1		
Dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> )..... %	0,23	0,14	0,74
Ethylène (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )..... %			7,68
Formol (HCHO)..... %		0,15	
Ethane (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )..... %			2,56
Propane (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )..... %			0,96
(N <sub>2</sub> + O <sub>2</sub> ).....%	97,59	94,69	49,56
Temps nécessaire pour former 1 L de gaz	8150 h	26,7 h	0,40 h

**Variation de la vitesse du dégagement gazeux et de la composition du mélange recueilli, en fonction de la température [9]**

## Annexe 3

<b>Défauts</b>	<b>Gaz détectés</b>	<b>Gaz principaux</b>
Arcs électriques	Formation de quantités importantes d'hydrogènes et d'acétylène, avec de petites quantités de méthane et d'éthylène. Il peut y avoir également formation de CO et $CO_2$ s'il y a de la cellulose à l'endroit du défaut.	Acétylène
Décharges partielles	Les décharges de faible énergie produisent de l'hydrogène et du méthane, avec de petites quantités d'éthane et d'éthylène. Des quantités comparables de CO et $CO_2$ peuvent provenir de décharges dans la cellulose.	Hydrogène
Surchauffement de l'huile	Les gaz produits sont l'éthylène et le méthane, avec des petites quantités d'hydrogène et d'éthane. Des traces d'acétylène peuvent être produites si le surchauffement est sévère ou si un contact électrique intervient dans le défaut.	Ethylène
Surchauffement de la cellulose	Formation de grandes quantités de CO et $CO_2$ si le défaut a lieu dans une structure imprégnée. Du méthane et de l'éthylène sont également formés.	Monoxyde de carbone (CO)

### Formation de gaz dans les défauts [9]

## **Annexe 4**

**SKMK**

**Sharikat Khadamet Mouhaouilat Kahrabaia**  
**Direction Régionale Centre**  
Capital Social de 75.000.000 DA  
**Unité de Traitement des Huiles**

**BULLETIN D'ANALYSE DES HUILES DIELECTRIQUES**

<b>Client : UNITE DE BLIDA</b>	<b>Désignation de l'huile : Huile minérale</b>
<b>Marque :</b>	<b>Date de prélèvement :/05</b>
<b>Puissance de matériel :</b>	<b>Date d'arrivée au labo :/2005</b>
<b>Tension de matériel :</b>	<b>Condition de prélèvement : Norme</b>
<b>N° DE TRANSFO :</b>	<b>Matériel : FUT N° 1</b>

**Parametres analytiques de controle**

<b>Propriétés physiques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Aspect		<b>Limpide</b>	Limpide et exempte de matière solides	CEI 00296
Viscosité cinématique 40°C	<b>mm2/s</b>	<b>7,73</b>	< 11	ISO 03104
Densité à 22°C		<b>0,856</b>	< 0,895	ISO 12185

<b>Propriétés chimiques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Indice d'acidité	<b>mgKOH/g</b>	<b>0,028</b>	< 0,03	CEI 296
Indice de couleur		<b>0,9</b>	< 2	ASTM D 1500
Indice de réfraction		<b>1,477</b>		

<b>Propriétés électriques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Tension de claquage * Avant remplissage * Après repos	<b>KV</b>	<b>43,9</b>	> 30 > 70	CEI 156
Facteur de dissipation diélectriques à 90°C		<b>0,00566</b>	0,005	CEI 247

<b>Visa de chimiste</b>			<b>Visa de chef d'unité</b>		
<b>Nom et prénom</b>	<b>Date</b>	<b>Visa</b>	<b>Nom et prénom</b>	<b>Date</b>	<b>Visa</b>
<b>Mme Rahal</b>			<b>Mme OUMERT</b>		

**SKMK**

**Sharikat Khadamet Mouhaouilat Kahrabaia**  
**Direction Régionale Centre**  
Capital Social de 75.000.000 DA  
**Unité de Traitement des Huiles**

**BULLETIN D'ANALYSE DES HUILES DIELECTRIQUES**

<b>Client : UNITE DE BLIDA</b>	<b>Désignation de l'huile : Huile minérale</b>
<b>Marque :</b>	<b>Date de prélèvement :/05</b>
<b>Puissance de matériel :</b>	<b>Date d'arrivée au labo :/2005</b>
<b>Tension de matériel :</b>	<b>Condition de prélèvement : Norme</b>
<b>N° DE TRANSFO :</b>	<b>Matériel : FUT N° 2</b>

**Parametres analytiques de controle**

Propriétés physiques	Unité	Valeur mesurée	Huile neuve	Norme
Aspect		<b>Limpide</b>	Limpide et exempte de matière solides	CEI 00296
Viscosité cinématique 40°C	<b>mm2/s</b>	<b>7,7</b>	< 11	ISO 03104
Densité à 22°C		<b>0,856</b>	< 0,895	ISO 12185

Propriétés chimiques	Unité	Valeur mesurée	Huile neuve	Norme
Indice d'acidité	<b>mgKOH/g</b>	<b>0,025</b>	< 0,03	CEI 296
Indice de couleur		<b>0,8</b>	< 2	ASTM D 1500
Indice de réfraction		<b>1,477</b>		

Propriétés électriques	Unité	Valeur mesurée	Huile neuve	Norme
Tension de claquage * Avant remplissage * Après repos	<b>KV</b>	<b>38,4</b>	> 30 > 70	CEI 156
Facteur de dissipation diélectriques à 90°C		<b>0,00382</b>	0,005	CEI 247

Visa de chimiste			Visa de chef d'unité		
Nom et prénom	Date	Visa	Nom et prénom	Date	Visa
<b>Mme Rahal</b>			<b>Mme OUMERT</b>		

SKMK

**Sharikat Khadamet Mouhaouilat Kahrabaia**  
**Direction Régionale Centre**  
Capital Social de 75.000.000 DA  
**Unité de Traitement des Huiles**

**BULLETIN D'ANALYSE DES HUILES DIELECTRIQUES**

<b>Client : UNITE DE BLIDA</b>	<b>Désignation de l'huile : Huile minérale</b>
<b>Marque :</b>	<b>Date de prélèvement :/05</b>
<b>Puissance de matériel :</b>	<b>Date d'arrivée au labo :/2005</b>
<b>Tension de matériel :</b>	<b>Condition de prélèvement : Norme</b>
<b>ECHANTILLON n°1                    0 claquage</b>	<b>Matériel : TRANSFORMATEUR</b>

**Parametres analytiques de controle**

<b>Propriétés physiques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Viscosité cinématique 20°C	mm <sup>2</sup> /s	23,4	< 25	ISO 03104
Point d'éclair	°C	175	>130	ISO 02719

<b>Propriétés chimiques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Teneur en eau	ppm	262,3	< 30	CEI 814
Indice d'acidité	mgKOH/g	0,016	< 0,03	CEI 296
Indice de couleur		0,9	< 2	ASTM D 1500
Indice de réfraction		1,474		

<b>Propriétés électriques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Permittivité relative		2,12		
Facteur de dissipation diélectriques à 90°C		0,00522	0,005	CEI 247

<b>Visa de chimiste</b>			<b>Visa de chef d'unité</b>		
<b>Nom et prénom</b>	<b>Date</b>	<b>Visa</b>	<b>Nom et prénom</b>	<b>Date</b>	<b>Visa</b>
Mme Rahal			Mme OUMERT		

SKMK

**Sharikat Khadamet Mouhaouilat Kahrabaia**  
**Direction Régionale Centre**  
 Capital Social de 75.000.000 DA  
**Unité de Traitement des Huiles**

**BULLETIN D'ANALYSE DES HUILES DIELECTRIQUES**

<b>Client : UNITE DE BLIDA</b>	<b>Désignation de l'huile : Huile minérale</b>
<b>Marque :</b>	<b>Date de prélèvement :/05</b>
<b>Puissance de matériel :</b>	<b>Date d'arrivée au labo :/2005</b>
<b>Tension de matériel :</b>	<b>Condition de prélèvement : Norme</b>
<b>ECHANTILLON n°2            20 claquages</b>	<b>Matériel : TRANSFORMATEUR</b>

**Parametres analytiques de controle**

<b>Propriétés physiques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Viscosité cinématique 20°C	mm <sup>2</sup> /s	<b>22,9</b>	< 25	ISO 03104
Point d'éclair	°C	<b>161</b>	>130	ISO 02719

<b>Propriétés chimiques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Teneur en eau	ppm	<b>242,9</b>	< 30	CEI 814
Indice d'acidité	mgKOH/g	<b>0,027</b>	< 0,03	CEI 296
Indice de couleur		<b>0,9</b>	< 2	ASTM D 1500
Indice de réfraction		<b>1,474</b>		

<b>Propriétés électriques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Permittivité relative		<b>2,01</b>		
Facteur de dissipation diélectriques à 90°C		<b>0,00657</b>	0,005	CEI 247

<b>Visa de chimiste</b>			<b>Visa de chef d'unité</b>		
<b>Nom et prénom</b>	<b>Date</b>	<b>Visa</b>	<b>Nom et prénom</b>	<b>Date</b>	<b>Visa</b>
Mme Rahal			Mme OUMERT		

SKMK

**Sharikat Khadamet Mouhaouilat Kahrabaia**  
**Direction Régionale Centre**  
Capital Social de 75.000.000 DA  
**Unité de Traitement des Huiles**

**BULLETIN D'ANALYSE DES HUILES DIELECTRIQUES**

<b>Client : UNITE DE BLIDA</b>	<b>Désignation de l'huile : Huile minérale</b>
<b>Marque :</b>	<b>Date de prélèvement :/05</b>
<b>Puissance de matériel :</b>	<b>Date d'arrivée au labo :/2005</b>
<b>Tension de matériel :</b>	<b>Condition de prélèvement : Norme</b>
<b>ECHANTILLON n°3            38 claquages</b>	<b>Matériel : TRANSFORMATEUR</b>

**Parametres analytiques de controle**

<b>Propriétés physiques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Viscosité cinématique 20°C	mm <sup>2</sup> /s	23	< 25	ISO 03104
Point d'éclair	°C	179	>130	ISO 02719

<b>Propriétés chimiques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Teneur en eau	ppm	233,8	< 30	CEI 814
Indice d'acidité	mgKOH/g	0,025	< 0,03	CEI 296
Indice de couleur		0,9	< 2	ASTM D 1500
Indice de réfraction		1,474		

<b>Propriétés électriques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Permittivité relative		2,13		
Facteur de dissipation diélectriques à 90°C		0,00661	0,005	CEI 247

<b>Visa de chimiste</b>			<b>Visa de chef d'unité</b>		
<b>Nom et prénom</b>	<b>Date</b>	<b>Visa</b>	<b>Nom et prénom</b>	<b>Date</b>	<b>Visa</b>
Mme Rahal			Mme OUMERT		

SKMK

**Sharikat Khadamet Mouhaouilat Kahrabaia**  
**Direction Régionale Centre**  
Capital Social de 75.000.000 DA  
**Unité de Traitement des Huiles**

**BULLETIN D'ANALYSE DES HUILES DIELECTRIQUES**

<b>Client : POLYTECHNIQUE- ALGER</b>	<b>Désignation de l'huile : Huile minérale</b>
<b>Marque :</b>	<b>Date de prélèvement ::</b>
<b>Puissance de matériel :</b>	<b>Date d'arrivée au labo:</b>
<b>Tension de matériel :</b>	<b>Condition de prélèvement : Norme</b>
<b>ECHANTILLON n°4                      56 claquages</b>	<b>Matériel : TRANSFORMATEUR</b>

**Parametres analytiques de controle**

Propriétés physiques	Unité	Valeur mesurée	Huile neuve	Norme
Viscosité cinématique 20°C	mm <sup>2</sup> /s	23,2	< 25	ISO 03104
Point d'éclair	°C	170	>130	ISO 02719

Propriétés chimiques	Unité	Valeur mesurée	Huile neuve	Norme
Teneur en eau	ppm	204,3	< 30	CEI 814
Indice d'acidité	mgKOH/g	0,045	< 0,03	CEI 296
Indice de couleur		1	< 2	ASTM D 1500
Indice de réfraction		1,4735		

Propriétés électriques	Unité	Valeur mesurée	Huile neuve	Norme
Permittivité		2,12		
Facteur de dissipation diélectriques à 90°C		0,00675	0,005	CEI 247

Visa de chimiste			Visa de chef d'unité		
Nom et prénom	Date	Visa	Nom et prénom	Date	Visa
Mme Rahal			Mme OUMERT		

**SKMK**

**Sharikat Khadamet Mouhaouilat Kahrabaia**  
**Direction Régionale Centre**  
Capital Social de 75.000.000 DA  
**Unité de Traitement des Huiles**

**BULLETIN D'ANALYSE DES HUILES DIELECTRIQUES**

<b>Client : POLYTECHNIQUE- ALGER</b>	<b>Désignation de l'huile : Huile minérale</b>
<b>Marque :</b>	<b>Date de prélèvement ::</b>
<b>Puissance de matériel :</b>	<b>Date d'arrivée au labo:</b>
<b>Tension de matériel :</b>	<b>Condition de prélèvement : Norme</b>
<b>ECHANTILLON n°5            98 claquages</b>	<b>Matériel : TRANSFORMATEUR</b>

**Parametres analytiques de controle**

<b>Propriétés physiques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Viscosité cinématique 20°C	mm <sup>2</sup> /s	23,7	< 25	ISO 03104
Point d'éclair	°C	183	>130	ISO 02719

<b>Propriétés chimiques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Teneur en eau	ppm	180	< 30	CEI 814
Indice d'acidité	mgKOH/g	0,025	< 0,03	CEI 296
Indice de couleur		1	< 2	ASTM D 1500
Indice de réfraction		1,4735		

<b>Propriétés électriques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Permittivité		2,12		
Facteur de dissipation diélectriques à 90°C		0,00694	0,005	CEI 247

<b>Visa de chimiste</b>			<b>Visa de chef d'unité</b>		
<b>Nom et prénom</b>	<b>Date</b>	<b>Visa</b>	<b>Nom et prénom</b>	<b>Date</b>	<b>Visa</b>
Mme Rahal			Mme OUMERT		

**SKMK**

**Sharikat Khadamet Mouhaouilat Kahrabaia**  
**Direction Régionale Centre**  
Capital Social de 75.000.000 DA  
**Unité de Traitement des Huiles**

**BULLETIN D'ANALYSE DES HUILES DIELECTRIQUES**

<b>Client : POLYTECHNIQUE- ALGER</b>	<b>Désignation de l'huile : Huile minérale</b>
<b>Marque :</b>	<b>Date de prélèvement ::</b>
<b>Puissance de matériel :</b>	<b>Date d'arrivée au labo :</b>
<b>Tension de matériel :</b>	<b>Condition de prélèvement : Norme</b>
<b>ECHANTILLON n°6                    168 claquages</b>	<b>Matériel : TRANSFORMATEUR</b>

**Parametres analytiques de controle**

<b>Propriétés physiques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Viscosité cinématique 20°C	mm <sup>2</sup> /s	23,8	< 25	ISO 03104
Point d'éclair	°C	172	>130	ISO 02719

<b>Propriétés chimiques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Teneur en eau	ppm	165,6	< 30	CEI 814
Indice d'acidité	mgKOH/g	0,026	< 0,03	CEI 296
Indice de couleur		1,1	< 2	ASTM D 1500
Indice de réfraction		1,4735		

<b>Propriétés électriques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Permittivité		2,12		
Facteur de dissipation diélectriques à 90°C		0,00726	0,005	CEI 247

<b>Visa de chimiste</b>			<b>Visa de chef d'unité</b>		
<b>Nom et prénom</b>	<b>Date</b>	<b>Visa</b>	<b>Nom et prénom</b>	<b>Date</b>	<b>Visa</b>
Mme Rahal			Mme OUMERT		

**SKMK**

**Sharikat Khadamet Mouhaouilat Kahrabaia**  
**Direction Régionale Centre**  
Capital Social de 75.000.000 DA  
**Unité de Traitement des Huiles**

**BULLETIN D'ANALYSE DES HUILES DIELECTRIQUES**

<b>Client : POLYTECHNIQUE- ALGER</b>	<b>Désignation de l'huile : Huile minérale</b>
<b>Marque :</b>	<b>Date de prélèvement ::</b>
<b>Puissance de matériel :</b>	<b>Date d'arrivée au labo:</b>
<b>Tension de matériel :</b>	<b>Condition de prélèvement : Norme</b>
<b>ECHANTILLON n°7                    258 claquages</b>	<b>Matériel : TRANSFORMATEUR</b>

**Parametres analytiques de controle**

<b>Propriétés physiques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Viscosité cinématique 20°C	mm <sup>2</sup> /s	<b>23,9</b>	< 25	ISO 03104
Point d'éclair	°C	<b>170</b>	>130	ISO 02719

<b>Propriétés chimiques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Teneur en eau	ppm	<b>157,8</b>	< 30	CEI 814
Indice d'acidité	mgKOH/g	<b>0,026</b>	< 0,03	CEI 296
Indice de couleur		<b>1,1</b>	< 2	ASTM D 1500
Indice de réfraction		<b>1,4735</b>		

<b>Propriétés électriques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Permittivité		<b>2,12</b>		
Facteur de dissipation diélectriques à 90°C		<b>0,00757</b>	0,005	CEI 247

<b>Visa de chimiste</b>			<b>Visa de chef d'unité</b>		
<b>Nom et prénom</b>	<b>Date</b>	<b>Visa</b>	<b>Nom et prénom</b>	<b>Date</b>	<b>Visa</b>
<b>Mme Rahal</b>			<b>Mme OUMERT</b>		

SKMK

**Sharikat Khadamet Mouhaouilat Kahrabaia**  
**Direction Régionale Centre**  
Capital Social de 75.000.000 DA  
**Unité de Traitement des Huiles**

**BULLETIN D'ANALYSE DES HUILES DIELECTRIQUES**

<b>Client : POLYTECHNIQUE- ALGER</b>	<b>Désignation de l'huile : Huile minérale</b>
<b>Marque :</b>	<b>Date de prélèvement ::</b>
<b>Puissance de matériel :</b>	<b>Date d'arrivée au labo :</b>
<b>Tension de matériel :</b>	<b>Condition de prélèvement : Norme</b>
<b>ECHANTILLON n°8                    273 claquages</b>	<b>Matériel : TRANSFORMATEUR</b>

**Parametres analytiques de controle**

<b>Propriétés physiques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Viscosité cinématique 20°C	mm <sup>2</sup> /s	24	< 25	ISO 03104
Point d'éclair	°C	175	>130	ISO 02719

<b>Propriétés chimiques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Teneur en eau	ppm	148,4	< 30	CEI 814
Indice d'acidité	mgKOH/g	0,052	< 0,03	CEI 296
Indice de couleur		1,1	< 2	ASTM D 1500
Indice de réfraction		1,4735		

<b>Propriétés électriques</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur mesurée</b>	<b>Huile neuve</b>	<b>Norme</b>
Permittivité		2,12		
Facteur de dissipation diélectriques à 90°C		0,00775	0,005	CEI 247

<b>Visa de chimiste</b>			<b>Visa de chef d'unité</b>		
<b>Nom et prénom</b>	<b>Date</b>	<b>Visa</b>	<b>Nom et prénom</b>	<b>Date</b>	<b>Visa</b>
Mme Rahal			Mme OUMERT		

## **Références Bibliographiques**

- [1] B.Pinel, F.Duchateau, « Fonction isolation dans les matériels électriques », Technique de l'ingénieur, D2302, 2004.
- [2] R.Tobazéon, « Conduction électrique dans les liquides », Technique de l'ingénieur, D2430, 1996.
- [3] S.Boudraa, « Analyse de gaz dissous dans les huiles des transformateurs en utilisant les techniques de l'intelligence artificielle », Thèse de Magister, Département d'Electrotechnique, Université de Batna, 2005.
- [4] N.Aouchar, C.Bekhaled, « Application des systèmes hybrides neuro-flous au diagnostic des huiles de transformateurs », Projet de Fin d'Etude, Département de Génie Electrique, Ecole Nationale Polytechnique d' Alger, Juin 2005.
- [5] A.Zouaghi, « Etude de l'influence des barrières isolantes sur la tenue diélectrique d'intervalles d'huile en chocs de foudre et en continu », Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lyon, 1997.
- [6] N.Berger, « Liquides isolants en électrotechnique : Présentation générale », Technique de l'ingénieur, D2470, 2002.
- [7] S.Bouazabia, « Liquides diélectriques », cours de graduation, Ecole Nationale Polytechnique et Université des Sciences et Technologie Houari Boumediene, Alger, 2001.
- [8] S.Abdi, S.Zelmat, « Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur », Projet de Fin d'Etude, Département de Génie Electrique, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, Juin 1998.
- [9] N.Berger, « Liquides isolants en électrotechnique : Caractéristiques des produits », Technique de l'ingénieur, D2471, 2002.
- [10] A.Bouhageb, « Produit de graissage et de protection », Edition Année 2000.
- [11] S.Abdi, « Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur », Thèse de Magister, Département de Génie Electrique, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, 2002.
- [12] O.Bedja, A.Rahim, « Utilisation des réseaux de neurones artificiels dans le vieillissement thermique de l'huile de transformateur », Projet de Fin d'Etude, Département de Génie Electrique, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, Juin 2002.
- [13] L.Mokhnache, « Application des réseaux de neurones dans le diagnostic et la prédiction des isolation de hautes tension », Thèse de Doctorat d'Etat, Département d'Electrotechnique, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, Janvier 2004.
- [14] D.Ouakli, H.Brouri, « Propriétés diélectriques de l'huile de transformateur au présence de gaz dissous », Projet de Fin d'Etude, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, Département de Génie Electrique, 1997.

- [15] R.Fournié, « Les isolants en électrotechnique : Essais, mécanismes de dégradation, applications industrielles », Edition Eyrolles, 1986.
- [16] A.Boubakeur, « Claquage des diélectriques liquides », cours quatrième année, Département de Génie Electrique, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, Janvier 2004.
- [17] « Note d'informations techniques : Les Tests Diélectriques (Etude Des Facteurs d'Influence) », SEFELEC, édition 2002.
- [18] A.Hamimi, « Contribution à l'étude des phénomènes de préclaquage dans une huile de transformateur sous champ alternatif divergent », Thèse de Magister, Département de Génie Electrique, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, 1997.
- [19] S.Bouazabia, « Claquage dans les diélectriques liquides : Génération et propagation des décharges dans les diélectriques liquides », Cours poste graduation, Département de l'Electrotechnique, Université des Sciences et Technologies Houari Boumediene, Alger, 2006.
- [20] A.I.Zakhin, « Theoretical investigation of complex ion formation in liquid dielectrics », Kursk State Technical University, Russia , Proceedings of 14th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL 2002), Graz (Austria), PP 25, July 2002.
- [21] R.Tobazéon « Préclaquage et claquage des liquides diélectriques », Technique de l'ingénieur, D2450, 1997.
- [22] S.Bouazabia, « Etude des phénomènes de génération des streamers dans les diélectriques liquides », thèse de Doctorat d'Etat, Département d'Electrotechnique, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, Février 2006.
- [23] A.Denat, J.P. Gosse, B. Gosse, « Conduction du cyclohexane très pur en géométrie pointe-plan », Journées d'études de Grenoble, Conduction et claquage dans les liquides isolants, Mars 1986.
- [24] A.Denat, M.Haidara, R.Kattan, N.Bonifaci, « Phénomènes prédisruptifs dans les hydrocarbures et les gaz comprimés », Journées d'études de la société des électriciens et les électroniciens sur les isolants électriques, Paris, Novembre 1989.
- [25] A.Denat, O.Lesaint, R.Tobazéon, « Progrès récents dans la compréhension des mécanismes prédisruptifs dans les liquides isolants », Journées d'études de la société des électriciens et électroniciens sur les isolants électriques, Paris, Novembre 1989.
- [26] R.Fournié, « Les isolants en électrotechnique : concepts et théories », Editions Eyrolles 1986.
- [27] M.Nemamcha, « Haute tension : claquage des isolants », OPU, Edition 2001.
- [28] B.Chalabi, S.Ouabdeslam, M.Lebid, T.Ahmed Zaïd, O.Hadjadj-Aoul et A.Boubakeur « Analyse Des Gaz Dissous Dans Les Huiles Diélectriques », Rapport interne, ENP, Laboratoire d'Analyse des Huiles, Dépt. Contrôle Mesures et Essais, Sonelgaz -Hamma – Alger, 2000.

- [29] Norme française NF C27 222, « Guide de maintenance et de surveillance des huiles minérales isolantes en service dans les matériels électriques », Mars 1990.
- [30] Norme française NF C27 232, « Méthodes de détermination du nombre et de la taille des particules dans les isolants liquides », Mars 1990.
- [31] Norme International ISO 3104, Produits pétroliers, liquides opaques et transparents- détermination de la viscosité cinématique et calcul de la viscosité dynamique, 1994.
- [32] Norme Internationale ISO 2719, Détermination du point d'éclair- Méthode Pensky Martens en vas clos, Méthode A, troisième édition 2002.
- [33] Norme Internationale, CEI 814, Isolants liquides - Carton et papiers imprégnés d'huile, Détermination de la teneur en eau par titrage coulométrique de Karl Fischer automatique, deuxième édition 1997.
- [34] Norme Internationale CEI 296, Spécification des huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillage de connexion, deuxième édition, 1982.
- [35] E.Florentin, « le réfractomètre », Ecole Normale Supérieure de Lyon, Mai 2004, <http://culturesciencesphysique.ens-lyon.fr>.
- [36] Norme Internationale CEI 247, Liquides isolants - Mesure de la permittivité relative, du facteur de dissipation diélectrique ( $\tan\delta$ ) et de la résistivité en courant continu, troisième édition 2004.
- [37] Norme Internationale CEI 60156, Isolants liquides - Détermination de la tension de claquage à fréquence industrielle- Méthode d'essais, Deuxième édition, Novembre 1995.
- [38] F.Bitam, « Etude des mécanismes de préclaquage dans les diélectriques liquides sous tension alternative », Thèse de Magister, Département de l'Electrotechnique, Université de M. Mammeri, Tizi-Ouzou, Juillet 1996.
- [39] F.Guerbas, « Etude de la génération des bulles gazeuses dans les diélectriques liquides et leur transition en streamer », Thèse de Magister, Département de Génie Electrique, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, Mai 1994.
- [40] H.Bessai, M.Zouaghi, « Contribution à l'étude des phénomènes de génération dans les diélectriques liquides sous tension alternative 50 Hz géométrie pointe- plan », Projet de Fin d'Etude, Département de Génie Electrique, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, Juin 1995.

## ملخص:

تعد مذكرتنا مساهمة في فهم تعامل زيت معدني ذات هندسة نتوء- مستوى، تحت توتر متناوب (50 هرتز). الزيت المستعمل والمسمى بوراك 22، خضع لعاملين: التوتر المطبق والمسافة بين الأقطاب. تتمثل نتائج التجربة في توتر الانفصام والتيار وكذلك الممانعة المكافئة الملاحظة من خلال الأقطاب. انطلاقا من النتائج المسجلة، تمكنا من استنتاج أن توتر الانفصام يتزايد مع تزايد المسافة بين الأقطاب من جهة، ومن جهة أخرى تبين أن التيار يملك ميزة سعوية محضة إلى غاية توتر معين يظهر فيه التأثير المقاومي. هذا التيار يتزايد مع التوتر المطبق ويتناقص مع تزايد المسافة بين الأقطاب. إضافة إلى ذلك فإن التحاليل الفيزيوكيميائية أظهرت أن الزيت تلوثت بنسبة قليلة بعد مائتان وثلاثة وسبعون انفصام. **الكلمات الهامة:** زيت معدني، توتر الانفصام، التيار، التحليل الفيزيوكيميائي.

## Résumé

Notre travail est une contribution à la compréhension du comportement d'une huile minérale en géométrie pointe-plan, sous tension alternative (50 Hz). L'huile utilisée, dénommée Borak 22, a été soumise à deux contraintes : la tension appliquée et la distance inter-électrodes. Les résultats d'essais concernent la tension de claquage, le courant et l'impédance équivalente vue des électrodes.

A partir des résultats obtenus, nous avons pu conclure, d'une part, que la tension de claquage augmente avec la distance inter-électrodes, et d'autre part, le courant possède un caractère purement capacitif, jusqu'à un certain seuil de tension, où l'effet résistif apparaît. Ce courant croît avec la tension appliquée et diminue avec l'augmentation de la distance inter-électrodes. En outre, les analyses physico-chimiques ont révélés après deux cent soixante treize claquages, que l'huile n'a été que faiblement polluées.

**Mots Clefs :** huile minérale, tension de claquage, courant, analyses physico-chimiques.

## Abstract

Our work is a contribution to the comprehension of the mineral oil behavior in point-plane geometry, under alternative voltage (50 Hz). The used oil, named Borak 22, was submitted to two constraints: the applied voltage and the distance between electrodes. The experiment results concern the breakdown voltage, the current and the equivalent impedance between electrodes.

From the obtained results, we could conclude, on one hand, that the breakdown voltage increases with the distance between electrodes, and on other hand, the current has a purely capacitive character, until a threshold voltage, where the resistive effect appears. This current increases with the applied voltage and decreases with the increase of the distance between electrodes. Moreover, the physical and chemical analysis revealed, after two hundred and seventy three breakdowns, that the oil was slightly polluted.

**Key words :** mineral oil, breakdown voltage, current, physical and chemical analysis.