



Ecole Nationale Polytechnique
Département d'Electrotechnique
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique (LRE)



Thèse de Doctorat en Génie Electrique

Option : Electrotechnique

Présentée par :
ABDI Sif-Eddine
Magister en Génie Electrique de l'ENP

Intitulée

Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur

Soutenue publiquement le **07/06/2012** devant le jury composé de :

Président:	MEKHALDI Abdelouahab	Professeur / ENP
Rapporteur:	BOUBAKEUR Ahmed	Professeur / ENP
Co- Rapporteur:	HADDAD Abderrahmane	Professeur / U.Cardiff
Examineurs:	TEGUAR Madjid	Professeur / ENP
	SAÏDI Nadia	Professeur / USTHB
	MOKHNACHE Leila	Professeur / U.Batna
	BOUAZABIA Slimane	Maître de conférences / USTHB

ENP 2012

DEDICACE

A ma chère mère

A mon cher père

A ma femme

A mes frères et sœurs

A toute ma famille

A tous mes amis

Je dédie ce travail

AVANT PROPOS

*Les travaux présentés dans cette thèse ont été effectués au sein du Laboratoire de Haute Tension / Laboratoire de Recherche en Electrotechnique à l'ENP sous la direction du Professeur **Ahmed Boubakeur**. Qu'il me soit permis de lui exprimer mes meilleurs sentiments de gratitude pour le soutien constant qu'il m'a apporté tout au long de mon travail et pour tous les principes qu'il n'a cessé de me transmettre, la rigueur scientifique, l'objectivité et sa confiance qu'il m'a témoignée tout au long de ces années ainsi que ses conseils précieux.*

***Professeur Abderrahmane Haddad**, Directeur du Laboratoire de Haute Tension de l'Université de Cardiff (UK), m'a accueilli dans son équipe pendant mon stage en Grande Bretagne en mettant à ma disposition le matériel nécessaire à la réalisation des expériences. Qu'il soit assuré de ma profonde reconnaissance pour l'aide scientifique et l'intérêt qu'il a manifesté à l'égard de mes travaux de recherche.*

*J'adresse mes plus vifs remerciements à Monsieur **Abdelouahab Mekhaldi**, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de thèse ainsi que l'intérêt qu'il a accordé à ce travail.*

*Je tiens à exprimer mes meilleurs sentiments de gratitude à Monsieur **Madjid Tegar**, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique qui a aimablement accepté de participer à ce jury d'examen.*

*Je tiens à remercier vivement Madame **Nadia Saïdi**, Professeur à l'Université des Sciences et Technologies Houari Boumediene (USTHB) d'Alger, pour l'honneur qu'elle me fait en acceptant de s'associer à la commission d'examen.*

*J'exprime toute ma reconnaissance à Mademoiselle **Leila Mokhnache**, Professeur à l'Université Hadj Lakhdar de Batna, pour l'honneur qu'elle me fait en acceptant d'examiner ce travail.*

*Je désire aussi remercier chaleureusement Monsieur **Slimane Bouazabia**, Maître de Conférences à l'Université des Sciences et Technologies Houari Boumediene (USTHB) d'Alger, pour l'intérêt qu'il a manifesté pour ce travail en acceptant de participer au jury.*

*Je suis très content d'exprimer ma profonde reconnaissance à Monsieur **Nouredine Harid**, Docteur et membre du Laboratoire de Haute Tension de l'Université de Cardiff (UK), pour l'aide, le suivi et les conseils qu'il m'a apporté le long de mon stage de formation en UK.*

*Une partie de ce travail a été réalisé au laboratoire des huiles de Sharikat Khadamat Mouhawilat Kahrabaia (SKMK) de Blida. Mes remerciements à Madame **Dalal Rahal** et tout le personnel du laboratoire, pour m'avoir facilité l'accès à l'entreprise et l'aide qu'ils m'ont apporté lors de la réalisation de mes essais.*

*Je tiens, plus largement, à exprimer ma reconnaissance à toutes celles et à tous ceux qui ont contribué, directement ou indirectement, au bon déroulement de mes travaux. Particulièrement j'adresse mes remerciements à Messieurs **Abdelouahab Mekhaldi, Madjid Tegar, Slimane Bouazabia, Rezki Akkal** et Madame **Saïda Guerbas** pour leurs contributions dans le bon déroulement de mes travaux, leurs aides et leurs orientations surtout dans la rédaction et la correction de ma thèse et mes travaux.*

*Sur un plan plus personnel, je voudrais témoigner toute ma reconnaissance à **mon père, ma mère, mon frère Ahmed**, pour leur soutien et leur encouragement durant ces dernières années.*

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE	5
I LES HUILES ISOLANTES POUR TRANSFORMATEUR	9
I.1 INTRODUCTION	10
I.2 LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE	10
I.3 ROLE DES HUILES ISOLANTES DANS LES TRANSFORMATEURS	11
I.3.1 Remplissage des transformateurs par les huiles isolantes	12
I.3.2 Fonction diélectrique	12
I.3.3 Fonction transfert de chaleur	12
I.3.4 Autres fonctions	13
I.4 PRESENTATION DES DIFFERENTS LIQUIDES POUR TRANSFORMATEURS	13
I.4.1 Catégories des liquides isolants	13
I.4.2 Les huiles minérales	16
I.4.2.1 Composition et mise en oeuvre des huiles minérales	16
I.4.2.2 Caractéristiques	17
I.4.3 Les huiles esters ou ester du pentaérythritol	19
I.4.3.1 Caractéristiques	19
I.4.3.2 Utilisation	20
I.4.4 Les huiles silicones ou PDMS	21
I.4.4.1 Caractéristiques	21
I.4.4.2 Utilisation	22
I.4.5 Les hydrocarbures halogénés ou PCB	22
I.4.5.1 Caractéristiques	23
I.4.5.2 Re-remplissage (retro-filling)	23
I.4.6 Les huiles végétales ou esters naturels	23
I.4.6.1 Caractéristiques	24
I.4.6.2 Utilisation	25
I.5 LES PROPRIETES DES HUILES ISOLANTES	25
I.5.1 Propriétés électriques	25
I.5.1.1 Le traitement	25
I.5.1.2 Permittivité, résistivité et facteur de dissipation ($\tan\delta$)	26
I.5.1.3 Rigidité diélectrique et tension de claquage	28
I.5.1.4 Phénomène de gassing	32
I.5.1.5 Tendence à l'électrisation statique (ECT)	33
I.5.2 Propriétés liées au transfert de chaleur	35

I.5.2.1	Viscosité et point d'écoulement	35
I.5.2.2	Conductivité et capacité thermique	37
I.5.2.3	Masse volumique et coefficient de dilatation	37
I.5.2.4	Aptitude au transfert de chaleur	38
I.6	SECURITE D'EMPLOI	39
I.6.1	Point d'éclair, point de feu et température d'auto-inflammation	39
I.6.2	Caractéristiques de combustion	40
I.7	SURVEILLANCE DES TRANSFORMATEURS EN SERVICE	41
I.7.1	Mesure des paramètres électriques	41
I.7.2	Mesure des paramètres physico-chimiques	41
I.7.2.1	Teneur en eau	41
I.7.2.2	Acidité	42
I.7.2.3	Viscosité, tension interfaciale et couleur	42
I.7.3	Analyse des gaz dissous	43
I.7.4	Analyse des dérivés furaniques et dégradation du papier	44
I.8	CONCLUSION	45
	BIBLIOGRAPHIE	46
II	LE VIEILLISSEMENT DES HUILES	55
II.1	INTRODUCTION	56
II.2	DIFFERENTS TYPES DE VIEILLISSEMENT	57
II.2.1	Vieillissement physique	57
II.2.1.1	Avec transfert de masse	57
II.2.1.2	Sans transfert de masse	57
II.2.2	Vieillissement chimique	57
II.2.2.1	Vieillissement thermique en présence d'oxygène	58
II.2.2.2	Vieillissement par hydrolyse	59
II.2.2.3	Vieillissement photochimique	59
II.2.2.4	Vieillissement radiochimique	59
II.2.2.5	Vieillissement biochimique	60
II.2.2.6	Vieillissement climatique	60
II.2.2.7	Vieillissement électrique	60
II.3	VIEILLISSEMENT THERMIQUE DES ISOLANTS LIQUIDES	61
II.4	VIEILLISSEMENT ELECTRIQUE DES ISOLANTS LIQUIDES	63
II.5	LOIS DU VIEILLISSEMENT DES ISOLANTS	67
II.5.1	Loi de Montsinger	67
II.5.2	Loi de Dakin	68
II.5.3	Perte ou gain de durée de vie	68
II.5.4	Comparaison des lois de Montsinger et Dakin	68
II.6	CONCLUSION	69
	BIBLIOGRAPHIE	70
III	TECHNIQUES EXPERIMENTALES	76
III.1	INTRODUCTION	77
III.2	ESSAIS DE VIEILLISSEMENT DE L'HUILE	77
III.2.1	Préparation des échantillons	77

III.2.1.1	Caractéristiques de l'huile	77
III.2.1.2	Mode opératoire	78
III.2.2	Dispositifs pour les mesures des propriétés électriques	78
III.2.2.1	Mesure du facteur de pertes diélectriques et de la permittivité relative	78
III.2.2.2	Mesure de la résistivité	80
III.2.2.3	Mesure de la tension de claquage	81
III.2.3	Dispositifs pour les mesures des propriétés physico-chimiques	83
III.2.3.1	Mesure de la viscosité cinématique η	83
III.2.3.2	Mesure de l'indice d'acidité	84
III.2.3.3	Mesure de la teneur en eau	85
III.2.3.4	Mesure de l'indice de couleur	85
III.2.3.5	Mesure du point d'éclair	86
III.2.3.6	Mesure de la densité	87
III.3	COMPORTEMENT DYNAMIQUE DE L'HUILE AU MOEMENT DU CLAQUAGE	87
III.3.1	Préparation des échantillons	87
III.3.1.1	Cellule de test	87
III.3.1.2	Caractéristiques dynamiques de l'huile	88
III.3.2	Test expérimental	89
	BIBLIOGRAPHIE	90
IV	RESULTATS ET DISCUSSIONS	91
IV.1	INTRODOCTION	92
IV.2	CARACTERISATION ELECTRIQUE DE L'HUILE	92
IV.2.1	Variation du facteur de pertes diélectriques ($\tan\delta$)	92
IV.2.2	Variation de la permittivité relative (ϵ_r)	94
IV.2.3	Variation de la résistivité transversale (ρ)	95
IV.2.4	Variation de la tension de claquage	97
IV.3	CARACTERISATION PHYSICO-CHIMIQUE DE L'HUILE	98
IV.3.1	Variation de l'indice d'acidité	98
IV.3.2	Variation de la viscosité cinématique	100
IV.3.3	Variation de la teneur en eau	101
IV.3.4	Variation de l'indice de couleur	103
IV.3.5	Variation du point d'éclair	103
IV.3.6	Variation de la densité	104
IV.4	COMPORTEMENT DYNAMIQUE DE L'HUILE AU MOMENT DU CLAQUAGE	105
IV.4.1	Variation de la tension de claquage et de la rigidité diélectrique	106
IV.4.2	Variation de la tension et du courant à l'instant du claquage	108
IV.4.2.1	Distance inter-électrodes de 1mm	108
IV.4.2.2	Distance inter-électrodes de 2,5mm	110
IV.4.2.3	Distance inter-électrodes de 5mm	112
IV.4.2.4	Discussion des résultats	114
IV.4.3	Variation de la tension et du courant aux premiers instants du claquage	114

IV.4.3.1	Distance inter-électrodes de 1mm	114
IV.4.3.2	Distance inter-électrodes de 2,5mm	116
IV.4.3.3	Distance inter-électrodes de 5mm	118
IV.4.3.4	Discussion des résultats	120
IV.4.4	Variation de l'impédance de l'huile à l'instant du claquage	120
IV.4.4.1	Distance inter-électrodes de 1mm	121
IV.4.4.2	Distance inter-électrodes de 2,5mm	123
IV.4.4.3	Distance inter-électrodes de 5mm	125
IV.4.5	Variation de la puissance dégagée à l'instant du claquage	127
IV.5	DISCUSSIONS GENERALES DES RESULTATS	129
IV.5.1	Effet du vieillissement sur les propriétés électriques	129
IV.5.1.1	Vieillissement à des températures de 80°C et 100°C	129
IV.5.1.2	Vieillissement à des températures de 120°C et 140°C	129
IV.5.2	Effet du vieillissement sur les propriétés physico-chimiques	130
IV.5.3	Comportement dynamique de l'huile durant le claquage	131
	BIBLIOGRAPHIE	133

CONCLUSION GENERALE **138**

INTRODUCTION GENERALE

Les transformateurs de puissance sont des composants essentiels du système de transport et de distribution de l'énergie électrique. Ils constituent l'un des éléments les plus chers et il est donc fondamental qu'ils fonctionnent correctement durant de nombreuses années. La plupart des transformateurs de puissances à travers le monde sont remplis de liquides isolants. Ces liquides permettent d'assurer aussi bien l'isolation électrique que le transport de chaleur. En effet, en plus de leurs propriétés diélectriques, ils ont de bonnes propriétés de dissipation de chaleur comparés aux isolants solides et gazeux. L'huile minérale constitue le liquide le plus communément employé dans les transformateurs de puissance ; d'une part pour ses propriétés physico-chimiques, et d'autre part pour son faible coût [1].

En revanche, les huiles minérales ont une faible résistance au feu et c'est pourquoi entre les années 1930 et le milieu des années 1970, des liquides ininflammables comme les polychlorobiphényles (PCB) ont été utilisés comme isolants dans les transformateurs. Cependant, les PCB ont été reconnus comme dangereux pour les populations, les animaux et l'environnement, notamment pour le fait qu'ils pouvaient dégager des dioxines lors d'une combustion incomplète. Depuis lors, les huiles minérales restent les seules à être utilisées dans les transformateurs de puissance. Par ailleurs, de nouveaux liquides de synthèse à basse inflammabilité telles que les huiles silicones ou esters synthétiques ont été mis au point pour remplacer les PCB, mais leur utilisation dans les transformateurs reste limitée de part leur coût plus élevé.

Tout au long de leur utilisation, les huiles isolantes peuvent être soumises à plusieurs contraintes : électrique, thermique, chimique etc., et en fonction du temps leurs propriétés peuvent progressivement se dégrader. Ce phénomène de dégradation est connu sous le nom de vieillissement. Il est causé essentiellement par la présence d'oxygène et d'humidité, l'augmentation de la température et l'effet du champ électrique et des inhomogénéités locales (gaz, humidité, particules), pouvant être le siège de micro-décharges qui décomposent l'huile en générant des gaz [2, 3].

Le vieillissement thermique de l'huile a fait l'objet de nombreuses études pendant les dernières années. La première conclusion dégagée est que la contrainte thermique accélère le vieillissement et affecte les caractéristiques électriques telles que le facteur de pertes diélectriques, la tension de claquage, la résistivité et la permittivité relative [4-6], ainsi que les caractéristiques physico-chimiques telles que l'acidité, la teneur en eau, la viscosité etc. [7-10]. Dans d'autres travaux, les causes essentielles de cette dégradation ont été décelées [2-3], et l'humidité est le facteur le plus dangereux amenant à la décomposition des hydrocarbures constituant l'huile, et par conséquent à la génération de décharges partielles et d'arcs électriques [11-13]. L'analyse des gaz dissous (DGA) permet de donner une image exacte de la dégradation de l'huile et de la cause de cette dégradation affectant l'isolation [14-16].

Du fait que les transformateurs de puissance sont très coûteux, l'isolation doit supporter sans défaillance plusieurs contraintes ; électriques, thermiques et chimiques, et cela pendant une durée de vie pouvant aller jusqu'à 40 ans [17]. La surveillance des transformateurs en service devient donc systématique. Cette surveillance est assurée grâce à des

essais sur l'isolation, et particulièrement sur l'huile isolante pour prévoir la durée de vie et le stade de vieillissement atteint par l'isolation. Ces essais concernent principalement des mesures de propriétés électriques et physico-chimiques, des analyses de gaz dissous et des analyses de dérivés furanniques [18].

L'étude que nous avons effectuée s'inscrit dans le cadre général des travaux de recherches entamées sur les huiles par l'équipe de recherche de haute tension du Laboratoire de Recherche en Electrotechnique (LRE) de l'Ecole Nationale Polytechnique (ENP), en collaboration avec la Sharikat Khadamat Mouhaouilat Kahrabaia de Blida (SKMK), filiale du Groupe SONELGAZ et le Laboratoire de Haute Tension de l'Université de Cardiff en Grande Bretagne. Elle s'articule autour de plusieurs points distincts ; d'une part, elle donne des éléments sur l'origine et les conséquences du vieillissement thermique de l'huile, en présentant un complément de résultats de caractérisation basée sur des techniques d'essais électriques et des analyses physico-chimiques dans le but d'identifier les changements causés par le vieillissement, ainsi que des résultats sur le comportement dynamique de l'huile durant le claquage ; d'autre part, les résultats d'essais contribuent à enrichir la base de données existant dans la littérature et à vérifier la reproductibilité des résultats.

Nos travaux de recherche consistent à caractériser les propriétés diélectriques et physico-chimiques de l'huile minérale BORAK 22, utilisée par la SONELGAZ dans l'isolation des transformateurs de haute tension, quand elle est soumise à un vieillissement thermique accéléré de 5000 heures. Nous nous intéressons aussi à l'étude du comportement dynamique de l'huile minérale DS2511, utilisée en Grande Bretagne dans l'isolation des transformateurs de haute tension, au moment du claquage sous tension alternative, et ce, par l'analyse des signaux du courant, de la tension et de l'impédance au moment du claquage.

Le présent manuscrit est scindé en quatre parties. Les deux premières collectent les éléments bibliographiques nécessaires et permettent de cerner les connaissances actuelles se rapportant au sujet traité. Les deux dernières présentent les essais pratiques faites et les résultats obtenus avec discussions et interprétations.

Le premier chapitre est consacré à une recherche bibliographique sur l'utilisation des huiles minérales dans l'isolation des transformateurs de haute tension. Nous donnons les différents liquides utilisés dans l'isolation des transformateurs, ainsi nous présentons les différentes propriétés de l'huile et les mesures permettant la surveillance des transformateurs en service.

Dans le deuxième chapitre, nous rappelons les différents types de vieillissement et les mécanismes du vieillissement thermique, ainsi que les modèles de durée de vie de l'huile.

Dans le troisième chapitre, nous expliquons les techniques expérimentales utilisées dans la caractérisation de l'huile minérale soumise à un vieillissement thermique accéléré. Nous présentons aussi la méthode utilisée lors des essais de claquage de l'huile sous tension alternative.

Dans le quatrième chapitre, nous présentons les résultats de caractérisation de notre huile suivis par des interprétations, des commentaires et des comparaisons à d'autres résultats obtenus par d'autres chercheurs. Dans une première partie de ce chapitre sont présentées les variations des propriétés diélectriques et physico-chimiques de l'huile (facteur de pertes diélectriques, permittivité relative, résistivité transversale, viscosité cinématique, indice d'acidité, teneur en eau, indice de couleur, point d'éclair et densité) en fonction du temps de vieillissement et de la température. Dans une deuxième partie sont présentés les résultats des variations des courants, des tensions et des impédances donnant les caractéristiques dynamiques de l'huile au moment du claquage.

Chapitre I

LES HUILES ISOLANTES POUR TRANSFORMATEUR

I.1 INTRODUCTION

Les isolants électriques sont des substances utilisées afin de séparer des pièces conductrices portées à des potentiels différents, et ce pour leur conductivité électrique très faible.

A l'origine, l'isolation électrique des transformateurs était assurée par des produits naturels non imprégnés en contact direct avec l'air qui s'oxydaient rapidement. En 1854, l'immersion d'enroulements dans l'essence de térébenthine a permis de montrer que l'on peut soustraire l'isolation solide à l'oxydation directe [19], et d'augmenter leur tenue diélectrique et leur durée de vie. En 1891, l'huile de pétrole fut utilisée à titre expérimental dans l'isolation des transformateurs pour remplacer l'air [20].

Devant la multiplication des réseaux de distributions d'énergie électrique et l'accroissement des puissances installées au début du XX^{ème} siècle, les transformateurs isolés à l'air sont devenus énormes du point de vue taille. Ils ont été alors peu à peu remplacés par les transformateurs remplis d'huile minérale ; l'huile minérale servant d'isolant électrique et de fluide caloporteur assurant le transfert de chaleur.

A partir des années 30, des liquides de synthèse tels que les PCB ont été mis au point dans le but de remplacer les huiles minérales qui présentent un inconvénient majeur résidant dans le fait que leur résistance au feu est très faible. Dans les années 70, l'usage des PCBs fut interdit de part leur toxicité et de nouveaux liquides de synthèse à basse inflammabilité, telles que les huiles silicones ou esters synthétiques ont été développés. Cependant, leur utilisation reste limitée aux petits transformateurs à cause de leur coût très élevé.

Dans ce chapitre, nous commençons par la définition de la technologie des transformateurs de puissance, ainsi que le rôle des huiles isolantes dans l'appareillage électrique, après nous présentons les différents liquides isolants utilisés de nos jours, ainsi que les principales caractéristiques qui définissent les propriétés d'une huile de transformateur (définitions, facteurs d'influence), et puis nous rappelons les caractéristiques liées à la sécurité telles que l'inflammabilité et les caractéristiques de combustion, et enfin nous donnons les moyens utilisés pour la surveillance des transformateurs.

I.2 LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

Les transformateurs de puissance sont tous remplis d'huile afin d'assurer une isolation électrique efficace par imprégnation avec des isolants celluloseux tels que les polymères naturels (bois, papier Kraft, carton) ou bien des polymères synthétiques (nomex), et de réaliser une bonne évacuation de la chaleur dégagée par le circuit magnétique et les bobinages (Figure I.1). Les huiles isolantes utilisées dans les transformateurs de puissance ont des propriétés électriques et physico-chimiques satisfaisantes, une bonne compatibilité avec les isolants solides et un bon coût. On peut trouver différentes gammes de transformateurs de puissances allant de 5MVA et 20kV à 1000MVA et 800kV. Ils sont de type colonne ou galette et aussi respirant ou hermétique [21].

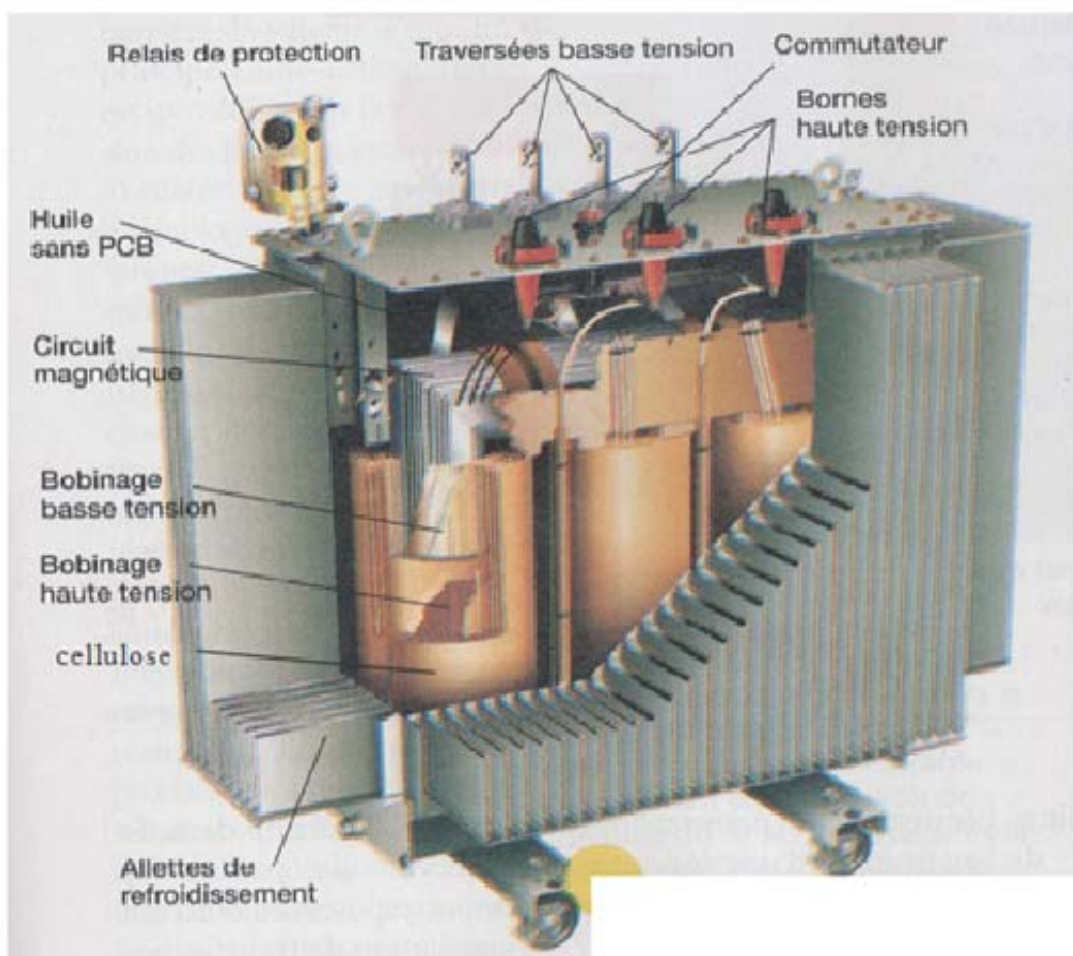


FIGURE I.1 – Vue intérieure d'un transformateur, type colonne [21]

I.3 RÔLE DES HUILES ISOLANTES DANS LES TRANSFORMATEURS

Les huiles isolantes sont utilisées en électrotechnique comme imprégnant d'isolation cellulosique ou comme produits de remplissage de matériels électriques très divers : transformateurs (de puissance, de distribution, de traction, de four, de mesure . . .), réactances, condensateurs, câbles, traversées, disjoncteurs, changeurs de prise, etc. [22]. Les volumes d'huiles employés varient de quelques litres pour les condensateurs, à plusieurs dizaines de milliers de litres pour les transformateurs de puissance. Leur rôle principal est d'améliorer la tenue diélectrique de l'isolation solide en éliminant l'air et les autres gaz, sachant que la rigidité diélectrique des liquides est nettement supérieure à celle des gaz. Cependant, dans beaucoup d'application, ils servent à la fois à assurer l'isolation électrique et l'évacuation de la chaleur, comme dans le cas des transformateurs.

I.3.1 Remplissage des transformateurs par les huiles isolantes

La technologie de remplissage des transformateurs par les huiles isolantes a été développée depuis plus d'un siècle, et est toujours très utilisée dans les transformateurs de puissance contrairement aux transformateurs de distribution qui peuvent être secs. Ceci est expliqué par les raisons suivantes :

- Les transformateurs immergés sont plus compacts que les transformateurs secs de même puissance, ainsi que par rapport aux isolants solides, les liquides jouent un double rôle d'isolation et de refroidissement.
- Les liquides permettent d'obtenir des performances diélectriques équivalentes aux solides avec un coût meilleur.
- Pour des niveaux de tensions élevés, l'utilisation d'isolants solides seuls présente un risque énorme aux décharges partielles.
- Les analyses d'huile permettent de diagnostiquer l'état du transformateur à moindre coût.
- Les transformateurs immergés sont moins bruyants que les secs et provoquent ainsi moins de nuisance sonore [22].

I.3.2 Fonction diélectrique

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

- Le diélectrique liquide seul, lorsqu'il s'agit d'une isolation entre deux pièces métalliques nues (plots de commutateurs par exemple).
- Une couche solide (papier ou carton) imprégnée de diélectrique liquide, lorsqu'il s'agit par exemple d'une isolation entre deux conducteurs voisins d'un même enroulement.
- Une isolation mixte qui est une combinaison de films de diélectrique liquide et de barrières d'isolants solides lorsqu'il s'agit d'une isolation entre deux enroulements concentriques de tensions différentes.

Les principales propriétés qui permettent de juger de l'aptitude d'une huile à remplir sa fonction de diélectrique sont la rigidité diélectrique, le facteur de dissipation ou facteur de pertes diélectriques ($\tan\delta$), la permittivité relative (ϵ_r) et la résistivité (ρ). Ces caractéristiques qui dépendent de la température et de la fréquence pour une tension donnée, sont essentielles pour le dimensionnement du transformateur.

I.3.3 Fonction transfert de chaleur

Malgré son rendement très élevé, et comme toute conversion d'énergie, le transformateur est accompagné d'une perte d'énergie qui se dissipe sous forme de chaleur nécessitant ainsi le refroidissement de l'appareil. Les températures de chacun des éléments s'élèvent jusqu'à établissement d'un équilibre entre les vitesses de production et d'évacuation de la chaleur.

La chaleur à évacuer est véhiculée par circulation naturelle ou forcée de l'huile vers les radiateurs extérieurs (Figure I.2). Cette circulation importante est bien régulée. Elle

est assurée par un dispositif de refroidissement bien dimensionné qui permet d'éviter la formation de points chauds.

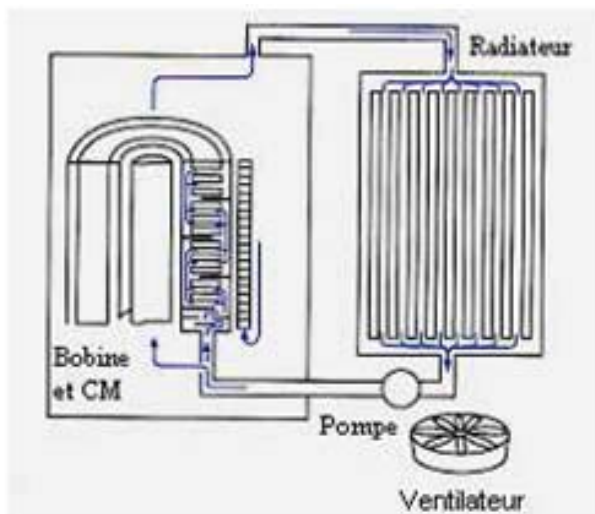


FIGURE I.2 – Evacuation de la chaleur dans un transformateur [21]

L'évacuation de la chaleur se fait par convection et par conduction thermique [23]. Les principales caractéristiques qui permettent de juger de l'aptitude d'une huile à évacuer la chaleur sont : la viscosité, la conductivité thermique et la chaleur spécifique.

I.3.4 Autres fonctions

En raison de leur pouvoir lubrifiant pour les matériels renfermant des pièces en mouvement (sélecteurs de prise, pompes immergées), les huiles peuvent être utilisées pour leur pouvoir extincteur d'arc électrique (dans les chambres de coupure des commutateurs en charge et de certains disjoncteurs). En plus, et dans le cas des transformateurs de distribution proches de la population, elles sont utilisées pour améliorer la résistance au feu. Enfin, les huiles jouent le rôle primordial d'isolant du matériel solide en ralentissant l'oxydation directe de l'isolation cellulosique.

I.4 PRESENTATION DES DIFFERENTS LIQUIDES POUR TRANSFORMATEURS

I.4.1 Catégories des liquides isolants

Les liquides isolants sont classés en trois types selon leur ordre d'apparition chronologique dans les applications électrotechniques (Tableau I.1) : (i) les végétales qui sont des produits naturels, (ii) les huiles minérales à base de produits pétroliers raffinés et (iii) les liquides de synthèse. Les huiles végétales furent les premières utilisées, ensuite les minérales ont été développées, puis la fabrication des liquides de synthèse pour palier aux lacunes des huiles minérales dans certaines applications.

Classe	Catégorie	Type
i	Huiles végétales	Huile de ricin
ii	Huiles minérales	Naphténiques
		Paraffiniques
		A masse moléculaire élevée
iii	Hydrocarbures de synthèse linéaires insaturés	Polybuthènes
	Hydrocarbures aromatiques de synthèse	Alkylbenzènes
		Alkylnaphtalènes
		Alkylbiphényles
	Hydrocarbures linéaires chlorés	Perchloroéthylène
	Hydrocarbures aromatiques chlorés	Trichlorobenzènes
		Polychlorobiphényles (PCB)
		Polychlorophénylalcane
	Hydrocarbures linéaires chlorofluorés	Triclorotrifluoroéthane
	Hydrocarbures aromatiques éthyléniques	Alkyldiaryléthylène
	Esters organiques	Néocaprato de benzyle
		Diocylphtalate
		Esters phosphates
		Esters du pentaérythrol
	Ether-oxydes	Ditolyléther
Silicones liquides	Polydiméthylsiloxanes (PDMS)	
	Polyméthylphénylsiloxanes	

TABLE I.1 – Différentes catégories des liquides isolants [24]

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

On peut voir dans le tableau I.2 que les trois types des liquides isolants se distinguent par leur application dans les transformateurs :

- **Les huiles minérales** : Ce sont les liquides isolants les plus utilisés dans les équipements électriques. Elles présentent de bonnes propriétés diélectriques et de transfert de chaleur, une bonne compatibilité avec les isolants cellulose et un faible coût. C'est pour cette raison technico-économique que les huiles minérales sont les plus communément utilisées dans les transformateurs de puissance qui contiennent de grandes quantités d'huile allant de 40000 à 80000 litres [16].

- **Les huiles de synthèse** : Elles sont utilisées chaque fois que des propriétés particulières sont recherchées. C'est notamment le cas lorsqu'il s'agit d'améliorer la résistance au feu des transformateurs de distribution et de traction se trouvant à proximité de la population. Ces liquides de synthèse sont obtenus à partir des différents procédés de la pétrochimie. Il en existe trois principaux types destinés aux transformateurs :

Equipement	Transformateurs de puissance et réacteurs	Transformateurs de distribution	Transformateurs de traction	Diviseurs capacitifs	Transformateurs spéciaux	Traversées	Changeurs de prise	Répartiteurs	Disjoncteurs	Condensateurs	Câbles
Huiles minérales	X	X	X	X	X	X	X	X	X	O	X
Polychlorobiphényles		O				O	O			O	
Autres hydrocarbures halogénés		X									
Huiles silicones		X	X				X		X		
Tétraesters de pentaérythritol		X	X				X				
Alkylbenzènes				X		X				X	X
Hydrocarbures aromatiques (M/DBT, PXE ...) (2)				X						X	
Huiles végétales (huile de ricin, soja ...)										X	
Phtalates (DOP, DNP) (2)										X	
Polybuthènes											X
(1) X : le liquide toujours utilisé pour cette application O : le liquide n'est pas utilisé pour cette application mais il existe encore des appareils contenant ce liquide (2) M/DBT mono/dibenzyltoluène ; PXE phénylxylyléthane ; DOP dioctylphtalate ; DNP dinolphtalate											

TABLE I.2 – Utilisation des liquides isolants dans l'équipement électrique [20]

* Les huiles esters de pentaérythritol nommées encore esters synthétiques ou esters organiques par opposition aux esters naturels ou huiles végétales,

* Les huiles silicones,

* Les hydrocarbures chlorés ou halogénés tel que les PCB.

- **Les huiles végétales** : Elles sont principalement utilisées dans les condensateurs, mais et pour des raisons de protection de l'environnement, elles ont fait l'objet de nombreuses recherches [25-28] pour être développées dans les applications pour transformateurs.

I.4.2 Les huiles minérales

I.4.2.1 Composition et mise en oeuvre des huiles minérales

a Composition : Les huiles minérales sont obtenues par le raffinage des bruts pétroliers et sont constituées d'atomes de carbone et d'hydrogène. C'est le carbone qui donne les différentes structures de l'huile (Figure I.3) :

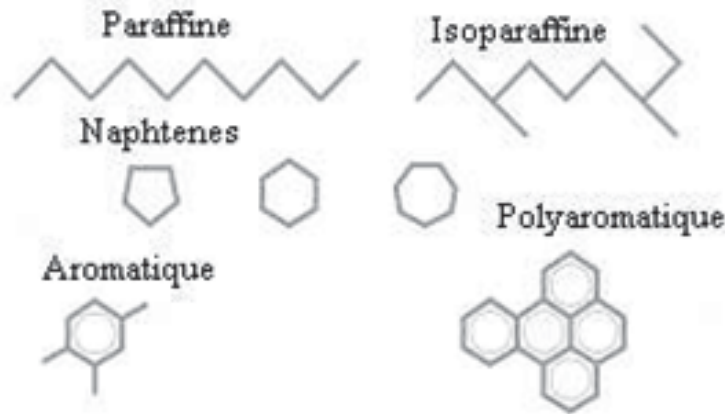


FIGURE I.3 – Structure des hydrocarbures de base dans une huile minérale [20]

- **Structure paraffinique (C_P)** : la formule générale de ce groupe est C_nH_{2n+2} et les molécules sont aussi connues sous le nom d'hydrocarbures saturés en chaîne droite ou alcanes, et qui peuvent être linéaires (n-alcanes) ou ramifiés (iso-alcanes). Les n-alcanes sont connus sous le nom de paraffine ou cires, et ont de mauvaises propriétés d'écoulement aux basses températures.

- **Structure naphténiqne (C_N)** : la formule de ce groupe est C_nH_{2n} et les molécules sont également connues sous le nom d'hydrocarbures saturés cycliques ou cycloalcanes en chaînes carbonées fermées. Les cycloalcanes présentent de meilleures propriétés aux basses températures et un meilleur pouvoir solvant que les n-alcanes.

- **Structure aromatique (C_A)** : la formule générale de ce groupe qui est totalement différent des deux précédents est C_nH_{2n-6} et les molécules sont des composés cycliques et sont aussi appelées hydrocarbures insaturés. Ces molécules peuvent être mono-aromatiques ou poly-aromatiques (dont certaines sont considérées cancérigènes). Elles jouent un rôle très important dans les propriétés de l'huile en leur permettant d'avoir une bonne tenue à l'oxydation (production de phénols qui détruisent les radicaux), et permettent aussi à l'huile d'avoir de bonnes propriétés de gassing (forte capacité d'absorption des gaz).

On peut distinguer deux types d'huile minérale selon le brut d'origine et le pourcentage de carbone dans chaque structure : les huiles naphténiqnes et les huiles paraffiniques. Une mesure par infrarouge permet de définir le type de l'huile par rapport au pourcentage [21] :

- $C_P < 50\%$ donne une huile naphthénique
- $C_P \approx 50 - 56\%$ donne une huile intermédiaire
- $C_P \geq 56\%$ donne une huile paraffinique.

Les huiles minérales contiennent également un faible pourcentage de molécules d'hydrocarbures qui comprennent dans leur structure d'autres éléments comme l'azote, le soufre et l'oxygène. Ces éléments appelés hétéroatomes sont liés aux structures aromatiques dont on peut trouver par exemple de la pyridine (C_5H_5N) ou du phénol (C_6H_5OH) [21].

b Mise en oeuvre : Les huiles minérales sont obtenues suivant un procédé qui inclut habituellement une distillation suivie d'une opération de déparaffinage, d'une extraction par solvant des molécules indésirables et d'une hydrogénation catalytique [20].

- **La distillation :** le brut est séparé en distillats ayant des intervalles d'ébullition différents, adaptés à l'application électrique. C'est un fractionnement réalisé à une température maximale d'environ 350°C , au dessus de cette température, une décomposition thermique de l'huile commence à se produire.

- **Le déparaffinage :** les bruts naphthéniques n'exigent pas de déparaffinage pour la raison qu'ils ne contiennent pas pratiquement des n-alcanes contrairement aux bruts paraffiniques où le déparaffinage est nécessaire pour obtenir des propriétés à basses températures acceptables. Le processus consiste à mélanger l'huile avec un solvant puis à refroidir l'ensemble. Les n-alcanes cristallisent alors en de longues aiguilles et la paraffine est retirée par filtration. Après filtration, le solvant est éliminé de l'huile par distillation.

- **L'extraction :** ce procédé permet d'éliminer les molécules indésirables des distillats, afin d'améliorer la stabilité à l'oxydation et le gassing. Ces constituants indésirables incluent les hydrocarbures insaturés, les composés azotés et soufrés.

- **L'hydrogénation :** comme l'extraction ne permet pas d'enlever tous les composés indésirables, ce procédé est réalisé pour compléter l'extraction du solvant. Les distillats subissent un traitement catalytique à l'hydrogène, à pression et température élevée (30 à 100 bars, 200 à 300°C) [29] qui transforment les hydrocarbures aromatiques en hydrocarbures saturés (pour réduire notamment le taux d'hydrocarbures poly-aromatiques cancérigènes (HPA)), et les organosoufrés et azotés en espèces chimiques neutres. Cependant, la forte diminution du taux d'aromatique se traduit par une dégradation de la tenue à l'oxydation et au gassing.

I.4.2.2 Caractéristiques

Les spécifications des huiles minérales à usage électriques sont définies dans la publication CEI 60296 [30] (Tableau I.3). Il existe également un guide de maintenance des huiles minérales utilisées dans les appareils électriques (CEI 60422 [31]).

Spécification CEI	CEI 60296		
Application	Transformateurs et appareillage de connexion		
	Classe I	Classe II	Classe III
Masse volumique à 20°C.....(kg/dm^3)	$\leq 0,895$		
Viscosité cinématique à 40°C...(mm^2/s)	$\leq 16,5$	$\leq 11,0$	$\leq 3,5$
Viscosité cinématique à -15°C.(mm^2/s)	< 800	< 1800	< 150
Viscosité cinématique à -30°C.(mm^2/s)			
Viscosité cinématique à -40°C.(mm^2/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)	$\leq 0,40$		
- Dépôt en masse(%)	$\leq 0,10$		
Tension de claquage à 50 Hz(kV)			
- huile non traitée	≥ 30		
- huile traitée	≥ 50		
$\tan\delta$ à 90°C, 40/60 Hz	$\leq 0,005$		
Gassing-absorption(mm^3/min)			

TABLE I.3 – Classes et spécifications des huiles minérales selon la norme CEI 60296 [30]

Les huiles de transformateur de classe II sont les plus répandues, notamment en Europe et en Algérie. Les huiles de classe I sont en général de base paraffinique et sont utilisées dans les pays où la température ne descend jamais très bas. Les huiles de classe III sont peu répandues.

Les huiles minérales sont les liquides isolants les plus utilisés dans les transformateurs de puissance, et ce pour leurs bonnes propriétés, leur disponibilité et leur prix très économique. Du fait que leurs performances atteignent des niveaux satisfaisants, les constructeurs d'appareillage électrique cherchent à obtenir des huiles ayant :

- Une meilleure stabilité à l'oxydation pour prolonger la vie des transformateurs et notamment celle des isolants cellulosesiques ;

- Une meilleure tenue diélectrique pour réduire la taille des transformateurs et augmenter les coefficients de sécurité.

La viscosité des huiles minérales et particulièrement des huiles minérales naphthéniques est faible par rapport aux autres huiles isolantes pour transformateurs. Cet avantage permet une bonne évacuation de la chaleur et un démarrage à froid correct, ainsi qu'une bonne imprégnation des isolants cellulosesiques.

L'inflammabilité des huiles minérales présente un inconvénient majeur. Leur point éclair est relativement bas (entre 140 et 150°C), ce qui pose un grand problème pour les transformateurs de traction et de distribution installés près de la population. Pour les gros transformateurs de puissance qui sont en général installés loin de la population, le

problème est moins important. Cependant, il reste toujours grave du fait que ces derniers peuvent provoquer d'importants dégâts aux installations qu'ils alimentent (centrales nucléaires, industries).

Certaines molécules poly-aromatiques contenues dans les huiles minérales sont classées comme cancérigènes, ce qui cause un problème en rapport avec la toxicité. Du point de vue écotoxicité, les huiles minérales peuvent être néfastes à l'environnement lorsqu'il y a des fuites au niveau du transformateur, du fait qu'elles sont accumulables (bioaccumulation, contamination de la chaîne alimentaire).

I.4.3 Les huiles esters ou ester du pentaérythritol

Les huiles esters ou les ester du pentaérythritol sont connus aussi sous le nom d'esters organiques par opposition aux esters naturels. Elles ont été développées suite au bannissement des PCB pour l'imprégnation des transformateurs résistants au feu. Ces esters sont obtenus à partir d'un tétra-alcool (le pentaérythritol) et d'un mélange d'acides monocarboxyliques contenant 7 à 9 carbones (Figure I.4). L'estérification est conduite à une centaine de degré Celsius et est suivie d'opérations de neutralisation, de distillation et d'un traitement sur terre activée.

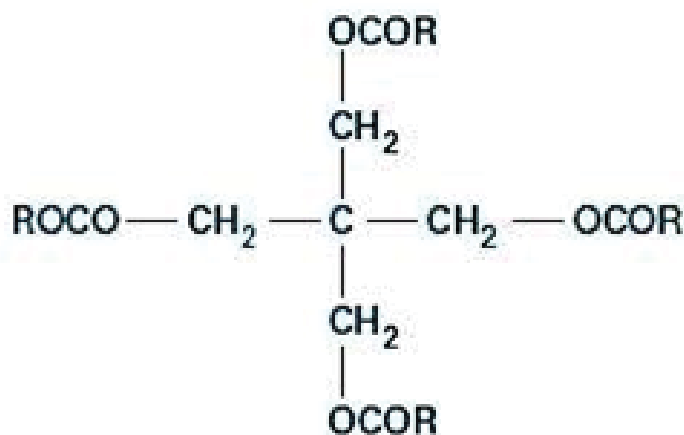


FIGURE I.4 – Structure de l'ester du pentaérythritol ou tétra-ester [16]

I.4.3.1 Caractéristiques

Les spécifications des huiles esters organiques à usage électrique sont définies dans la publication CEI 61099 [32] (Tableau I.4). Il existe également un guide de maintenance des esters pour transformateurs (CEI 61203 [33]).

Un avantage très important pour ce type d'huile est la haute concentration d'eau qu'elle peut contenir comparé aux autres huiles isolantes. Elles peuvent contenir jusqu'à 2000 ppm d'eau à 20°C contre 55 ppm pour les huiles minérales [34]. De ce fait, l'humidité devient un facteur moins limitant pour les propriétés diélectriques.

Caractéristiques	Tétraesters (Feuille 1)
Densité à 20°C.....(kg/dm^3)	$\leq 1,000$
Viscosité cinématique à 40°C.....(mm^2/s)	≤ 35
Viscosité cinématique à -20°C.....(mm^2/s)	≤ 3000
Point d'éclair en coupe fermée (°C)	≥ 250
Point de feu..... (°C)	≥ 300
Point d'écoulement..... (°C)	≤ -45
Teneur en eau.....(mg/kg)	≤ 200
Indice de neutralisation.....($mg\ KOH/g$)	$\leq 0,03$
Permittivité à 90°C et 50 Hz	-
Tension de claquage à 50 Hz..... (kV)	≥ 45
Résistivité volumique à 90°C.....($T\Omega.m$)	$\geq 0,002$
$\tan\delta$ à 90°C et 50 Hz	$\leq 0,03$
Gassing-absorption.....(mm^3/min)	-

TABLE I.4 – Spécifications des huiles esters organiques selon la norme CEI 61099 [32]

De nombreuses études réalisées par les chercheurs sur les esters pentaérythritol, et notamment sur l'huile Midel 7131 [34, 35-39] ont montré sa grande capacité à absorber l'eau (haute solubilité de l'eau).

L'huile Midel 7131 permet de garder de bonnes propriétés de claquage malgré une teneur en eau importante [37], et de réduire la dégradation du papier au niveau de l'isolation électrique [38].

Les huiles esters permettent aussi de réduire la dégradation du papier au niveau mécanique. Ceci est lié au fait que les huiles de grande solubilité telles que les esters, absorbent l'humidité du papier en réduisant ainsi son altération [40].

Ces huiles présentent aussi une haute résistance au feu avec un point de feu supérieur à 300°C, ainsi qu'une bonne biodégradabilité comparée à l'huile minérale ou à l'huile silicone [40].

Ses points faibles se situent au niveau de la viscosité qui est peu élevée et qui devient très importante aux basses températures, ce qui donne des effets néfastes lorsque l'huile ester est en mélange avec l'huile minérale [38].

L'autre point faible concerne leur stabilité au gassing. En effet une étude faite par K. Dumke et al. [41] a mis en évidence leur mauvaise stabilité avec une forte production de gaz en comparaison avec d'autres types d'huile.

I.4.3.2 Utilisation

L'utilisation des tétra-esters pour le remplissage des transformateurs étant récente (environ au début des années 90) [16]. Leur résistance au feu et leur point de feu élevé ($> 300^\circ\text{C}$) par rapport aux huiles minérales constitue la caractéristique essentielle de ce produit, c'est ainsi qu'on les retrouve dans l'appareillage proche de la population, dans les immeubles, les tunnels, et plus spécialement dans les transformateurs de distribution.

Du point de vue économique, les tétra-esters ont un coût assez élevé (environ quatre fois plus cher que les huiles minérales), c'est pour cette raison qu'ils ne se sont pas développés dans les transformateurs de puissance.

Parmi les esters synthétiques destinés aux transformateurs que l'on peut trouver sur le marché la Midel 7131 fabriquée par M et I materials, ou bien Envirotemp 200 fabriqué par Cooper Power Systems.

I.4.4 Les huiles silicones ou PDMS

Les huiles silicones, comme les esters organiques, ont été proposées comme liquides de remplacement des PCB dans les transformateurs. Le produit le plus communément employé est le polydiméthylsiloxane ou PDMS qui est obtenu à partir du diméthylchlorosilane, qui s'hydrolyse en silanol, composé instable donnant par polycondensation les enchaînements : O-Si-O-Si-O-... [16]

La réaction de polymérisation est suivie d'une filtration et d'un passage dans une colonne de dévolatilisation sous vide et d'une finition. La formule générale est représentée sur la figure I.5.

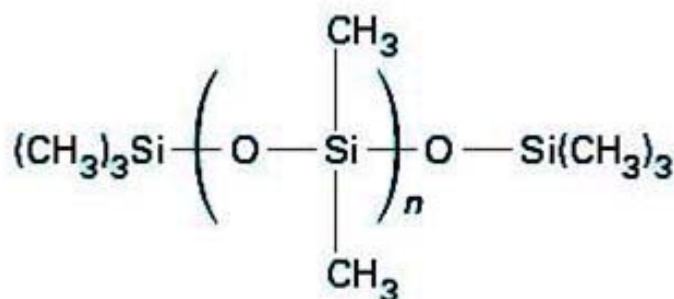


FIGURE I.5 – Structure des huiles silicones ou PDMS [16]

I.4.4.1 Caractéristiques

Les spécifications des huiles silicones à usage électrique sont définies dans la norme CEI 60836 (Tableau I.5) [42]. Il existe également un guide de maintenance (CEI 60944 [43]).

Les huiles silicones sont capables de conserver leurs propriétés d'isolation durant des périodes prolongées à haute température contrairement aux huiles minérales, de part de leur très faible volatilité, leur stabilité et leur résistance à l'oxydation [44]. Leur oxydation est négligeable pour des températures inférieures à 150°C en présence d'air. Le facteur de dissipation des huiles silicones reste relativement stable au cours des essais de vieillissement [45-46].

Le PDMS est caractérisé par une faible viscosité aux basses températures, un indice de viscosité élevé (faible variation de viscosité avec la température), et une bonne résistance au feu (haut point de feu).

Les tétra-esters, les huiles silicones et les huiles minérales ont été comparés du point de vue de leur aptitude à produire des gaz sous l'effet des claquages ou des décharges partielles [41]. Il apparaît que les tétra-esters produisent plus de gaz que les autres huiles, alors que les huiles silicones en produisent le moins.

Caractéristiques	Huile silicone
Densité à 20°C.....(kg/dm^3)	0,955 à 0,970
Viscosité cinématique à 40°C.....(mm^2/s)	40 ± 4
Point d'éclair en coupe fermée (°C)	≥ 240
Point de feu..... (°C)	≥ 330
Point d'écoulement..... (°C)	≤ -50
Teneur en eau.....(mg/kg)	≤ 50
Indice de neutralisation.....(mg KOH/g)	$\leq 0,02$
Permittivité à 90°C et 50 Hz	$2,55 \pm 0,05$
Tension de claquage à 50 Hz..... (kV)	≥ 40
Résistivité volumique à 90°C.....($T\Omega.m$)	$\geq 0,1$
$\tan\delta$ à 90°C et 50 Hz	$\leq 0,001$

TABLE I.5 – Spécifications des huiles silicones ou PDMS selon la norme CEI 60836 [42]

En revanche, ces huiles présentent deux inconvénients :

- Une viscosité élevée aux températures positives en comparaison aux autres types d'huile, et plus particulièrement aux températures de fonctionnement d'un transformateur (90°C) [47].
- Elles sont très difficilement biodégradables de part leur très grande stabilité à l'oxydation [48].

I.4.4.2 Utilisation

L'utilisation des PDMS pour le remplissage des transformateurs est moins répandu que celle des esters organiques, à cause de leur coût très élevé (huit fois plus cher que l'huile minérale), et de la difficulté à les faire éliminer après usage du fait qu'elles ne sont pas du tout biodégradables. Elles sont employées dans les transformateurs de distribution, et plus particulièrement dans les transformateurs de traction (embarqués dans les trains), car elles ont une bonne stabilité thermique en supportant des températures de 125 à 150°C [16].

Les huiles silicones les plus connues sont la Rhodorsil 604V50 fabriquée par la société Rhodia ou encore la 561 de Dow Corning.

I.4.5 Les hydrocarbures halogénés ou PCB

A partir de 1930, des produits chlorés (halogénés) ont remplacé les huiles minérales pour le remplissage des transformateurs. Ces produits présentent l'avantage de ne pas donner de gaz inflammables ou explosifs sous l'effet de la température, des décharges partielles ou lors d'un claquage électrique. Le principe revient alors à remplacer une partie des atomes d'hydrogène de la molécule par des atomes de chlore, qui sous ionisation ou arc électrique ; forment des molécules HCl au lieu de l'hydrogène gazeux (Figure I.6).

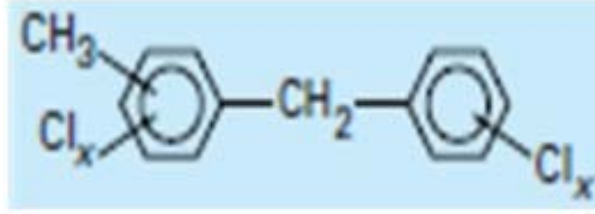


FIGURE I.6 – Structure générale des PCB [16]

Les polychlorobiphényles (PCB), encore connus sous le nom d'askarels (en grec : résistant au feu), ont été les plus largement utilisés jusqu'à ce que leur usage soit limité puis interdit en 1985 à cause de leur persistance dans l'environnement et de leur toxicité (notamment dégagement de dioxines quand ils brûlent). Dans l'union européenne, les derniers appareils contenant des traces de PCB ont été détruits avant 2010. En Algérie, leur utilisation a été interdite par circulaire interministérielle du 04/12/1985 suivi du décret n° 87-182 du 18/08/1987 relatif aux PCB.

I.4.5.1 Caractéristiques

Les spécifications des PCB sont données dans la norme CEI 60588-3 [49], alors que les essais de compatibilité avec les matériaux solides sont décrits dans les normes CEI 60588-5 [50] et CEI 60588-6 [51].

La masse volumique des PCB varie énormément avec la teneur en chlore et peut aller de 1200 kg/m^3 (dichlorés) à 1600 kg/m^3 (hexachlorés). Les PCB libèrent de l'acide chlorhydrique qui peut attaquer la cellulose sous l'effet des décharges partielles et des arcs électriques. Ils doivent alors contenir des additifs fixateurs d'acides. La rigidité diélectrique des PCB à fréquence industrielle ou aux chocs de foudre, est inférieure à celle des huiles minérales [52].

I.4.5.2 Re-remplissage (retro-filling)

Compte tenu des coûts des transformateurs et pour palier à l'interdiction des PCB, ces derniers ont été remplacés par des liquides biodégradables, à faible risque d'inflammabilité et non toxiques, mais cette opération de re-remplissage pose certain nombre de problèmes [53] :

- L'efficacité du re-remplissage ne permet pas d'atteindre en une fois la valeur limite de 50ppm de PCB résiduel qui reste dans la cellulose ;
- Les liquides de remplacement ne présentent pas le même classement vis-à-vis du feu, et l'appareil doit être déclassé ;
- Les liquides de remplacement ont des qualités électriques inférieures et l'appareil ne peut pas fournir la même puissance.

I.4.6 Les huiles végétales ou esters naturels

Les huiles végétales ont fait partie des premiers liquides utilisés dans les appareils électriques. Elles sont essentiellement constituées de triglycérides qui sont en fait des triesters

(Figure I.7). Ces huiles sont connues sous le nom d'ester naturel ou végétal (par opposition aux esters synthétiques ou organiques), car elles sont synthétisées naturellement par tout organisme vivant et peuvent provenir des différentes semences telles que le ricin, le colza, le tournesol, etc.

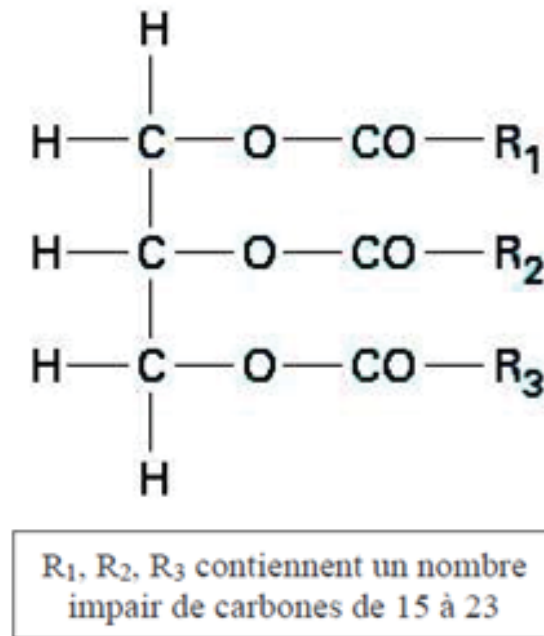
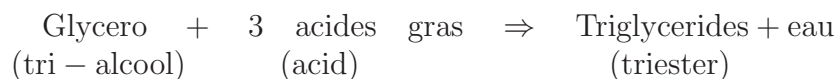


FIGURE I.7 – Structure chimique d'une huile végétale ou triester (triglycérides) [16]

Les huiles végétales sont obtenues par estérification d'un tri-alcool simple, le glycérol, avec trois acides gras. Ces acides sont mono-carboxyliques (de formule R-COO-H), à chaîne linéaire non branchée comprenant un nombre pair d'atomes de carbones (entre 8 et 24). Ils peuvent être saturés (sans double liaison) ou insaturés et parfois hydroxylés. La réaction d'estérification d'une huile végétale est la suivante :



Les triglycerides sont obtenus par trituration (broyage et pression) des graines (soja, maïs, colza, tournesol, ricin, etc.).

I.4.6.1 Caractéristiques

Il n'existe pas de spécifications définies par la CEI à ce jour pour les huiles végétales. Il est donc difficile de pouvoir utiliser ce type d'huile au niveau des transformateurs.

Un des grands atouts de ces huiles est leur excellente biodégradabilité qui malheureusement en contre partie leur confère une grande sensibilité à l'oxydation [26-28]. De ce fait leur usage est limité aux appareillages électriques scellés (qui ne sont pas respirants,

c'est-à-dire sans contact avec l'atmosphère), où cette stabilité est compensée avec des antioxydants dont les propriétés environnementales sont mauvaises

Ces huiles sont peu inflammables et elles ont une grande solubilité de l'eau (comme les esters organiques) en les comparant aux huiles minérales.

Par contre, ce type d'huile présente une viscosité plus élevée que les huiles minérales et notamment un point d'écoulement assez haut (aux alentours de 20°C) [26]. Ceci limite le transfert de chaleur et restreint leur usage dans les pays où le climat n'est pas trop froid.

Enfin, les huiles végétales neuves ont des propriétés électriques voisines de celles des huiles minérales, bien que leur résistivité soit moins élevée [26].

I.4.6.2 Utilisation

Comme indiqué sur le tableau I.2, ce type d'huile n'est pas vraiment utilisé dans les transformateurs. Cependant, de nombreuses études ont été faites afin de remplacer les huiles minérales par des huiles végétales pour l'imprégnation des transformateurs [25-28]. On peut ainsi trouver l'huile Biotemp commercialisée par ABB ou encore Envirotemp FR3 commercialisée par la société Cooper Power Systems.

I.5 LES PROPRIETES DES HUILES ISOLANTES

Toutes les huiles isolantes et dans le but d'assurer l'isolation électrique et le transfert de chaleur, doivent toujours répondre à plusieurs critères électriques et physiques.

I.5.1 Propriétés électriques

Les propriétés électriques des liquides dépendent de leur formulation (composition et constitution moléculaire, etc.) et de leurs conditions d'utilisation ou conditionnement. Il faut donc éliminer toute impureté qui ne constitue pas le liquide lui-même ; résidus de synthèse, particule, gaz, molécule d'eau. Cette élimination est faite par des opérations de traitement qui comprennent des phases de déshydratation et de dégazage sous vide et en température, ainsi que des filtrations de l'ordre du μm .

La permittivité ε , la résistivité ρ , le facteur de pertes diélectriques $\tan\delta$ et la rigidité diélectrique E_C sont les caractéristiques électriques principales. Outre la structure du liquide et le conditionnement, ces propriétés dépendent de la tension appliquée, de la fréquence et de la température. Dans l'industrie, ces mesures sont souvent rapportées à la température moyenne de fonctionnement d'un transformateur, soit 90°C.

D'autres caractéristiques, directement liées aux propriétés électriques, telles que le gassing et la tendance à l'électrisation statique, viennent s'y ajouter.

I.5.1.1 Le traitement

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

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

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

Une huile neuve contient aussi 0,0001% à 0,001% de particules de taille supérieure à $5\mu m$ [54], ce qui représente 105 à 106 particules pour 100ml d'huile (les mesures normalisées sont toujours ramenées à 100ml). Récemment, la technologie permet de compter des particules de taille inférieure à $2\mu m$. Le tableau I.6 donne un exemple de comptage de particules dans une huile minérale avant et après traitement.

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

TABLE I.6 – Distribution en taille et en nombre des particules dans une huile minérale [16]

I.5.1.2 Permittivité, résistivité et facteur de dissipation ($\tan\delta$)

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

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

où

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

ε_0 est la permittivité du vide ($\varepsilon_0 = 1/36 \cdot \pi \cdot 10^9 = 8,85 pF/m$),

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

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

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

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

La permittivité décroît avec l'augmentation de la température et de la fréquence. Le milieu dont la permittivité est la plus faible peut supporter une contrainte électrique assez élevée [16].

b Résistivité / Conductivité : Un isolant électrique doit conduire le moins possible le courant électrique lorsqu'une tension lui est appliquée. Sa résistivité ρ doit être la plus forte possible inversement sa conductivité σ qui doit être la plus faible possible ($\rho = 1/\sigma$).

La conductivité d'un liquide isolant est due à la présence de charges libres qui se déplacent sous l'effet d'un champ électrique provoquant ainsi un courant de conduction [55].

La résistivité est une propriété fortement dépendante du conditionnement, elle est influencée par la présence d'impuretés (poussières, particules, gaz, humidité), même si la quantité de ces impuretés est aussi faible (quelques ppm).

Plus la température est élevée, plus la viscosité du liquide est faible, plus la dissociation des impuretés dissociables en ions est forte, et plus la mobilité des ions est grande [56], et par conséquent plus la conductivité est élevée. La résistivité d'un liquide diminue donc lorsque la température augmente [16]. C'est pour cette raison que la plupart des spécifications des produits indiquent une valeur de résistivité à 90°C (température moyenne de fonctionnement d'un transformateur).

L'ordre de grandeur de la résistivité pour les liquides diélectriques utilisés dans l'industrie varie de 10^{11} à $10^{17}\Omega.m$ [16].

c Facteur de dissipation : Le facteur de dissipation ou facteur de pertes diélectriques ($\tan\delta$), qui est une valeur adimensionnelle, est directement lié à la résistivité et à la permittivité. La représentation de ces pertes par un schéma équivalent (condensateur C et résistance en parallèle R) permet d'écrire [57] :

$$\tan\delta = 1/R.C \quad (\text{I.3})$$

Pour un isolant parfait ($\sigma = 0$), la différence de phase φ entre la tension appliquée et le courant qui en résulte est : $\varphi = \pi/2$. Le facteur de dissipation se définit comme la tangente de l'angle de perte, c'est-à-dire l'angle pour laquelle la différence de phase entre la tension appliquée et le courant qui en résulte dévie de $\pi/2$ lorsque le diélectrique du condensateur se compose exclusivement du liquide isolant, considéré comme parfait. Dans le cas réel, $\varphi + \delta = \pi/2$, où δ est appelée angle de pertes. Plus δ est grande, plus les pertes diélectriques seront élevées (Figure I.8).

Le facteur de perte $\tan\delta$ est une fonction croissante avec la température à cause de l'accroissement de la mobilité des charges dans le liquide résultant de la diminution de la viscosité η [56]. Les mesures sont souvent réalisées à 90°C.

Le facteur de dissipation est très sensible aux impuretés comme la résistivité ; il signale la qualité électrique de l'isolant. Une bonne corrélation est remarquée entre l'évolution de $\tan\delta$ et certains paramètres, tels que l'acidité et les dépôts, ainsi qu'avec l'oxydation de l'huile [57-60]. C'est pourquoi, dans l'industrie, $\tan\delta$ est pris comme critère de vieillissement. En effet, une valeur élevée de $\tan\delta$ pour le cas d'une huile neuve dans un appareil récemment construit, indique sa contamination par les matériaux de construction (résines, vernis, colles, flux de soudure, etc.) et non pas une dégradation par vieillissement.

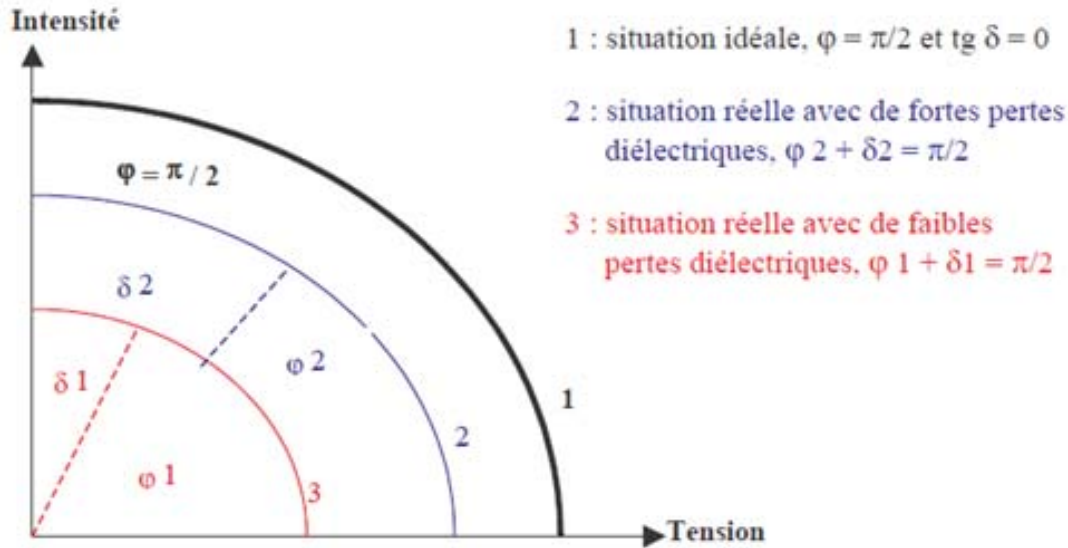


FIGURE I.8 – Représentation schématique de l'angle de pertes

Dans les meilleurs cas, $\tan \delta$ d'une huile neuve traitée est de l'ordre de 2 à $5 \cdot 10^{-4}$ à 90°C et peut atteindre en service des valeurs très élevées et supérieures à 1 , liées notamment à l'oxydation [16].

I.5.1.3 Rigidité diélectrique et tension de claquage

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

$$E_C = U_C / e \quad (\text{I.4})$$

où

E_C est la rigidité diélectrique kV/mm,

U_C est la tension de claquage en kV,

e est la distance entre les deux électrodes en mm.

Dans l'industrie et pour définir la tenue diélectrique d'un matériau, on parle de la tension de claquage qui désigne l'apparition soudaine d'un arc électrique traversant l'isolation. Les solides ont une tension de claquage supérieure à celle des liquides, et les liquides ont une tension de claquage supérieure à celle des gaz. D'où le liquide est considéré comme étant la partie faible des isolations imprégnées, tout en évitant la présence des gaz. A titre d'exemple, la tension de claquage à 50Hz , à pression atmosphérique, entre des électrodes de diamètre $12,5\text{mm}$ et écartés de $2,5\text{mm}$, est d'environ 6kV pour l'air, elle est de 50 à 100kV pour les huiles diélectriques et supérieure à 200kV pour les solides [20].

Dans un liquide, le claquage est le résultat de l'initiation, puis la propagation d'un streamer (canal gazeux ionisé provoquant une décharge lumineuse) d'une électrode à l'autre [61-63]. Le déclenchement de ce phénomène, outre les propriétés intrinsèques du

liquide, dépend des conditions de mesure [63] telles que la nature, l'état de surface et la géométrie des électrodes (rayon, écartement), le temps d'application et la forme de la tension (fréquence), la température et la pression, mais aussi de la présence d'impuretés telles que l'eau, les particules solides ou les bulles gazeuses (c'est d'ailleurs pourquoi les huiles subissent toujours un traitement avant leur utilisation). Quand on mesure un grand nombre de fois la tension de claquage d'une huile, la valeur varie d'un essai à l'autre. Cette dispersion due principalement aux impuretés amène à utiliser les transformateurs à des contraintes électriques toujours très inférieures à la rigidité de l'isolant, pour avoir un coefficient de sécurité élevé.

a Géométrie des électrodes : Plusieurs cellules ont été élaborées pour des études fondamentales réalisées sous tension alternative à 50Hz, présentant plusieurs similarités de conception et de mise en oeuvre. Au début, des réalisations simples sont faites pour des mesures de tension de claquage ; la distance entre les électrodes est fixe (quelques millimètres à quelques centimètres), les essais se font à température ambiante et sous pression atmosphérique, et les profils d'électrodes et leur écartement sont fixés par les normes (Figure I.9). Ces configurations d'électrodes créent un champ uniforme et quasi-uniforme.

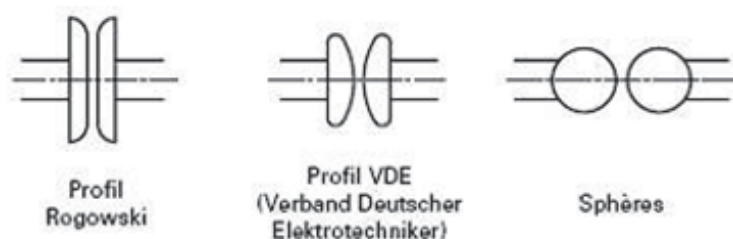


FIGURE I.9 – Configurations d'électrodes utilisées pour l'étude du claquage en champs uniforme et quasi-uniforme [61]

D'autres réalisations plus complexes permettent la mesure simultanée de diverses grandeurs (courant, émission lumineuse) et de faire varier plusieurs paramètres (distance entre électrodes, pression appliquée au liquide, température, rayon de courbure des électrodes) (Figure I.10).

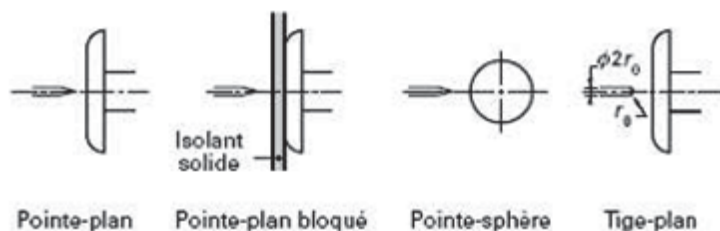


FIGURE I.10 – Configurations d'électrodes utilisées pour l'étude du claquage en champs divergent ou très divergent [61]

Les résultats obtenus suite à une étude réalisée par R. Musil et al, et qui sont présentés sur le tableau I.7, montre que la tension de claquage est très influencée par la géométrie des électrodes [64].

Géométrie des électrodes	Profil VDE	Sphériques	Profil Rogowsky
	(rayon = 25 mm)	(rayon = 6,25 mm)	(rayon = 25,4 mm)
U_C en kV (Moyenne de 15 mesures)	82,3	66,3	48,0

TABLE I.7 – Influence de la géométrie des électrodes sur la tension de claquage en champ uniforme sur une huile minérale [64]

b Influence de la température : Différentes études ont montrées qu'à teneur en eau constante, la tension de claquage augmente avec la température [21, 64]. Cet effet est lié à la croissance de la solubilité de l'eau avec la température, et qui est interrompu lorsque la teneur en eau dans l'huile est très importante (200ppm) (Figure I.11).

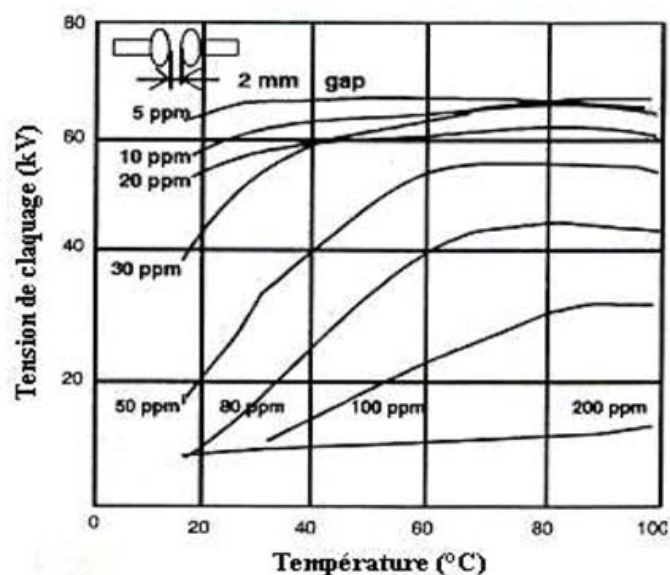


FIGURE I.11 – Evolution de la tension de claquage (kV) avec les variations de la teneur en eau et en fonction de la température pour une même huile minérale [64]

c Influence de la pression : Des auteurs ont mis en évidence l'augmentation de la rigidité diélectrique et de la tension de claquage avec un accroissement de la pression [65]. Beroual [63] a montré que l'accroissement de la pression limitait la propagation des streamers (Figure I.12).

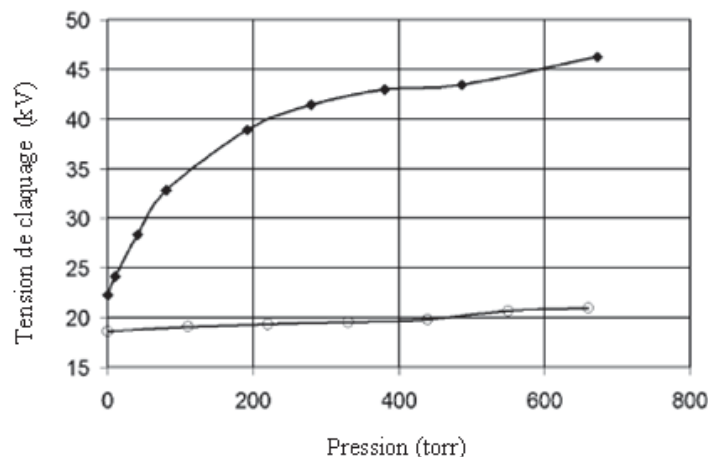


FIGURE I.12 – Variation de la tension de claquage (kV) avec la pression [65]

d Influence des impuretés :

" **L'humidité** : L'humidité a une très grande influence sur la tension de claquage des isolants liquides . Plus la teneur en eau est importante, plus la tension de claquage d'une huile est faible (influence directement corrélée à l'augmentation de la température) [21, 34, 64].

La rigidité diélectrique est trop affectée par la présence d'eau si le pourcentage de saturation ou bien encore appelé humidité relative dépasse 50% de la saturation. Si ce pourcentage est inférieur à 50% de la saturation, la teneur en eau n'affecte pas la rigidité [16].

" **Les particules solides** : De nombreuses recherches ont fait l'objet sur l'influence des particules sur la tension de claquage [66-68]. Ils ont montré que si le nombre de particules augmentent, leur mouvement se complique en donnant naissance à plusieurs phénomènes accentuant la déformation du champ électrique, ce qui précipite la détérioration du liquide isolant (Figure I.13).

Les particules métalliques, même à de faibles teneurs, ont une grande influence sur la tension de claquage. En ce qui concerne les particules isolantes (fibres de cellulose), cette influence apparait pour des teneurs beaucoup plus fortes [20].

D'autres travaux ont mis le point sur l'influence du nombre et de la taille des particules sur la tension de claquage [69]. Ils ont montré que ces deux paramètres influencent grandement la tension de claquage, et cette influence est même aussi importante que celle de la teneur en eau de l'huile.

" **La présence de gaz** : La présence des gaz dans l'huile constitue aussi un facteur d'influence sur la tenue diélectrique du fait que la tension de claquage des gaz est plus

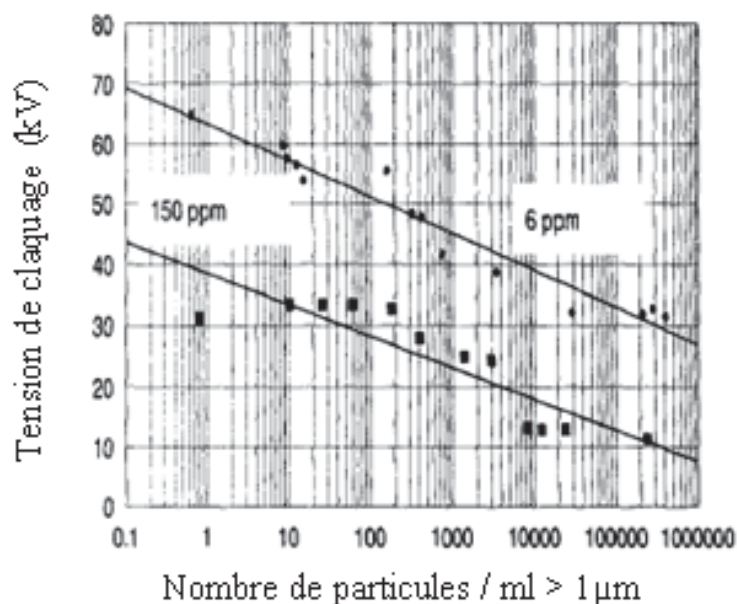


FIGURE I.13 – Influence de la présence des particules sur la tension de claquage d’une huile minérale en champ uniforme [66]

faible que celle des liquides. Une mauvaise imprégnation du matériau dans le cas d’une isolation imprégnée peut laisser quelques zones où subsiste de l’air.

De plus, après avoir subit des décharges partielles ou des arcs électriques, l’huile génère des gaz. Cette formation de gaz ne doit pas être trop importante car elle peut conduire à l’apparition de bulles, lorsque ces dernières ne se dissolvent pas dans l’huile [55].

I.5.1.4 Phénomène de gassing

a Décharges partielles : Sous l’effet d’un champ électrique, seule une partie de l’isolation mixte peut se claquer sans que l’isolation entière ne subisse une rupture électrique. Ces claquages qui n’affectent qu’une partie de l’épaisseur de l’isolation sont appelées décharges partielles. Ce sont des micro-claquages localisés qui ne traversent pas tout l’espace entre les éléments portés à des potentiels différents dans lequel est contenu le diélectrique [70]. Dans le cas des isolations imprégnées (comme c’est le cas dans les transformateurs avec la cellulose), les décharges partielles se produisent principalement dans la phase liquide où la rigidité est inférieure à celle de la partie solide, et en général dans les zones où le champ est renforcé (pointes, particules) [71]. Elles peuvent également se produire dans les zones mal imprégnées où subsistent des interstices de gaz (en général de l’air) puisque la tenue au claquage des gaz est bien plus faible que celle des liquides.

L’énergie des décharges partielles est faible, comparée à celle d’un arc électrique. La persistance de ces décharges entraîne une dégradation locale et progressive de la partie solide de l’isolation, d’où la nécessité d’éviter leur apparition. Elles provoquent l’apparition de gaz par décomposition des molécules du liquide, et l’apparition de polymères (cires). Les gaz formés sont essentiellement de l’hydrogène (H_2), et des hydrocarbures légers tels que le méthane (CH_4), l’éthane (C_2H_6) en plus faibles quantités, l’éthylène (C_2H_4) et l’acétylène (C_2H_2) [16, 72]. On peut aussi trouver du monoxyde de carbone (CO) et du

dioxyde de carbone (CO_2) qui proviennent des décharges dans la cellulose, mais aussi de la décomposition de l'huile en présence d'air [71]. Ces formations de gaz ne doivent pas être trop importantes car elles peuvent conduire à l'apparition de bulles qui servent de détonateurs pour la génération de décharges partielles jusqu'au claquage. L'acétylène et l'hydrogène sont aussi dangereux pour les risques de mise à feu et d'explosion qu'ils peuvent engendrer.

b Tendance au gassing : L'objectif de cet essai est d'observer si un liquide soumis à sa surface à des décharges partielles, produit (gaz-evolving) ou absorbe (gaz-absorbing) du gaz. On appelle gassing G (en mm^3/mm), la vitesse de variation du volume de gaz pendant 120 mn d'application de la tension (10kV à 80°C). Si le volume de gaz augmente, le produit aura un gassing positif, et s'il diminue, il aura un gassing négatif. Pour les équipements électriques, l'emploi d'imprégnant absorbant le gaz est toujours préférable. La tension, la température et le temps d'applications de la tension ont une forte influence sur le comportement de l'huile au gassing [20].

I.5.1.5 Tendance à l'électrisation statique (ECT)

Le problème de l'électrisation de l'huile dans les grands transformateurs de puissance est apparu au début des années 1970, suite au claquage d'un certain nombre d'appareils peu de temps après leur mise en service. De nombreuses études [73, 74] 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 (isolants cellulosiques) et leur accumulation en des zones distinctes, conduisent à l'apparition d'un champ électrostatique qui se superpose au champ électrique alternatif de l'appareil. Des décharges partielles ou des décharges glissantes peuvent alors survenir, voire un arc électrique, conduisant au claquage du transformateur.

Avant de présenter les différents paramètres qui influencent l'électrisation de l'huile, nous décrivons les interactions qui se créent entre l'huile et la cellulose.

a Phénomène d'électrisation statique : L'électrisation dans les transformateurs de puissances est principalement due aux mouvements ioniques [73]. Quand l'huile est en contact avec la cellulose, cette dernière se charge en général positivement et la surface du papier négativement [74].

" Génération de charge : La molécule de cellulose est constituée par une chaîne d'unités comprenant chacune six groupes hydroxyles (-OH) [75].

Ces atomes d'oxygène contenus dans les groupes hydroxyles ont une grande électronégativité. Ainsi, dans la cellulose, les électrons appartenant aux atomes d'hydrogène sont attirés par les atomes d'oxygène; les atomes d'oxygène se chargent négativement et les atomes d'hydrogène se chargent positivement. Ces atomes d'hydrogène positifs ayant une grande affinité pour les ions négatifs de l'huile. La surface du papier va progressivement se couvrir d'ions négatifs tandis qu'une charge positif va se former dans l'huile [75].

On parle de la formation d'une double couche (Figure I.14) à l'interface papier/huile [75] où il y a :

- **La sous-couche** (ou la couche d'Helmholtz [73]) avec la charge négative sur la surface du papier (plus exactement, c'est une très fine couche de liquide qui adhère directement à la cellulose) ;

- **La couche diffuse** (ou la couche de Gouy [73]) avec la charge positive. L'épaisseur de cette couche est d'autant plus grande que la résistivité du liquide est élevée.

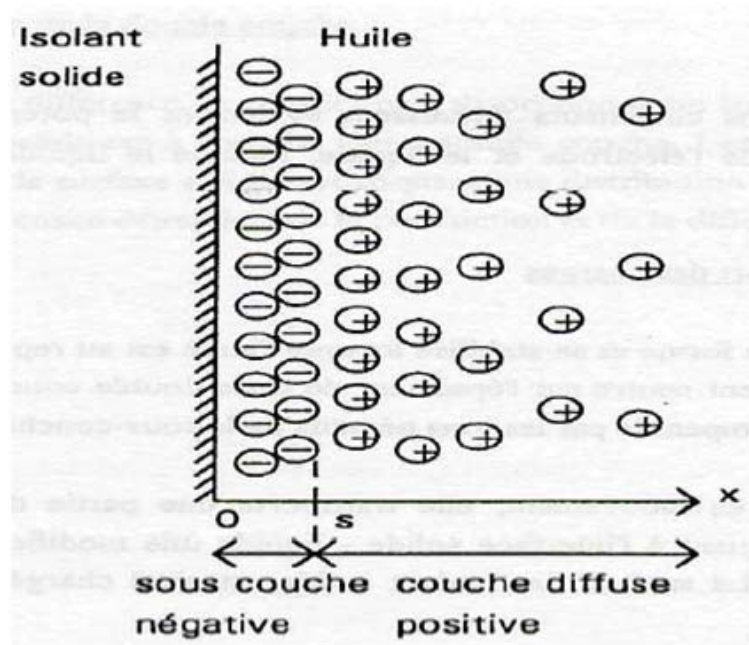


FIGURE I.14 – La double couche [76]

" **Transport et accumulation des charges :** Quand l'huile est au repos, la double couche se forme et se stabilise de façon à ce que l'interface reste électriquement neutre sur l'épaisseur de cette double couche. Les ions positifs de la double couche sont compensés par les ions négatifs de la sous-couche.

Lorsque l'huile est en mouvement, elle transporte une partie de la couche diffuse (charges positives), provoquant à l'interface solide-liquide une modification des conditions d'équilibre électrostatique. La surface de l'isolant solide est ainsi chargée par les ions de la sous-couche négative.

L'électrisation des matériaux résulte donc de la convection d'une partie de la couche diffuse [75]. Le problème dépend ensuite des caractéristiques propres de la cellulose (résistance de fuite, etc.) [76] qui aura tendance à évacuer ou accumuler ces charges et provoquer le claquage.

b Facteurs d'influence : Les principaux paramètres ayant une influence sur les phénomènes d'électrisation statique dans les transformateurs de puissance sont les suivants :

- Les caractéristiques électriques de l'huile ;
- La température et la vitesse d'écoulement de l'huile et son type ;
- L'humidité de l'huile.

" **Influence des caractéristiques électriques de l'huile** : De nombreux chercheurs ont souligné le fait que la tendance à la charge des huiles dépend de leur conductivité et de $\tan\delta$ [75, 77-79]. La tendance à la charge est d'autant plus importante, que la conductivité et les pertes diélectriques sont élevées.

Les huiles minérales ayant une tension de claquage élevée présentent une faible teneur en eau, d'où elles ont une importante tendance à la charge [75, 80].

" **Influence de la température et de la vitesse d'écoulement** : L'influence de la température sur la tendance à la charge de l'huile donne des résultats contradictoires selon le type d'essai. On trouve :

- **Pour le système à filtre** : la tendance à la charge de l'huile augmente proportionnellement avec la température [78];

- **Pour le système tubulaire** : il a été montré que la vitesse d'écoulement avait un impact [81], mais aussi qu'un pic de courant apparaît pour une température comprise entre 40 et 50°C [82, 83];

- **Pour le système rotatif** : plus la vitesse de rotation est importante, plus la valeur de courant augmente avec la température [84].

Il ressort des travaux rapportés dans la littérature que quelque soit le type d'essai (filtre, tubulaire ou rotatif), le courant mesuré augmente plus au moins avec la température et la vitesse de circulation de l'huile.

" **Influence de l'humidité** : La tendance à la charge de l'huile est trop influencée par l'humidité, elle diminue lorsque la teneur en eau de l'huile augmente, et ce, quelque soit le type de système utilisé [75, 78, 85-86].

I.5.2 Propriétés liées au transfert de chaleur

Les propriétés liées au transfert de chaleur de l'huile sont d'autant importantes que celle de sa fonction principale qui est l'isolation. Ces propriétés permettent d'évacuer la chaleur engendrée par les bobines et le circuit magnétique.

I.5.2.1 Viscosité et point d'écoulement

a Viscosité dynamique : La viscosité d'un fluide se définit comme la propriété qui caractérise sa résistance à l'écoulement. Elle résulte de la résistance qu'opposent les molécules du fluide à des efforts qui tendent à les déplacer par glissement relatifs en son sein.

Un liquide homogène, de masse volumique supposée constante, subit des déformations relatives (glissements ou cisaillements) auxquelles il oppose une résistance mesurable. Selon leur comportement rhéologique, les fluides peuvent être classés en deux catégories : les fluides **newtoniens** et les fluides **non newtoniens**. C'est la viscosité dynamique qui permet de différencier ces deux types de liquide. Si un fluide, à température constante, a une viscosité qui reste constante quelque soit la valeur de la contrainte appliquée, on dit

qu'il est newtonien, et inversement, lorsque la contrainte appliquée fait varier la viscosité, il est dit non newtonien. Les huiles de transformateur sont de type **newtonien**.

La viscosité diminue avec la température et de nombreuses lois empiriques ont été proposées. On utilise généralement la relation de Vogel, Fulcher, Tamman et Hesse (VFTH) [57].

$$\log \eta = A + [B/(T - T_0)] \quad (\text{I.5})$$

où

η est la viscosité dynamique,

A et B sont deux constantes positives caractéristiques du liquide,

T est la température (K),

$T_0 = 273,15$ K.

b Viscosité cinématique : La viscosité cinématique ν qui est plus facile à déterminer que la viscosité dynamique η , est la plus utilisée pour la mesure des huiles de transformateurs. Son principe de caractérisation est basé sur l'application de la loi de Poiseuille donnant la relation entre le débit volumique d'un liquide newtonien qui s'écoule en régime laminaire (vitesse uniforme en tout point) dans un tube capillaire calibré, et sa perte de charge linéaire (perte d'énergie au cours du mouvement). On peut l'écrire à température donnée [87] :

$$\nu = \eta/m_v \quad (\text{I.6})$$

où

ν est la viscosité cinématique (m^2/s),

η est la viscosité dynamique (Pa.s),

m_v est la masse volumique (kg/m^3).

La viscosité cinématique des huiles, qui s'exprime généralement en mm^2/s , est une caractéristique essentielle pour le transfert de chaleur dans les transformateurs. Une légère variation de cette dernière, peut amener une grosse perte de dissipation de chaleur [21].

La viscosité cinématique est très sensible aux variations de température. Aux basses températures, les huiles deviennent de plus en plus visqueuses, jusqu'au moment où elles se figent (point d'écoulement). Par contre, aux hautes températures, la viscosité décroît rapidement. Suivant le type de l'huile, la variation de la viscosité avec la température est différente. L'indice de viscosité est un nombre empirique qui indique l'effet de la variation de température sur la viscosité d'une huile. Plus l'indice de viscosité (IV) est bas, plus la température a une influence marquée sur la viscosité [87].

La viscosité des hydrocarbures est corrélée à leur masse moléculaire et leur point éclair. Plus un produit est léger, plus sa viscosité est faible. Cependant, plus un produit a une faible masse moléculaire, plus il est volatil et plus il est inflammable [21].

c Point d'écoulement : Le point d'écoulement est une propriété importante d'évacuation de la chaleur. C'est la température la plus basse à laquelle le fluide coule lorsqu'il est refroidi sans agitation, et cela dans des conditions normalisées. Ceci est lié à la masse moléculaire, la composition du liquide et au mélange de différentes molécules [57].

Les liquides isolants utilisés dans l'électrotechnique se figent généralement à des températures allant de -60°C à -30°C . C'est pour cela, la connaissance de cette caractéristique est primordiale pour l'utilisation de transformateurs dans les pays froids.

I.5.2.2 Conductivité et capacité thermique

La capacité thermique massique ou chaleur spécifique se définit comme étant la quantité de chaleur pour augmenter d'un degré Kelvin la température d'un kilogramme d'une substance, sans qu'il y ait de changement de phase. Ainsi, pour une huile de transformateur, plus la valeur de chaleur spécifique est élevée, moins le transformateur s'échauffera.

La capacité thermique croît avec la température et décroît avec la masse volumique (puisque cette dernière décroît avec la température). Elle s'étend pour les liquides isolants de 1000 à 2300 $J/kg.K$, et peut être calculée par la relation suivante [57] :

$$C_p = (1684 - 3,39.\theta)/\sqrt{m_{\nu 15}} \quad (\text{I.7})$$

où

C_p est la chaleur spécifique ($J/kg.K$),

θ est la température (K),

$m_{\nu 15}$ est la masse volumique à 15°C .

La conductivité thermique indique 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, et s'étend de manière générale de 0,10 à 0,16 $W/m.K$ pour les liquides isolants. On utilise la formule de Cragoe pour la calculer :

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

où

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

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

θ est la température (K),

d_{15} est la densité à 15°C .

I.5.2.3 Masse volumique et coefficient de dilatation

La masse volumique ρ_{θ} est une caractéristique intrinsèque d'un produit qui dépend de sa composition chimique. Elle est définie comme le rapport d'une masse m de liquide sur son volume V , mesurée à la température θ , et s'exprime en kilogramme par mètre cube :

$$\rho_{\theta} = m/V \quad (\text{I.9})$$

où m est la masse du liquide (kg),

V est le volume du liquide (m^3).

La masse volumique d'une huile est déterminée à 20°C , et s'étend de 800 à 2000 kg/m^3 . En effet, il est préférable de prendre des huiles ayant une masse volumique inférieure à celle de l'eau ($1000 kg/m^3$), pour que cette dernière ne vienne pas à la surface de l'huile

en cas d'émulsion et conduise à l'apparition d'arcs électriques.

La masse volumique diminue quand la température augmente. Le coefficient de dilatation volumique α_ν (K^{-1}) caractérise cette variation. Il varie de 5.10^{-4} à $10.10^{-4} K^{-1}$ et peut être écrit sous la forme suivante [57] :

$$\rho_\theta = \rho_{20} \cdot (1 - \alpha_\nu \cdot [\theta - 20]) \quad (\text{I.10})$$

où

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

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

θ est la température de l'huile ($^\circ\text{C}$),

α_ν est le coefficient de dilatation volumique (K^{-1}).

I.5.2.4 Aptitude au transfert de chaleur

Le refroidissement d'un transformateur se fait par convection et par conduction thermique [23]. La conduction thermique implique le transfert de chaleur d'un point à un autre du même corps sans déplacement du fluide. Cette propriété est mesurée avec la conduction thermique ($W/m.K$). Plus cette dernière est importante, plus le transfert de chaleur est efficace.

Quant à la convection, elle signifie que la chaleur est transportée par mouvement du liquide. Elle est influencée par trois facteurs :

- La viscosité cinématique qui donne l'aptitude du fluide à se déplacer plus au moins vite en fonction de la température,
- La chaleur spécifique qui conditionne la quantité de chaleur transportée,
- Le coefficient d'expansion thermique qui favorise la convection grâce au gradient de densité entre zones chaudes et froides.

L'aptitude de transfert de chaleur peut être caractérisée par le paramètre (p), qui est un nombre empirique donné par la formule suivante [88] :

$$p = \frac{((\text{chaleur spécifique}) \bullet (\text{coefficient de dilatation}) \bullet (\text{conductivité thermique}))}{(\text{viscosité cinématique})} \quad (\text{I.11})$$

Ce paramètre est encore appelé critère de refroidissement. Plus la valeur de p est importante, plus le transfert de chaleur est efficace.

I.6 SECURITE D'EMPLOI

La sécurité d'emploi des liquides isolants concerne les risques d'incendies et d'explosion dont ils pourraient être la cause, ainsi que l'influence qu'ils peuvent avoir sur la santé des individus ou sur l'environnement.

Le danger d'incendie repose sur des caractéristiques d'inflammabilité (point d'éclair, point de feu, température d'auto-inflammation), et certaines caractéristiques de combustion (indice d'oxygène, quantité de chaleur dégagée) [34, 89].

Le danger d'explosion est lié à la nature des gaz produits par décomposition des liquides sous décharges électriques et points chauds. Les principaux gaz concernés sont l'hydrogène, le méthane et l'acétylène.

Les dangers concernant la santé et l'environnement, respectivement reliés aux caractéristiques toxicologiques et éco-toxicologiques sont l'objet de différents travaux, et sont publiés sous forme d'études biochimiques, de profils de toxicité, etc. [90].

Dans certaines applications, où le risque en cas d'incendie est considéré comme inacceptable, on utilise des liquides résistants au feu. Le danger d'incendie est évalué à partir des caractéristiques d'inflammabilité telles que : le point d'éclair, le point de feu et la température d'auto-inflammation ainsi que de certaines caractéristiques de combustion telles que l'indice d'oxygène ou la quantité de chaleur dégagée.

Les PCB (polychlorobiphényle) qui sont des liquides ininflammables ont été largement utilisés. Leur bannissement ainsi que l'interdiction d'utiliser des produits chlorés, n'ont pas permis d'avoir de tels liquides isolants. On utilise actuellement des liquides moins inflammables qui sont définis comme ayant un point de feu supérieur à 300°C.

I.6.1 Point d'éclair, point de feu et température d'auto-inflammation

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

Si on poursuit le chauffage, l'expérience montre qu'une combustion permanente s'établit en présence d'une flamme. La température correspondante est appelée point de feu du liquide. Les liquides ininflammables tels que les PCB, n'ont pas de point de feu.

Pour que le risque d'inflammation devienne négligeable, il faut que la température reste inférieure de 25 à 30°C au point d'éclair [20].

La température d'auto-inflammation d'un liquide est la température minimale à laquelle se produit une combustion instantanée. Cette température est très supérieure à celle du point d'éclair, et présente donc moins d'intérêt.

I.6.2 Caractéristiques de combustion

Les huiles minérales utilisées comme liquides de remplacement des PCB, et dont le point de feu supérieur à 300°C, n'en brûlent pas moins et leur comportement dans un incendie pose problème. Par ce fait, les caractéristiques de combustion telles que l'indice d'oxygène et le pouvoir calorifique inférieur (PCI) doivent être contrôlées.

L'indice d'oxygène correspond à la teneur minimale en oxygène dans un mélange air/azote, qui permet d'entretenir la combustion dans des conditions définies (ASTM D 2863 [91]).

La pouvoir calorifique inférieur (PCI) est la quantité de chaleur libérée par la combustion totale du liquide ; elle est déterminée par la méthode ASTM D 240 [92].

I.7 SURVEILLANCE DES TRANSFORMATEURS EN SERVICE

Les transformateurs de puissance sont des appareils extrêmement coûteux. Evaluer l'état de l'appareil à partir d'analyses effectuées sur l'huile qu'il contient est beaucoup moins onéreux comparativement à ce que coûte une interruption de la fourniture d'énergie électrique par suite d'un claquage de transformateur et le remplacement de ce dernier. La surveillance en service des gros transformateurs est donc systématique. Cette surveillance existe aussi sur les petits transformateurs (distribution et traction), mais de façon plus ponctuelle, notamment pour expliquer certains dysfonctionnements.

Les principales caractéristiques que l'on retrouve pour juger de la qualité ou de la dégradation d'une huile en service sont :

- La mesure des paramètres électriques ;
- La mesure des paramètres physico-chimiques ;
- L'analyse des gaz dissous ;
- L'analyse des dérivés furaniques.

I.7.1 Mesure des paramètres électriques

Les deux propriétés électriques qui permettent d'évaluer la dégradation d'une huile du point de vue de son rôle isolant, sont la tension de claquage et le facteur de pertes diélectriques ($\tan\delta$). Ces deux propriétés indiquent une contamination éventuelle de l'huile par des impuretés telles que les particules (métalliques ou isolantes), de l'humidité ou des gaz. En effet, ces propriétés sont très sensibles aux impuretés.

Des essais de vieillissement accélérés ont mis aussi en évidence un lien entre les évolutions de $\tan\delta$ et l'acidité [59], corrélant ainsi une augmentation de $\tan\delta$ à une dégradation de l'huile due à l'augmentation de l'acidité.

Les autres propriétés électriques telles que la résistivité et la permittivité relative présentent des paramètres moins importants pour la surveillance de l'état de l'huile en service comparativement avec la tension de claquage et le facteur de pertes diélectriques.

I.7.2 Mesure des paramètres physico-chimiques

Ces paramètres de contrôle sont essentiellement la teneur en eau et l'acidité. La viscosité peut être aussi utilisée, mais de façon plus ponctuelle car cette dernière n'est pas affectée de manière significative en cas de vieillissement normal. Il existe également d'autres caractéristiques telles que la tension interfaciale et la couleur de l'huile.

I.7.2.1 Teneur en eau

La teneur en eau est faible au départ, lorsque l'huile est neuve et traitée (< 10 ppm pour l'huile minérale). Cette teneur va augmenter au cours de la vie du transformateur suite à la pénétration de l'humidité provenant de l'atmosphère mais aussi avec la dégradation du papier. Cette mesure est un outil indispensable pour juger de l'état

de vieillissement d'une huile et d'un transformateur, d'autant plus que l'humidité est un facteur qui diminue les propriétés diélectriques d'un isolant.

L'essentiel de cette analyse consiste à ramener cette teneur en eau en pourcentage de saturation par rapport à la solubilité de l'eau pour connaître l'état de l'huile. Il a été montré que dans une huile vieillie, les produits de dégradation augmentent la quantité d'eau qu'elle peut contenir (la saturation), par suite des blocages de molécules d'eau par liaison hydrogène avec des groupements carboxyles [93]. La commission électrotechnique internationale a inclut cette remarque dans ses spécifications [31].

I.7.2.2 Acidité

L'acidité d'une huile en service résulte des produits d'oxydation acides (acides carboxyliques ou combinés sous forme d'esters, etc.).

Cette mesure, qui est la plus représentative du vieillissement d'une huile [21], constitue l'outil majeur pour connaître l'état de vieillissement :

- D'une part, car une huile acide peut endommager l'état du papier et des parties métalliques du transformateur ;
- D'autre part, car cette valeur indique s'il peut y avoir une formation éventuelle de boues qui peuvent obstruer les canaux de refroidissement à l'intérieur du bobinage.

L'acidité s'exprime par l'indice de neutralisation ou nombre de milligrammes de potasse alcoolique pour neutraliser un gramme d'huile. Elle est de l'ordre de 0,005 (mg KOH)/g pour une huile neuve, et atteint en fin de vie des valeurs de 0,5 (mg KOH)/g, correspondant au début des précipitations des boues. On peut effectuer ces mesures par titrage calorimétrique (ISO 6618) [94], ou par titrage potentiométrique (CEI 62021-1) [95].

I.7.2.3 Viscosité, tension interfaciale et couleur

Ces trois propriétés permettent de vérifier l'évolution des propriétés physiques de l'huile.

La viscosité est un facteur important contrôlant l'évacuation de la chaleur. Le vieillissement et l'oxydation de l'huile ont tendance à accroître cette caractéristique. Cependant, cette mesure est moins utilisée pour apprécier la détérioration d'une huile car la viscosité augmente de façon significative dans des conditions extrêmes et non des conditions normales de vieillissement.

L'essai de tension interfaciale permet de mesurer la force exercée à l'interface huile/eau. Cette force est sensible à la présence de composés polaires, provenant de l'oxydation de l'huile ou de la contamination. Pour une huile neuve, cette force varie de 40.10^{-3} à $50.10^{-3} N/m$. Cette caractéristique se mesure suivant la norme ISO 6295 [96].

La couleur est un paramètre souvent considéré, car un changement de coloration d'un liquide en service peut provenir de l'oxydation ou de la mise en solution de pigments de matériaux incompatibles (peinture, vernis, . . .). Elle est mesurée suivant la norme ISO 2049 [97], par comparaison avec des teintes de référence.

I.7.3 Analyse des gaz dissous

L'analyse des gaz dissous, telle une analyse de sang, est couramment utilisée pour connaître l'état de dégradation d'une huile, et par suite celui de l'appareil qui la contient. Un des objectifs de cet essai est de savoir quand un appareil doit être mis hors service [98]. La solubilité des gaz dans les huiles minérales est très grande. A une température de 25°C et sous pression atmosphérique, elle est 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 [99, 100]. Ces valeurs de solubilité sont très supérieures aux concentrations observées dans les huiles en service.

Une huile isolante, sous contraintes électriques, peut produire différents gaz : de l'hydrogène (H_2), du méthane (CH_4), mais aussi en plus faibles quantités de l'éthane (C_2H_6), de l'éthylène (C_2H_4) et de l'acétylène (C_2H_2) [72]. On peut aussi trouver du monoxyde de carbone (CO) et du dioxyde de carbone (CO_2) dont la présence est liée non seulement à la dégradation du papier mais aussi à la décomposition de l'huile en présence d'air [72]. L'oxygène (O_2) et l'azote (N_2) sont quant à eux des gaz présents systématiquement dans l'huile.

Les teneurs en gaz, leur vitesse de production et leur répartition permettent d'avoir une idée sur le type de dégradation qui affecte l'isolation (Tableau I.9) ; la teneur en gaz s'exprime généralement en $\mu L/L$ ou ppm de volume. Parmi les causes [101, 102] :

- La surchauffe de basse ou haute température (pyrolyse, liée aux contraintes électriques) ;
- Les décharges partielles (corona) ;
- Les décharges de fortes intensités (arcs électriques).

Défauts	Gaz détectés	Gaz clé
Arcs électriques	Formation de grandes quantités d'hydrogène et d'acétylène, avec de petites quantités de méthane et 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 (Corona)	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
Surchauffe de l'huile	Les produits de décomposition sont l'éthylène et le méthane, avec de petites quantités d'hydrogène et d'éthane. Des traces d'acétylène peuvent être produites si la surchauffe est sévère ou si un contact électrique intervient dans le défaut.	Éthylène
Surchauffe 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)

TABLE I.8 – Formation des gaz lors des défauts [16]

Différents documents traitant de cette question existent :

- La spécification CEI 60567 [103] qui indique la procédure à suivre pour la réalisation des analyses ;
- La norme CEI 60599 [104] ou le guide ANSI/IEEE C57-104 [105] qui renseignent sur l'interprétation des analyses des gaz dissous.

I.7.4 Analyse des dérivés furaniques et dégradation du papier

L'analyse de l'huile en service permet également d'évaluer le degré de dégradation de la cellulose à partir des teneurs en dérivés furaniques. L'intérêt de cette technique qui est de plus en plus utilisée et qui fait l'objet de nombreuses études [106-110], réside dans le fait que les différents mécanismes de dégradation du papier (dégradation thermique, par hydrolyse, par oxydation), conduisent à la rupture des chaînes et à la formation de sucres qui se transforment en dérivés furaniques. Cette analyse est d'autant plus importante que la dégradation du papier, et est souvent à l'origine des défauts et donc de l'arrêt d'un transformateur.

Le papier est un enchevêtrement de fibres, dont le constituant fondamentale, la cellulose (polymère linéaire), est composée d'une chaîne plus au moins longue d'anneaux de glucose. La dégradation de la cellulose est due à la coupure des liaisons oxygène entre les cycles du glucose. Ces coupures sont plus au moins différentes en fonction des causes de la dégradation (chaleur, oxygène, humidité et acides) [111].

Les cinq principaux dérivés furaniques que l'on peut trouver dans une huile sont :

- L'hydroxyméthylfurfuraldéhyde (5HMF) ;
- Le furfuraldéhyde (2FAL) ;
- Le méthylfurfuraldéhyde (5MEF) ;
- L'alcool furfurylique (2FOL) ;
- L'acétylfurane (2ACF).

Le dérivé 2FAL est le plus représentatif de la dégradation du papier, car sa concentration se corrèle bien avec d'autres essais de mesure de la dégradation du papier comme le degré de polymérisation (qui permet de quantifier la scission des chaînes moléculaires) ou la tenue mécanique en traction [111].

La mesure des dérivés furaniques dans l'huile minérale s'effectue selon la norme CEI 61198 [112].

I.8 CONCLUSION

De ce premier chapitre, nous avons pu ressortir que le choix d'un liquide, destiné à l'isolation électrique, n'est pas basé seulement sur ses propriétés électriques, mais dépend aussi de sa tenue au vieillissement, sa capacité à évacuer la chaleur et de sa sécurité d'emploi.

Nous avons pu noter que les huiles esters se démarquent avec leur forte capacité à absorber l'humidité (haute solubilité de l'eau). La différence entre les esters synthétiques et les esters naturels se situe au niveau de leur stabilité à l'oxydation et de leur point d'écoulement. En effet, les esters naturels qui sont facilement biodégradables ont une faible tenue à l'oxydation et se figent à des températures beaucoup plus hautes. Les huiles silicone quant à elles, ont une très bonne stabilité à l'oxydation mais ne sont pas du tout biodégradables.

Les huiles minérales sont les plus utilisées dans les équipements électriques, et plus communément dans les transformateurs de puissance, et cela, pour ses bonnes propriétés diélectriques et de transfert de chaleur.

Il apparaît que les propriétés électriques des huiles isolantes sont très sensibles à la présence d'impuretés telles que l'humidité, les particules solides et les gaz. La mesure de la tension de claquage, qui constitue l'essai de référence pour déterminer la tenue diélectrique d'une huile, en plus de la présence d'impuretés, est directement influencée par les conditions d'essai telles que la géométrie des électrodes, la pression ou la température. La formation de gaz ou gassing et la tendance d'électrisation statique sont les problèmes essentiels influençant les propriétés électriques des huiles isolantes.

La capacité d'une huile à évacuer la chaleur est une caractéristique à ne pas négliger car elle permet d'éviter la surchauffe du transformateur, et de diminuer ainsi la dégradation prématurée de certains matériaux sensibles aux hautes températures (telle que la cellulose). Elle peut être évaluée à partir du calcul de la viscosité, de la conductivité thermique, de la chaleur spécifique et du coefficient de dilatation.

La sécurité d'emploi d'une huile de transformateur est un critère déterminant pour le choix d'un liquide isolant. Elle prend en compte sa résistance au feu, sa toxicité vis-à-vis de l'homme et de l'environnement.

Enfin, ce chapitre nous a montré que l'analyse de l'huile constitue un outil indispensable pour vérifier l'état du transformateur en service.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] T.O. Rouse ; « Mineral insulating oil in transformers », IEEE Electrical Insulating Magazine, Vol. 14, n°3, pp. 6-16, May/June 1998.
- [2] V. Wasserberg, H. Borsi and E. Gokenbakh ; « A novel system for the prolongation of life time of power transformer by reduced oxidation and ageing », IEEE Conference Record of the International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), pp. 233-236, Indianapolis (USA), 19-22 September 2004.
- [3] T.K.Saha and P. Purkait ; « Investigations of temperature effects on the dielectric response measurement of transformer oil-paper insulation system », IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 23, n°1, pp. 252-260, January 2008.
- [4] R.G. Heydon, B. Gronowski, J. Rungis, J. Diesendorf and F. Mitchell ; « Condition monitoring of transformer oil », IEEE Proceeding of International Conference of Power Electronic Drives and Energy for Industrial Growth, Vol. 1, pp. 249-253, 1-3 December 1998.
- [5] M. Kanno, N. Ootee, T. Suzuki and T. Ishii ; « Changes in ECT and dielectric dissipation factor of insulating oil due to aging in oxygen », IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 8, n°6, pp. 1048-1053, December 2001.
- [6] A.S. Vaughan, I.L. Hosier, S.J. Sutton and F.J. Davis ; « On the electrical properties of insulating oils », IEEE Annual Report of Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), pp. 221-224, 16-19 October 2005.
- [7] K. Abe, T. Umemura and M. Shimahara ; « Thermal ageing effects on electrical and physicochemical properties of mineral base insulating liquids », IEEE Conference Record of International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), pp. 203-206, 5-8 Juin 1988.
- [8] X. Chi, Z. Yang, F. Wang, S. Sheng, Y. Chen and J. Yang ; « Thermal aging of oil-paper used in power transformers », IEEE Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), Vol. 2, pp. 5-32, 17-20 October 1999.
- [9] J.A. Palmer, X. Wang, R.A Shoureshi, A. Mander, D. Forgerson and C. Rish ; « Effect of aging on the spectral response of transformer oil », IEEE Conference Record of International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), pp. 460-464, 2-5 April 2000.
- [10] L.R. Lewand and P. Griffin ; « Gassing characteristics of transformer oil under thermal stress » ; NETAWORLD The Official Publication of the International Electrical testing Association, Fall (USA), 2005.
- [11] Z.T. Yao and T.K. Saha; « Separation of ageing and moisture impacts on transformer insulating degradation by polarisation measurements », Inrtenational Conference CIGRE, Paper n° 15-304, 2002.

- [12] M.R. Meshkatoddini ; « A practical method for lifetime estimation of the used mineral oils », IEEE Proceedings of International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), pp. 305-308, Graz (Austria), 7-12 July 2002.
- [13] L.E. Landgrand, W. Hansen, D. Linhjell and T.J. painter ; « Aging of oil-impregnated paper in power transformers », IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, n°1, pp. 230-239, January 2004.
- [14] IEEE Guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformer, July 1992.
- [15] K. Torkos, J. Borossay and A. Szekely ; « Determination of fault gases in transformer oils », Journal of Chromatography A, Vol. 286, pp. 317-321, 23 March 1984.
- [16] N. Berger ; « Liquides isolants en électrotechnique – Caractéristiques des produits », Techniques de l'Ingénieur, Traité de génie électrique, D2471, Novembre 2002.
- [17] D.S. Kovacevic, S.P. Skundric and J.M. Lukic ; « Monitoring and diagnostics of power transformer insulation », Journal of Thermal Science, Vol. 10, n°4, pp. 43-54, 2006.
- [18] C. Perrier ; « Etude des huiles et des mélanges à base d'huile minérale pour transformateur de puissance – Recherche d'un mélange optimal », Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lyon, 2005.
- [19] C.A. Abdy ; « The early years of the power transformers », Electronics and Power (GB), pp. 335-338, August 1968.
- [20] N. Berger ; « Liquides isolants en électrotechnique – Présentation générale », Techniques de l'Ingénieur, Traité de génie électrique, D2470, Mai 2002.
- [21] « Transformer oil handbook », Copyright Nynas Naphtenics AB, Sweden, 2004.
- [22] N. Berger, M. Randoux, G. Ottmann et P.J. Vuarchex ; « Revue des isolants liquides », Electra (F), n°171, pp. 32-57, Avril 1997.
- [23] J. Perret et M. Paris ; « Les huiles silicones pour transformateurs », EDF Bulletin des études de recherche, Série B, Réseaux électriques, Matériels électriques, n°2, pp. 5-13, 1987.
- [24] P.J. Vuarchex ; « Caractéristiques des diélectriques liquides », Techniques de l'Ingénieur, Traité de génie électrique, K714, Janvier 1988.
- [25] T.V. Oommen ; « Vegetable oil for liquid-filled transformers », IEEE Electrical Insulating Magazine, Vol. 18, n°1, pp. 6-11, January/February 1998.
- [26] A.J. Marinho, E.G. Sampaio and M.M. Monteiro ; « Castor oil as an insulating liquid », CIGRE Symposium, Section 5, Paper 500-06, Vienne (Austria), 1987.

- [27] M. Hemmer, R. Badent and T. Leibfried ; « Electrical properties of vegetable oil impregnated paper insulation », IEEE Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), pp. 60-63, Albuquerque, NM (USA), 19-22 October 2003.
- [28] Y. Bertrand and L.C. Hoang ; « Vegetable oil as substitute of mineral insulating oils in medium-voltage equipments », CIGRE, Paper D1-202, 2004.
- [29] G.R. Dimeler, I.J. Mills and J.J. Melchiorre ; « The scope of hydrogenation as a refining tool for the manufacture of transformer oils », IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. EI-4, n°1, pp. 7-12, March 1969.
- [30] Norme CEI 60296 ; « Fluides pour applications électrotechniques – Huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareils de connexion », Novembre 2003.
- [31] Norme CEI 60422 ; « Lignes directives de la maintenance et de la surveillance des huiles minérales isolantes en service dans les matériels électriques », Octobre 2005.
- [32] Norme CEI 61099 ; « Spécifications pour esters organiques de synthèse neufs à usage électrique », Mai 1992.
- [33] Norme CEI 61203 ; « Esters organiques de synthèse à usage électrique – Guide de maintenance des ester pour transformateurs dans les matériels », Décembre 1992.
- [34] I. Fofana, H. Borsi and E. Gokenbakh ; « Fundamental investigations on some transformers liquids under various outdoor conditions » ; IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 8, n°6, pp. 1040-1047, December 2001.
- [35] H. Borsi ; « Dielectric behavior of silicone and ester fluids for use in distribution transformers » ; IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 26, n°4, pp. 755-762, August 1991.
- [36] E. Gokenbakh and H. Borsi ; « Performance and new application of new ester liquids » ; IEEE Proceedings of International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), pp. 203-206, Graz (Austria), 7-12 July 2002.
- [37] K. Dumke, H. Borsi and E. Gokenbakh ; « A synthetic insulating liquid for application in transformers » ; IEEE Proceedings of International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), p. 1025, Graz (Austria), September 1995.
- [38] I. Fofana, V. Wasserberg, H. Borsi and E. Gokenbakh ; « Challenge of mixed insulating liquids for use in high-voltage transformers. Part 1: Investigation of mixed liquids » ; IEEE Electrical Insulating Magazine, Vol. 18, n°3, pp. 18-31, May/June 2002.
- [39] I. Fofana, V. Wasserberg, H. Borsi and E. Gokenbakh ; « Challenge of mixed insulating liquids for use in high-voltage transformers. Part 2: Investigation of mixed liquids impregnated paper insulation » ; IEEE Electrical Insulating Magazine, Vol. 18, n°4, pp. 5-16, July/August 2002.

- [40] C.P. McShane, K.J. Rapp, J.L. Corkran, G.A. Gauger and J. Luksich ; « Aging of Kraft paper in natural ester dielectric fluid » ; IEEE Proceedings of International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), pp. 173-177, Graz (Austria), 7-12 July 2002.
- [41] K. Dumke, H. Borsi and E. Gokenbakh ; « Experimental investigation on the behavior of decomposition gases in insulating liquids caused by partial discharge and breakdown » ; IEEE Proceedings of International Conference on Conduction and Breakdown in Dielectric Liquids, pp. 436-439, Roma (Italy), 15-19 July 1996.
- [42] Norme CEI 60836 ; « Spécifications pour liquides isolantes silicones neufs pour usage électrotechnique », Juillet 2005.
- [42] Norme CEI 60944 ; « Guide de maintenance des liquides silicones pour transformateurs », Septembre 1988.
- [44] G.A. Torskey ; « High temperature operating capabilities of silicone transformer fluid », IEEE Proceedings of Electrical Insulating Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Conference, pp. 297-301, Chicago (USA), 4-7 October 1993.
- [45] C. Candillon et P. Boss ; « Utilisation des fluides silicones dans les transformateurs de distribution en vue du remplacement des askarels », Bulletin ASE/UCS, pp. 142-146, 7 Février 1981.
- [46] J.L. Goudie ; « Silicone materials in new high temperature liquid transformer designs », IEEE Proceedings of Electrical Insulating Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Conference, pp. 455-458, Hong Kong (China), 22-25 September 1997.
- [47] Informations Silicones Rhodorsil ; « Rhodorsil huile 603V50 : emploi dans les transformateurs immergés », n° EL 03-02, 1980.1.
- [48] MIDEL 7131 ; « Environmental behaviour », Technical Datasheet, n°7, p. 1, January 2007.
- [49] Norme CEI 60588-3 ; « Askarels pour transformateurs et condensateurs. Partie 3 : Spécifications pour askarels neufs », Janvier 1977.
- [50] Norme CEI 60588-5 ; « Askarels pour transformateurs et condensateurs. Partie 5 : Essai éliminatoire pour déterminer la compatibilité des matériaux avec les askarels pour transformateurs », Janvier 1979.
- [51] Norme CEI 60588-6 ; « Askarels pour transformateurs et condensateurs. Partie 5 : Essai éliminatoire pour déterminer les effets des matériaux sur les askarels pour condensateurs », Janvier 1979.
- [52] P.J. Vuarchex ; « Les isolants liquides pour les condensateurs et les transformateurs : emploi, nature et recherche », Journée électrotechnique, p. 21, 10-11 Mars 1998.
- [53] S.W. Osborn ; « PCB removal from transformers », EPRI Report EL-3345, Project 2028-2 final report, May 1984.

- [54] T.V. Oommen and E.M. Petrie; « Particle contamination levels in oil-filled large power transformers », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, n°5, pp. 1459-1465, May 1983.
- [55] R. Tobazeon ; « Conduction électrique dans les liquides », Techniques de l'ingénieur, Traité de génie électrique, D2430, Novembre 1996.
- [56] B.P. Kang; « Thermal dependency of viscosity, power factor and ion content of electrical insulating oil », IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. EI-2, n°1, pp. 55-69, April 1967.
- [57] Y. Segui ; « Diélectriques – Courants de conduction », Techniques de l'ingénieur, Traité de génie électrique, D2301, Mai 2000.
- [58] P. Herou ; « Huiles isolantes », Notes Milan CIGRE Comité d'étude n°1, Septembre 1959.
- [59] M. Duval and J.P. Crine; « Dielectric behavior and stabilization of insulating oils in EHH current transformers », IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. EI-20, n°2, pp. 437-441, April 1985.
- [60] M. Duval, C. Lamarre et J.P. Crine; « Evaluation de l'huile de transformateurs en service à partir des mesures chimiques et diélectriques », IREQ Report 2479, Décembre 1981.
- [61] R. Tobazeon ; « Préclaquage et claquage des liquides diélectriques », Techniques de l'ingénieur, Traité de génie électrique, D2450, Novembre 1997.
- [62] A. Beroual and R. Tobazeon; « Prebreakdown phenomena in liquid dielectrics », IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. EI-21, n°4, pp. 613-627, August 1986.
- [63] A. Beroual; « Electronic and gaseous process in prebreakdown phenomena of dielectric liquids », Journal of Applied Physics, Vol. 73, n°9, pp. 4528-4533, May 1993.
- [64] R. Musil, M. Baur and W. Pfister ; « Testing practice for the AC breakdown voltage testing of insulating liquids », IEEE Electrical Insulating Magazine, Vol. 11, n°1, pp. 21-26, January/February 1995.
- [65] M. Butcher, A. Neuber, M.D. Cevallos, J.C. Dickens and H. Krompholz ; « Conduction and breakdown mechanisms in transformer oils », IEEE Transactions on Plasma Science, Vol. 34, n°2, pp. 467-475, April 2006.
- [66] K. Farouk ; « The effect of particulate and water contaminated on the dielectric strength of insulating oil », IEEE Conference Record of the International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), pp. 728-732, Montreal (CANADA), 16-19 June 1996.
- [67] A. Beroual ; « Mouvement des particules impures dans un diélectrique liquide soumis à un champ électrique uniforme », Archiwum Elektrotechniki, pp. 310-314, 1984.

- [68] P. Rain, O. Lesant et R. Tobazeon ; « Phénomènes disruptifs et prédisruptifs sous tension alternative dans de grandes intervalles d'huile de transformateur », RGE, n°1, pp. 17-25, Janvier 1993.
- [69] C.H. Krause; « Dielectric strength of transformer oil impact of oil flow, moisture and cellulose particles », WICOR Insulation Conference, p. 8, Rapperswil (Switzerland), September 1996.
- [70] I. Adamczewski ; « Les phénomènes d'ionisation et de conduction dans les diélectriques liquides », Adaptation française, MASSON et C^{ie} Editeurs, 1968.
- [71] J. Aubin, A. Saker, O. Lesaint, R. Tobazeon et C. Boisdon ; « Propagation des décharges à grandes distances dans l'huile minérale, influence des particules », CIGRE, Rapport 12-301, 1996.
- [72] R. Wilputte ; « Contribution à l'étude de l'évolution de gaz dans les isolants liquides et solides sous l'action de contraintes électriques », CIGRE, Paper 15-03, Août/Septembre 1970.
- [73] C. Menguy ; « Electricité statique – Principe. Problèmes. Applications », Techniques de l'ingénieur, Traité de génie électrique, D1035, Décembre 1993.
- [74] M. Yasuda, K. Goto, H. Okubo, T. Ishii, E. Mori and M. Masunaga ; « Suppression of static electrification of insulating oil for large power transformers », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, n°11, pp. 4272-4280, November 1982.
- [75] L. Peyraque ; « Etude des phénomènes d'électrisation statique dans les transformateurs de puissance à débit d'huile forcé », Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lyon (France), 1995.
- [76] A. Bourgeois, T. Paillat, G. Mortha, P. Mas, G. Touchard, O. Moreau et Y. Bertrand ; « ECT : Influence des propriétés physico-chimiques du papier-filtre utilisé », Proceedings de la 4^{ème} Conférence de la Société Française d'Electrostatique (SFE), pp. 376-381, Poitiers (France), 2-3 Septembre 2004.
- [77] H. Okubo, M. Ikeda, M. Honda and T. Yanari ; « Charging tendency measurement of transformer oil », IEEE PES Winter Meeting, Paper A79 051-4, pp. 1-8, February 1979.
- [78] T.V. Oommen and E.M. Petrie; « Electrostatic charging tendency of transformer oils », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, n°7, pp. 1923-1931, July 1984.
- [79] M. Higaki, Y. Tsuksuni, H. Ohtani and H. Tsukiota; « Consideration of the measurement of static charges in insulating oil and the influence of oil conductivity on the charges », Electrical Engineering in Japan, Vol. 104, n°5, pp. 9-17, 1984.
- [80] L. Peyraque A. Beroual, C. Boisdon et F. Buret ; « Phénomènes d'électrisation des matériaux isolants pour transformateurs de puissance », Journal de Physique III, France 4, pp. 1295-1304, Juillet 1994.

- [81] T.V. Oommen ; « Static electrification properties of transformer oils », IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. 23, n°1, pp. 123-128, 1988.
- [82] T.V. Oommen and S.R. Lindgren ; « Streaming electrification study of transformer insulation system using a paper tube model », IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, n°2, pp. 972-983, April 1990.
- [83] T.V. Tanaka, Y. Yasojima, N. Yamada, A. Kishi and T. Nitta ; « Model approach to the static electrification phenomena induced by the flow of oil in large power transformers », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, n°3, pp. 1079-1106, May/June 1980.
- [84] H.P. Moser, C. Krause, G. Praxl, G. Spandonis, R. Stonish and H. Brechna ; « Influence of transformer board and nomex board on electrification of power transformers », 3rd EPRI Workshop, San Jose, California (USA), January 1992.
- [85] R. M. Radwan, R. M. El-Dewieny and I. A. Metwally ; « Investigation of static electrification phenomenon due to transformer oil flow in electric power apparatus », IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. 27, n°2, pp. 279-286, April 1992.
- [86] J. Samat ; « Electrostatic phenomena in large power transformers – leakage current », CIGRE, W.G 15-01, October 1989.
- [87] G. Dallemagne ; « Fluides hydrauliques – Facteurs d’influence », Techniques de l’ingénieur, Traité de génie mécanique, BM 6012, Janvier 1999.
- [88] F.B. Waddington; « New dielectric fluids for power engineering application », GEC Journal of Science and Technology, Vol. 49, n°1, pp. 18-23, 1983.
- [89] D.B. Miller; « Tests and standards to evaluate the fire safety of electrical insulating fluids », IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. EI-13, n°5, pp. 378-381, October 1978.
- [90] « Directive 92/69/CEE de la commission du 31 Juillet 1992, portant dix-septième adaptation au progrès technique de la directive 67/548/CEE du conseil concernant le rapprochement des dispositions législatives, réglementaires et administratives relatives à la classification, l’emballage et l’étiquetage des substances dangereuses », Journal n° L383A, p. 235, 29 Décembre 1992.
- [91] Norme ASTM D 2863; « Standard test method for measuring the minimum oxygen concentration to support candle-like combustion of plastics (oxygen index) », 2000.
- [92] Norme ASTM D 240; « Standard test method for heat of combustion of liquid hydrocarbon fuels by bob calorimeter », 2002.
- [93] B. Fallon ; « Quelques notions relatives à l’humidification des huiles isolantes usagées », Bulletin LCIE, n°35, pp. 330-335, Avril 1963.

- [94] Norme ISO 6618 ; « Produits pétroliers et lubrifiants – Détermination de l'indice d'acide ou de l'indice de base – Méthode par titrage en présence d'un indicateur coloré », Février 1997.
- [95] Norme CEI 62021-1 ; « Liquides isolantes – Détermination de l'acidité – Partie 1 : Titrage potentiométrique automatique », Septembre 2003.
- [96] Norme ISO 6295 ; « Produits pétroliers – Huiles minérales - Détermination de la tension interfaciale entre huile et eau – Méthode de l'anneau », Mai 1983.
- [97] Norme ISO 2049 ; « Produits pétroliers – Détermination de la couleur », Juillet 1996.
- [98] M. Grisar and H. Friedman; « The big question: when should one recommend taking a transformer out of service? », *Electrical Insulation Materials: International issues*, STP 1376, pp. 47-58, January 2000.
- [99] A.C.M. Wilson; « Insulating liquids: their uses, manufacture and properties », Perigrinus Ltd, Stevenage (UK), 1980.
- [100] A. Zaky and I.Y. Megahed; « Effect of organic additives, gas phase, stress, and temperature on the gassing characteristics of insulating liquids », *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, Vol. EI-7, n°3, pp. 145-152, September 1972.
- [101] D.R. Pugh; « Advances in fault diagnosis by combustible gas analysis », *Minute de la 41^e Conférence Annuelle International de Doble*, Sec. 10-1201, Doble Engineering Comity, Watertown (USA), 1974.
- [102] E. Dornenburg and W. Strittmatter; « Fault diagnosis by combustible gas analysis », *Brown Boveri Review*, Vol. 61, n°5, pp. 238-247, 1974.
- [103] Norme CEI 60567 ; « Matériels électriques immergés – Echantillonnage de gaz et d'huile pour analyse des gaz libres et dissous – Lignes directrices », Octobre 2005.
- [104] Norme CEI 60599 ; « Matériels électriques imprégnés d'huile minérale en service - Guide pour l'interprétation de l'analyse des gaz dissous et des gaz libres », Avril 1999.
- [105] ANSI C57.104; « IEEE Guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformers », June 1991.
- [106] J. Vergne, R. Grob, P. leGuennec et D. Dhiba; « Le vieillissement du papier dans les transformateurs de puissance », *Revue de Génie Electrique RGE*, n°2, pp. 75-83, Juillet 1995.
- [107] J.T. Hill, T.T. Le, M. Draveniza and T.K. Saha; « A study of degradation of cellulosic insulation materials in a power transformer. Part 3 : Degradation product of cellulose insulation paper », *Polymer Degradation and Stability*, n°51, pp. 211-218, Juillet 1996.

- [108] A.M. Emsley, X. Xiao, R.J. Heywood and M. Ali; « Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 2: Formation of furan products in insulating oil », IEE Proceedings of Science and Measurement Technology, Vol. 147, n°3, pp. 110-114, May 2000.
- [109] A. dePablo, X. Xiao and P. Pahlavanpour; « Analyse des composés furaniques: un outil de maintenance prédictive des matériels électriques à huile fluide », ELECTRA, n°175, pp. 18-32, Décembre 1997.
- [110] R. M. Morais, W. A. Mannheimer, M. Carballeira and J. C. Noualhaguet; « Furfural analysis for assessing degradation of thermally upgraded papers in transformer insulation », IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 6, n°2, pp. 159-163, April 1999.
- [111] J. Unsworth and F. Mitchell ; « Degradation of electrical insulating paper monitored with high performance liquid chromatography », IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 25, n°4, pp. 737-746, August 1990.
- [112] Norme CEI 61198 ; « Huiles minérales isolantes - Méthodes pour la détermination du 2-furfural et ses dérivés », Septembre 1993.

Chapitre II

LE VIEILLISSEMENT DES HUILES

II.1 INTRODUCTION

On appelle vieillissement, tout phénomène se traduisant par une évolution lente et irréversible des propriétés du matériau. Ces changements affectent considérablement les performances de l'isolant et réduisent sa durée de vie. Le terme vieillissement n'implique pas un mécanisme précis à cause de la complexité de la composition chimique du matériau [1-4].

Le degré de vieillissement d'un isolant et sa vitesse d'accélération dépendent des propriétés physiques, de la composition chimique du matériau, de la nature et la durée de la contrainte appliquée, ainsi que du processus et des traitements au cours de sa fabrication [5-6].

Le processus de dégradation d'un isolant liquide met souvent en jeu des facteurs extrinsèques tels l'atmosphère et la température qui ont pour effet la présence des gouttelettes d'eau, des bulles gazeuses et des contaminants et impuretés [7-10].

La présence des quantités d'eau dans l'isolant liquide provoque des décharges partielles, et par conséquent une diminution de la rigidité diélectrique, ce qui conduit à une dégradation rapide et successive de l'isolant [8, 11-14].

Les bulles gazeuses sont présentes au sein de l'isolant. Si le champ électrique à travers les bulles dépasse la rigidité diélectrique du gaz inclus dans les bulles, des décharges partielles peuvent avoir lieu. Si ces décharges sont suffisamment intenses, elles conduisent à un arc électrique endommageant ainsi l'isolation électrique [15-18].

Les impuretés et les contaminations sont généralement dispersées dans l'isolant sous forme de particules conductrices ou non. La présence de ces impuretés augmente le champ électrique local (deux milieux de permittivité différente), ce qui donne naissance à des décharges partielles. Ainsi, les charges additives telles que les antioxydants présentent une classe de facteurs qui provoquent le vieillissement [19-20].

Le processus de dégradation est aussi influencé par des facteurs intrinsèques qui sont associés à la structure du matériau lui-même. Ces facteurs peuvent se présenter sous forme de changements chimiques comme l'oxydation et l'hydrolyse, aussi bien que sous forme de changements physiques tels que la recristallisation et cristallisation secondaire.

Les types de problèmes de vieillissement peuvent être classés dans les catégories suivantes :

- Expertise : Analyse des pièces défailtantes, recherche des causes de vieillissement et détection des anomalies ;
- Optimisation : Amélioration de la stabilité d'un matériau par modification de sa composition, essais comparatifs ;
- Prédiction de la durée des essais de vieillissement accélérés, étude des modèles cinétiques permettant la prédiction de la durée de vie ;
- Recherche de base sur les mécanismes de vieillissement et de stabilité [21].

Dans ce chapitre, nous nous intéressons aux différents types de vieillissement, ainsi qu'aux différents mécanismes de vieillissement thermique et électrique des isolants liquides, et enfin les lois définissant la durée de vie des isolants.

II.2 DIFFERENTS TYPES DE VIEILLISSEMENT

Les différents mécanismes de vieillissement sont classés en deux grandes catégories selon leur influence sur la modification chimique de la structure. Nous trouvons le vieillissement physique et le vieillissement chimique.

II.2.1 Vieillissement physique

La composition chimique du matériau n'est pas modifiée, le vieillissement physique peut se produire avec ou sans transfert de masse.

Le vieillissement physique interne est uniquement lié à des causes internes du matériau (mobilité moléculaire), c'est-à-dire du fait que le matériau, au terme de sa mise en oeuvre, est dans un état thermodynamiquement instable. Le vieillissement résulte alors d'une évolution plus au moins lente vers un état plus stable. Le vieillissement physique est donc lié à la mobilité moléculaire. On peut prévoir qu'il sera d'autant plus rapide que la température est élevée, et d'autant plus faible que l'histoire thermique en fin de mise en oeuvre aura permis au matériau d'atteindre l'état de stabilité [22].

II.2.1.1 Avec transfert de masse

Un solvant peut pénétrer dans le matériau. Dans le polymère par exemple, il peut y avoir plastification accompagnée d'un gonflement, ou également pertes d'adjuvants par extraction ou évaporation. Lorsque le matériau est soumis à des contraintes (mécaniques, électriques, etc.), le solvant peut provoquer une craquelure ; les anglo-saxons désignent ce phénomène par " *Crazing* ". Si la déformation du polymère se poursuit, il se développe un phénomène de fissuration ou de *cracking*.

Avec l'eau, il peut exister des gradients de concentration dus à la diffusion, un gonflement différentiel fibre-polymère pour les composites ou un gonflement dû à l'hétérogénéité du matériau.

Cette pénétration de l'eau dans le matériau contribue à diminuer la résistance d'isolement, elle se produit généralement lorsque les matériaux sont à l'arrêt, par exemple des moteurs.

II.2.1.2 Sans transfert de masse

Des chocs thermiques peuvent entraîner des ruptures mécaniques induites par dilatation différentielle, un matériau peut se fissurer sous contrainte en présence d'un composé tension-actif.

Si le matériau est dans un état thermochimique instable après sa mise en oeuvre, il peut en résulter un vieillissement physique interne [23].

II.2.2 Vieillissement chimique

Le vieillissement chimique provoque une modification du matériau sous l'influence de l'environnement. Dans la pratique, il se superpose à un vieillissement physique. Les isolations peuvent être soumises à différents types de vieillissement chimique [23].

II.2.2.1 Vieillissement thermique en présence d'oxygène

Il se produit à des températures modérées (généralement inférieur à 300°C). La présence d'oxygène a pour effets :

- D'absorber le seuil des températures au-delà duquel un vieillissement thermo-chimique anaérobie démarre ;
- De provoquer une plus forte exothermicité ;
- D'entraîner une prédominance des coupures de chaînes des polymères par rapport aux articulations.

De nombreux travaux ont démontré l'effet de la température et de la présence de l'oxygène sur la dégradation des isolants (liquides en particulier), et ce en affectant les différentes caractéristiques de ces derniers [24-32] (Figures II.1 et II.2).

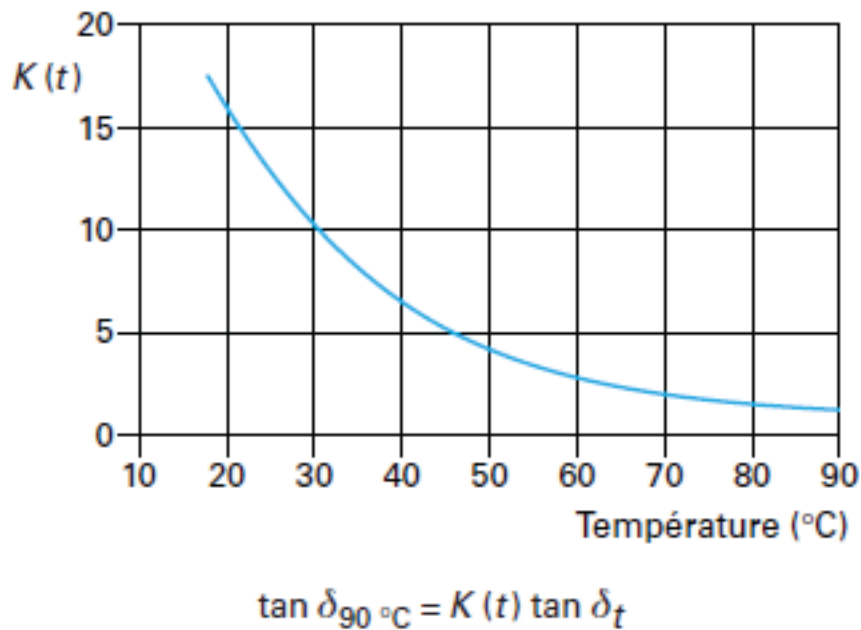


FIGURE II.1 – Variation du facteur de pertes en fonction de la température [31]

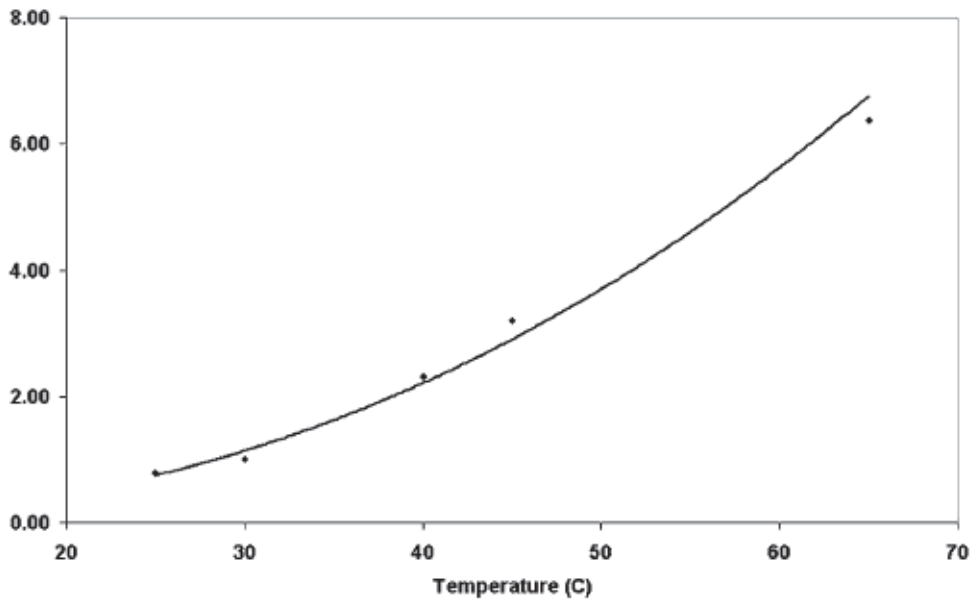


FIGURE II.2 – Variation de la conductivité de l’huile en fonction de la température [25]

L’utilisation d’anti-oxygène ou de noir de carbone peut inhiber le phénomène d’oxydation [23].

II.2.2.2 Vieillessement par hydrolyse

Sous l’influence de l’humidité et de la température, les isolants peuvent subir une dégradation [23]. Cette dégradation est caractérisée par l’augmentation du facteur de pertes diélectriques, la diminution de la rigidité diélectrique et la diminution de la résistivité [33-36] (Figure II.3).

II.2.2.3 Vieillessement photochimique

Ce phénomène est relativement complexe, beaucoup de facteurs influent sur son déroulement : la nature de l’atmosphère environnante (l’humidité, l’oxygène), l’influence de la température peut provoquer un changement de couleur et une formation de dépôts.

II.2.2.4 Vieillessement radiochimique

Dans les applications nucléaires, spatiales, médicales, etc. les matériaux sont soumis à des radiations (α, β, γ, X , neutrons) de forte énergie, il s’ensuit des coupures des chaînes et des réticulations. L’oxygène est en effet consommé si rapidement qu’il ne peut se renouveler par diffusion dans le matériau.

Le vieillissement radiochimique est donc influencé par la température, l’oxygène, l’humidité, qui jouent un rôle important. Des adjuvants tels que le noir de carbone, les produits phénoliques ont un effet stabilisant [23].

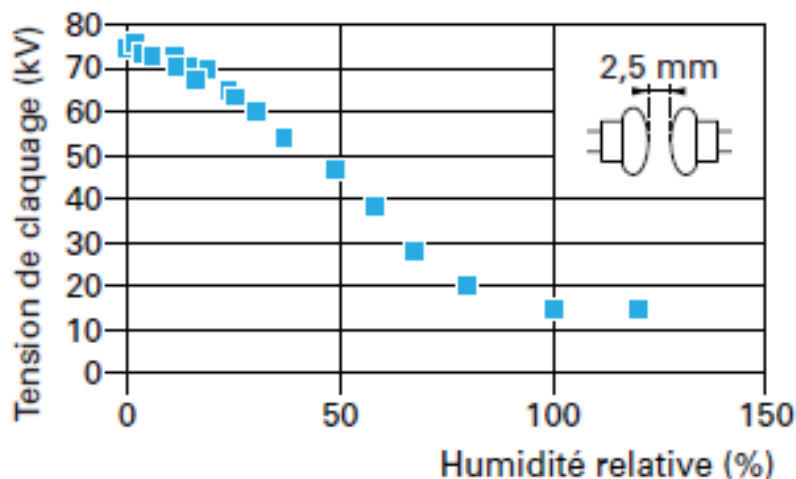


FIGURE II.3 – Influence de l'humidité relative sur la rigidité de l'huile minérale [35]

II.2.2.5 Vieillessement biochimique

Certains micro-organismes (moisissures, champignons, insectes, rongeurs, etc.) peuvent dégrader les polymères. Plusieurs mécanismes de vieillissement sont connus : dégradation biochimique du matériau, consommation des adjuvants, attaque mécanique par les rongeurs.

La biodégradation est favorisée par des milieux humides, à des températures supérieures à l'ambiante, avec un maximum d'activité vers 30°C. On peut citer les milieux tropicaux ou équatoriaux, le milieu terrestre.

De nombreux additifs sont utilisés (phénols, phtalimides, dérivés organométalliques : Hg, Sb, As, Sn, Zn) pour limiter les phénomènes de biodégradation [23].

II.2.2.6 Vieillessement climatique

Le vieillissement climatique " Weathering " résulte de l'exposition directe des matériaux au rayonnement solaire, intempéries et à diverses pollutions (marine, industrielle, etc.). La température joue également un rôle important.

De nombreux adjuvants permettent de protéger les polymères (noir de carbone, pigments minéraux, tels que oxyde de zinc et oxyde de titane et absorbeurs UV).

Ce vieillissement peut dégrader les caractéristiques électriques de la surface d'un isolant, et provoquer la formation de cheminements [23].

II.2.2.7 Vieillessement électrique

Si le matériau est soumis à des décharges partielles dont les effets se traduisent par la formation de radicaux libres, ces composés réagissent rapidement avec l'oxygène. Il s'ensuit une dégradation généralisée ou très localisée (arborescences électriques) des isolants. En présence d'humidité, d'impuretés ioniques et sous l'influence de la température, des réactions électrochimiques peuvent conduire à une dégradation des propriétés du matériau.

Le vieillissement électrique d'un échantillon d'huile minérale neuve à la température ambiante ne dégrade pas l'état de l'huile. Tous les paramètres physiques, chimiques et électriques gardent des valeurs admissibles aux recommandations la norme qui régit une huile neuve (CEI 60296) [37].

La combinaison entre le nombre de claquages électriques et l'augmentation de la température et la présence d'oxygène et de l'humidité dégrade considérablement les caractéristiques de l'huile [38-42].

II.3 VIEILLISSEMENT THERMIQUE DES ISOLANTS LIQUIDES

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

Le facteur de pertes diélectrique augmente sous l'effet du vieillissement thermique, avec la diminution de la résistivité et de la tension de claquage (Figures II.4 et II.5). Le vieillissement thermique se traduit aussi par une augmentation de l'acidité et de la teneur en eau, avec une légère diminution de la viscosité [43-45].

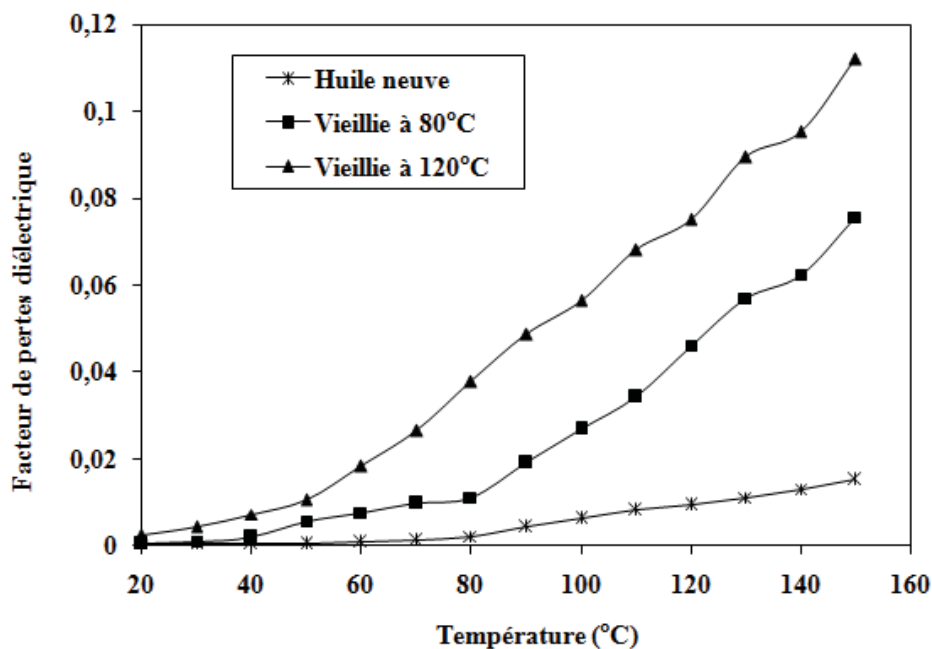


FIGURE II.4 – Influence du vieillissement thermique sur le facteur de pertes de l'huile minérale [43]

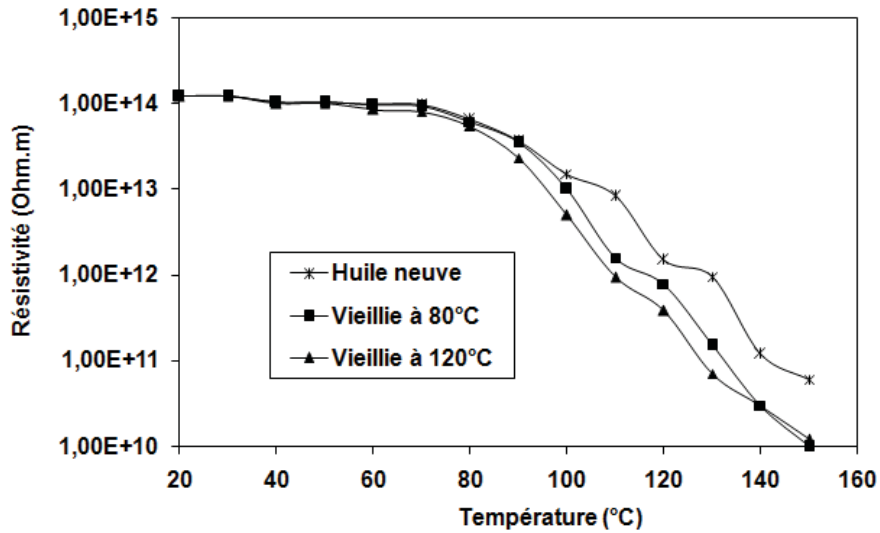


FIGURE II.5 – Influence de vieillissement thermique sur la résistivité de l’huile minérale [43]

L’huile isolante sous l’effet du vieillissement thermique peut produire des gaz de différentes natures, créant ainsi des bulles gazeuses dans l’isolant (Figure II.6). Ceci favorise les phénomènes de décharges partielles et peut amener au claquage [46-55].

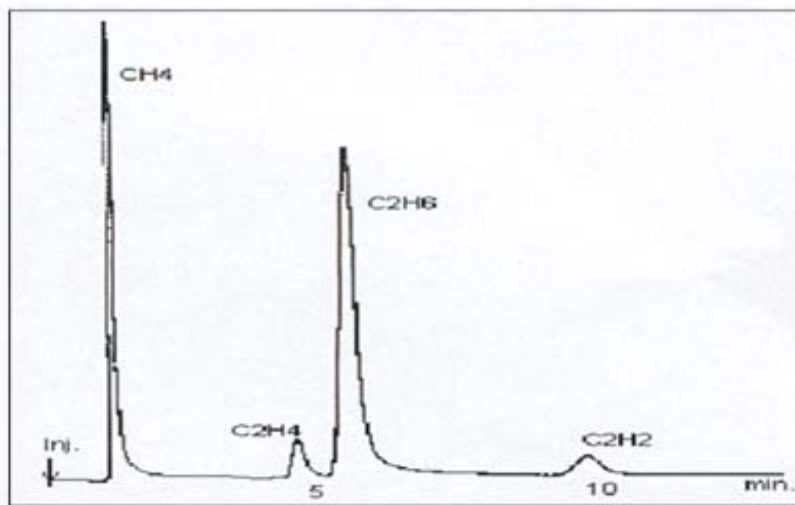


FIGURE II.6 – Chromatographie en phase gazeuse de l’huile minérale après un vieillissement thermique de 2000 heures [46]

L'étude du phénomène de vieillissement thermique d'un isolant liquide tel que l'huile pour transformateur a deux buts principaux :

- Le premier est d'évaluer la durée de vie de ces isolants sous l'effet des contraintes thermiques ;
- le second but est de trouver une éventuelle corrélation entre le processus de vieillissement et les contraintes qui le provoquent.

Le vieillissement de l'isolant dépend d'une réaction chimique unique, les molécules de l'isolant se dégradent sous l'influence de la température, ce qui conduit à une formation de dépôts dont le poids augmente notablement. Il conduit à un changement de couleur et une augmentation de pertes diélectriques [56-60].

II.4 VIEILLISSEMENT ELECTRIQUE DES ISOLANTS LIQUIDES

Le vieillissement électrique des isolants liquides se traduit par la génération des décharges partielles dans le liquide, pouvant amener à un claquage. On désigne ainsi l'étape ultime d'une succession de processus irréversibles où le milieu diélectrique est soudainement traversé par un arc électrique entre conducteurs soumis à une différence de potentiel [39].

Avant le claquage où se développe l'arc, il existe une période de préclaquage [40, 42, 61-65] comprenant elle-même deux phases :

- Une phase de génération pendant laquelle se créent les circonstances favorables (injection et multiplication localisées de charges dans le liquide) à l'apparition de l'étape suivante, en règle générale, celle d'un "streamer" (canal conducteur lumineux et ramifié)
- Une phase de propagation de la perturbation précédemment créée (streamer)

Cette séparation en deux phases pourrait, aux très courtes distances entre les électrodes, se révéler arbitraire, le même phénomène se développe au cours du temps (avalanche électronique).

Les processus électroniques sont toujours impliqués dans la phase initiale : le claquage peut résulter d'un effet coopératif d'une très grande variété de phénomènes (thermique, mécanique, électro-hydro-dynamique, chimique, etc.) plus ou moins inter corrélés, et donnant naissance à un streamer, arborescence plus ou moins lumineuse, ramifiée et conductrice qui précède l'arc [39].

Le mécanisme des Streamers dans les liquides est le mécanisme dont des figures lumineuses et ramifiées prennent naissance en général au voisinage d'une électrode (phase de génération), puis se déplacent à grande ou très grande vitesse vers l'électrode opposée (phase de propagation) [66].

Selon la forme et la durée d'application de l'onde de tension, le streamer peut s'arrêter ou progresser jusqu'à l'électrode opposée ; en règle générale, lorsqu'il atteint cette électrode ou est très proche l'arc se produit. Ainsi, la tension de claquage d'un liquide est régie par le comportement des streamers : elle est contrôlée, soit par la phase de génération, soit par la phase de propagation et l'on conçoit qu'elle dépend, pour un même liquide, du type de tension appliquée et de la géométrie des électrodes [66].

Dans une étude faite par R. Benamar [67], l'influence du vieillissement électrique ou bien du nombre de claquages sur les propriétés de l'huile de transformateur a permis de dégager les résultats suivant :

* Le facteur de dissipation diélectrique est très faiblement affecté par le claquage de l'huile. En effet, pour une température de l'huile inférieure ou égale à 70°C, il reste bon quel que soit le nombre de claquages subit par l'huile (jusqu'à 6000 claquages). Pour des températures plus élevées, il augmente en dépassant la limite admise par la norme CEI 60296 [37] (Figure II.7).

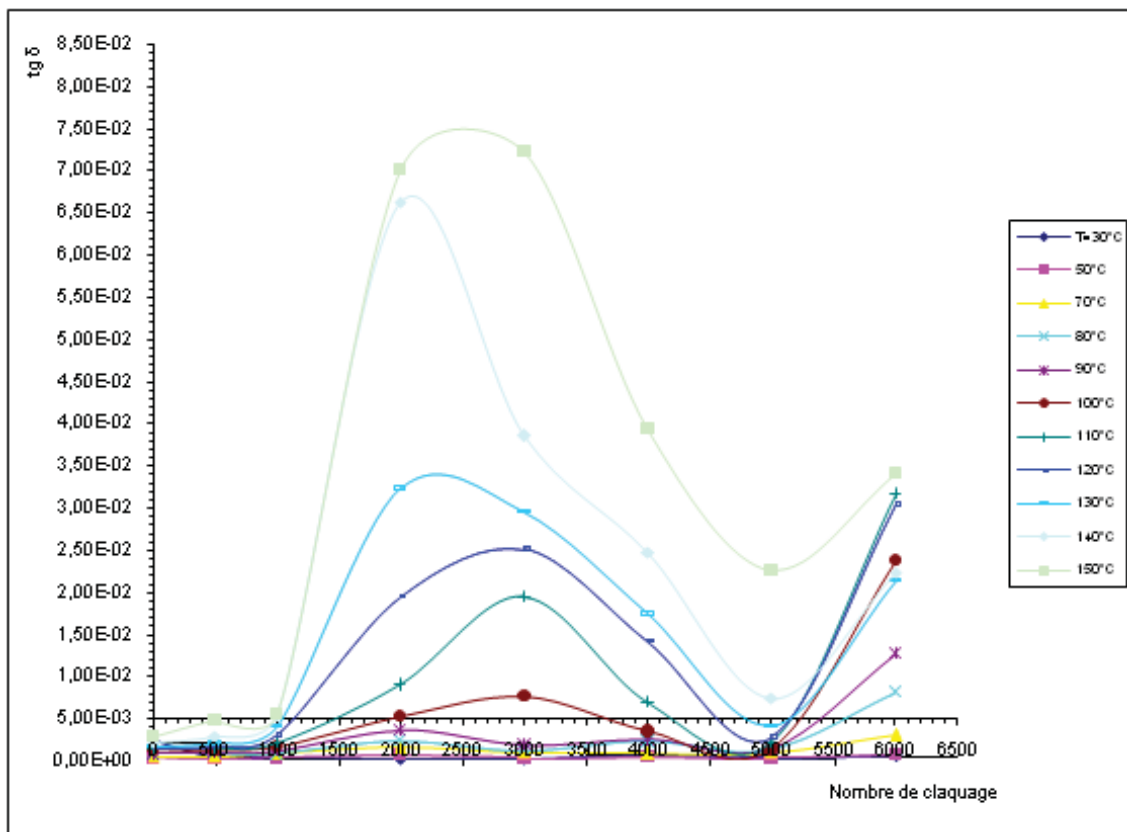


FIGURE II.7 – Variation du facteur de dissipation en fonction du nombre de claquages pour différentes températures de mesure [67]

* La permittivité relative diminue en fonction du nombre de claquages et de la température grâce à l'élimination de l'humidité (Figure II.8). Cette diminution améliore l'état isolant de l'huile en réduisant la possibilité de formation de particules chargées.

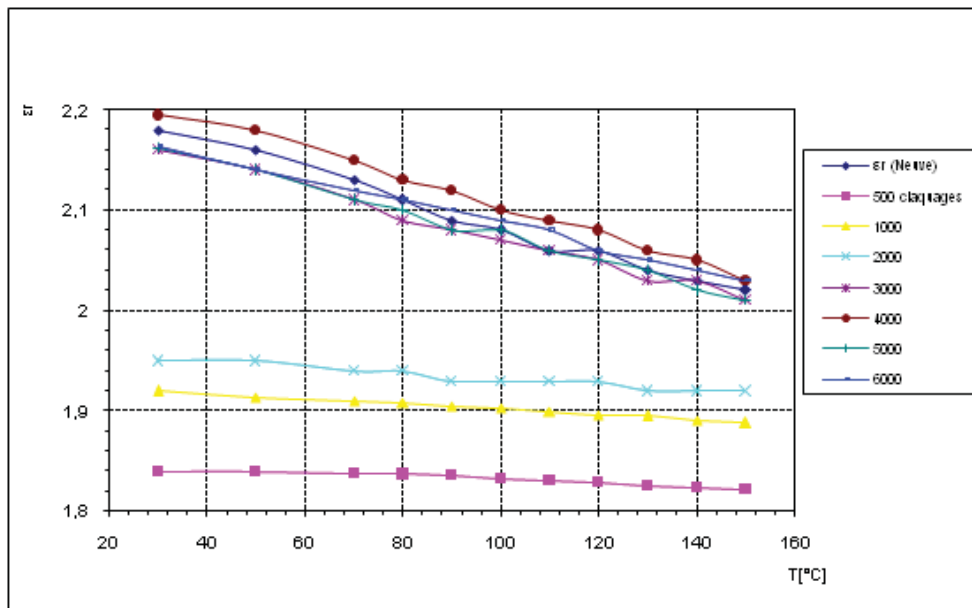


FIGURE II.8 – Variation de la permittivité relative en fonction de la température et du nombre de claquages [67]

* Pour une température fixe, la conductivité augmente en fonction du nombre de claquages puis diminue en présentant des fluctuations pour se stabiliser autour d'une valeur stable plus élevée que celle d'une huile neuve (Figure II.9).

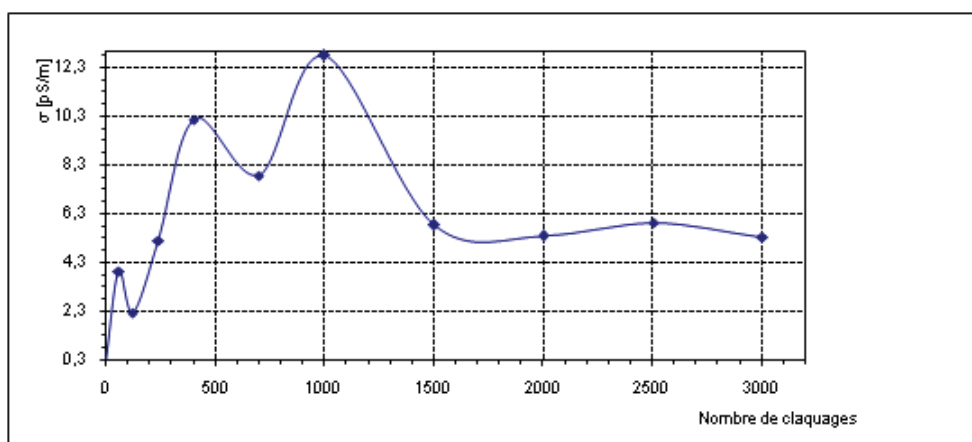


FIGURE II.9 – Variation de la conductivité en fonction du nombre de claquages [67]

Lorsque la température augmente, ce paramètre augmente quel que soit le nombre de claquages (Figure II.10). L'augmentation de la température crée une agitation plus importante des particules libres disponibles, ce qui favoriserait une plus grande ionisation.

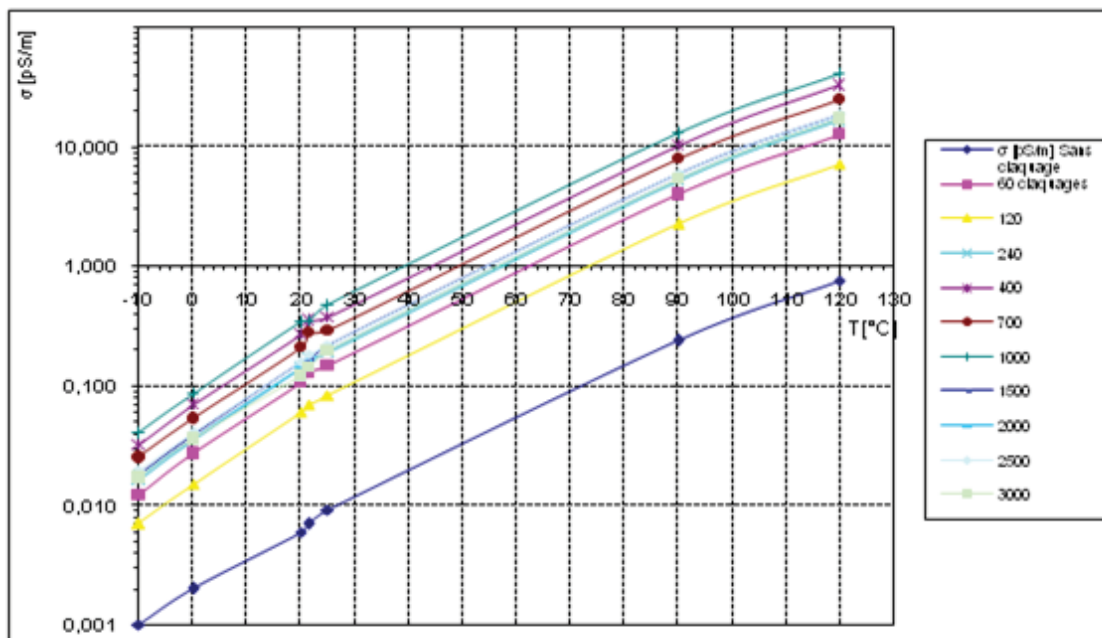


FIGURE II.10 – Variation de la conductivité en fonction de la température après différents nombres de claquages [67]

* La viscosité cinématique, l'indice de réfraction, la densité, le point d'éclair et la couleur de l'huile restent inchangés quel que soit le nombre de claquages appliqués à l'huile. L'acidité varie avec le vieillissement électrique, mais sa valeur reste au dessous des limites données par la norme [37] (Figure II.11) .

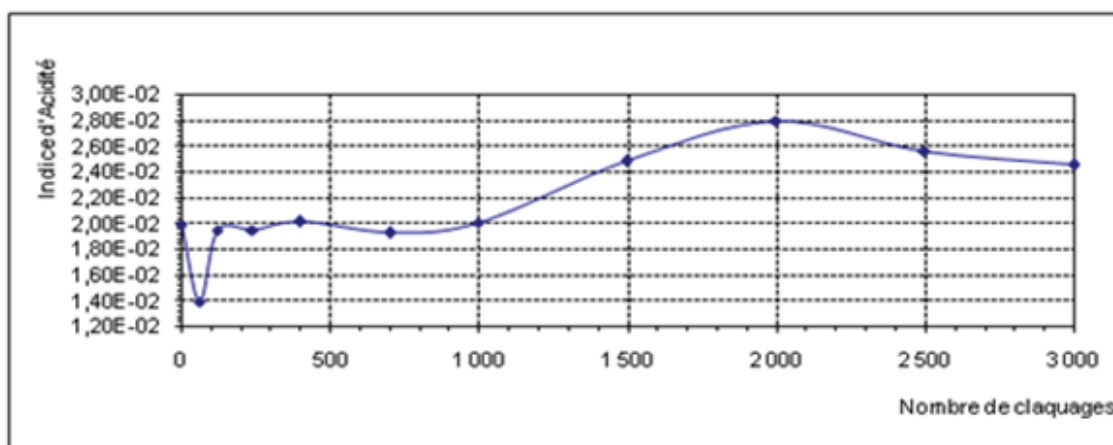


FIGURE II.11 – Variation de l'acidité de l'huile en fonction du nombre de claquages [67]

L'augmentation du nombre de claquages électriques, jusqu'à 6000 claquages, sur un échantillon d'huile minérale neuve à la température ambiante ne dégrade pas l'état de l'huile. Tous les paramètres physiques, chimiques et électriques gardent des valeurs admissibles aux recommandations de la norme qui régit une huile neuve (CEI 60296) [37].

La combinaison entre le nombre de claquages électriques et l'augmentation de la température du fonctionnement dégrade considérablement les caractéristiques de l'huile. Au-delà d'une certaine valeur, la température semble être le facteur le plus critique que le nombre de claquages dans la dégradation de l'huile isolante. Toutefois, aux premiers claquages, ces deux facteurs améliorent la rigidité de l'huile grâce à leur élimination de l'humidité contenue dans cette dernière [67].

II.5 LOIS DU VIEILLISSEMENT DES ISOLANTS

Les isolants utilisés dans la fabrication des transformateurs, qu'ils soient solides (papier, carton, bois) ou liquides (huile), subissent avec le temps une altération chimique sous l'influence de la couleur et d'autres agents tels que l'oxygène et l'humidité.

Les différents matériaux en présence peuvent avoir une influence réciproque. Ainsi, le cuivre nu est un catalyseur de l'oxydation de l'huile, tandis que les produits de décomposition du papier accélèrent l'altération de l'huile.

Depuis une quarantaine d'années, des études considérables ont été consacrées à ce problème. Les conséquences se sont fait sentir dans tous les domaines : développement de procédés de mesure, élaboration des normes, amélioration des produits existants, création de nouveaux produits, mise au point de procédés de fabrication plus performants [68].

Plusieurs lois permettent d'évaluer le vieillissement en fonction de la température :

II.5.1 Loi de Montsinger

La loi de Montsinger (1930) concernant la durée de vie d'un isolant est de la forme [5] :

$$L = C \exp\left[-\frac{\ln 2}{\Delta\theta}\theta\right] \quad (\text{II.1})$$

où

L : étant la durée de vie ;

C : constante ;

θ : la température en °C ;

$\Delta\theta$: l'écart de température correspondant au doublement ou à la réduction de moitié de la durée de vie ; il est égale à 6°C dans la norme 60354 de la CEI [23].

II.5.2 Loi de Dakin

W. Dakin [1948] a montré que la durée de vie L d'un isolant ou d'un système d'isolation en fonction de la température peut se mettre sous la forme [51] :

$$\lg L = A + B/T \quad (\text{II.2})$$

où

L : étant la durée de vie ;

A et B : constantes ;

T : la température en °C

II.5.3 Perte ou gain de durée de vie

Si on définit une température de référence T_N . Un vieillissement de durée t à une température T différente de T_N , produit une variation de la propriété mesurable égale à celle qui serait obtenue pendant un temps équivalent t_e , sous la température T_N . On établit :

$$\lg(t_e/t) = B[(1/T_N) - (1/T)] \quad (\text{II.3})$$

Cette équation permet, connaissant B , de calculer la perte ou le gain de durée de vie rapportée à la température T_N , selon que $T > T_N$ ou $T < T_N$.

II.5.4 Comparaison des lois de Montsinger et Dakin

En supposant que les deux lois donnent la même durée de vie à la température T_N , on établit que le rapport des durées de vie L_M et L_D selon Montsinger et Dakin respectivement est :

$$L_M/L_D = \exp[(T - T_N)(\frac{b}{T \cdot T_N \cdot \lg(e)} - \frac{\lg(2) \cdot \theta}{\Delta\theta})] \quad (\text{II.4})$$

On voit que le rapport L_M / L_D dépend des valeurs de b , de T et de θ , et que par conséquent il n'y a pas coïncidence entre les deux lois. La règle des 6 degré correspond à $b = 7501$ si on suppose la même durée de vie à 98°C et 130°C ; dans ce cas, la loi de Montsinger constitue une approximation de celle de Dakin.

Le tableau suivant indique l'écart de température $\Delta\theta$ équivalant à différentes valeurs de b en supposant des durées de vie à 98°C et 130°C.

b	5000	6000	7000	8000	9000
$\Delta\theta$ équivalent (°C)	9	7,5	6,4	5,6	5

TABLE II.1 – Valeurs de l'écart de température pour différentes valeurs de la constante b

Même si la loi de Dakin doit être utilisée avec certaines précautions, étant donné les hypothèses simplificatrices adoptées pour l'établir, sa base plus physique doit la faire préférer à celle de Montsinger. C'est d'ailleurs la tendance générale actuelle dans le domaine de l'isolation papier-huile.

II.6 CONCLUSION

Nous avons vu dans ce chapitre que le vieillissement est défini comme étant tout phénomène se traduisant par une évolution lente et irréversible des propriétés du matériau. Ces changements affectent considérablement les performances de l'isolant et réduisent sa durée de vie.

Nous avons pu noter que le vieillissement se divise en deux types essentiels ; physique et chimique. Le vieillissement physique peut se produire avec ou sans transfert de masse. Le vieillissement chimique provoque une modification du matériau sous l'influence de l'environnement. Dans la pratique, les deux formes de vieillissement se superposent.

Il apparaît que le vieillissement thermique des isolants liquides ; qui ne fait intervenir que le matériau, l'atmosphère et la températures, provoque l'oxydation de l'isolant et entraîne une augmentation du facteur de pertes diélectriques et la diminution de la résistivité et la tension de claquage, avec une chute des caractéristiques physico-chimiques, en générant des gaz dissous dans l'isolant.

Le vieillissement électrique des isolants liquides se traduit par la génération des décharges partielles dans le liquide, pouvant amener à un claquage.

Nous avons pu ressortir que la combinaison entre le vieillissement électrique et vieillissement thermique, avec la présence d'oxygène et de l'humidité dégrade considérablement les caractéristiques de l'huile

Enfin, nous avons présenté les différentes lois correspondante à la détermination de la durée de vie des isolants.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] J. Verdu ; « Vieillissement physiques des plastiques », Technique de l'ingénieur, Traité plastiques et composites D3150, Novembre 2002.
- [2] Norme CEI 60505 ; « Evaluation et qualification des systèmes d'isolation électriques », Octobre 2004.
- [3] IEEE Standard 1064-1991; « IEEE Guide for multifactor stress functional testing of electrical insulation systems », 1991.
- [4] Norme CEI 60050-212 ; « Vocabulaire électrotechnique international – chapitre 212 : solides, liquids et », Octobre 1990.
- [5] I. Fofana, H. Borsi E. Gokenbakh and M. Farzaneh ; « Aging of transformer oil insulating materials under selective conditions », European Transactions on Electrical Power, Vol. 17, n°5, pp. 450-470, September/October 2007.
- [6] I. Fofana, H. Borsi and E. Gokenbakh ; « Fundamental investigations on some transformers liquids under various outdoor conditions » ; IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 8, n°6, pp. 1040-1047, December 2001.
- [7] Z.T. Yao and T.K. Saha; « Separation of ageing and moisture impacts on transformer insulating degradation by polarisation measurements », CIGRE, Paper n° 15-304, 2002.
- [8] K. Ota, M. Miura, M. Sone and H. Mitsui; « Conduction of water clusters in modified aged oil », Electrical Engineering in Japan, Vol. 145, n°2, pp. 695-701, 2003.
- [9] V. Segal, D. Nattrass, K. Raj and D. Leonard; « Accelerated thermal aging of petroleum-based ferrofluids », Journal of Magnetism and Magnetic Materials, Vol. 201, pp. 70-72, 1999.
- [10] D.S. Kovacevic, S.P. Skundric and J.M. Lukic ; « Monitoring and diagnostics of power transformer insulation », Journal of Thermal Science, Vol. 10, n°4, pp. 43-54, 2006.
- [11] A.M. Emsley, X. Xiao, R.J. Heywood and M. Ali; « Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 2: Formation of furan products in insulating oil », IEE Proceedings of Science and Measurement Technology, Vol. 147, n°3, pp. 110-114, May 2000.
- [12] P.M. Mitchinson, P.L. Lewin, G.C. Chen and P. Jarman; « An experiment for evaluating the scale effect of moisture on high voltage transformer insulation », IEEE Proceedings of International Symposium on Electrical Insulation, Canada, pp. 218-221, 11-14 June 2006.
- [13] B. García, J.C. Burgos, A.M. Alonso, and J.Sanz; « A moisture-in-oil model for power transformer monitoring - Part I: Theoretical foundation », IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, n°2, pp. 1417-1422, April 2005.

- [14] B. García, J.C. Burgos, A.M. Alonso, and J.Sanz; « A moisture-in-oil model for power transformer monitoring - Part II: Experimental verification », IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, n°2, pp. 1423-1429, April 2005.
- [15] B. García, J.C. Burgos, A.M. Alonso, and J.Sanz; « Evaluating transformer condition using dga oil analysis », IEEE Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), USA, pp. 463-468, 2003.
- [16] T.K. Saha ; « Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers », IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 10, n°5, pp. 903-917, October 2003.
- [17] M. Koch and S. Tenbohlen ; « Evolution of bubbles in oil–paper insulation influenced by material quality and ageing », IET Electric Power Applications, Vol. 5, n°1, pp. 168-174, 2011.
- [18] P. Przybylek, Z. Nadolny and H. Moscicka-Grzesiak; « Bubble effect as a consequence of dielectric losses in cellulose insulation » ; IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 17, n°3, pp. 913-917, June 2010.
- [19] L.E. Lundgaard, W. Hansen and S. Ingebrigtsen; « Ageing of mineral oil impregnated cellulose by acid » ; IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 15, n°2, pp. 540-546, April 2008.
- [20] D.M. Hepburn, F. Waite and I.J. Kemp; « Effect of metal and paper inclusions on mineral oil degradation », IEEE Proceedings of International Symposium on Electrical Insulation, USA, pp. 241-244, 19-22 September 2004.
- [21] J. Verdu; « Vieillissement des plastiques », Editions Eyrolles, 2004.
- [22] D. Bougueddad; « Influence du vieillissement sur les propriétés de l'éthylène propylène diène monomère (EPDM) », Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Polytechnique, 2010.
- [23] R. Fourier; « Les isolants en électrotechnique, Essais, Mécanismes de dégradation, Applications Industrielles », Editions Eyrolles, Paris, 1990.
- [24] V. Wasserberg, H. Borsi and E. Gokenbakh ; « A novel system for the prolongation of life time of power transformer by reduced oxidation and ageing », IEEE Conference Record of the International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), pp. 233-236, Indianapolis (USA), 19-22 September 2004.
- [25] T.K.Saha and P. Purkait ; « Investigations of temperature effects on the dielectric response measurement of transformer oil-paper insulation system », IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 23, n°1, pp. 252-260, January 2008.
- [26] M. Kanno, N. Ootee, T. Suzuki and T. Ishii ; « Changes in ECT and dielectric dissipation factor of insulating oil due to aging in oxygen », IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 8, n°6, pp. 1048-1053, December 2001.

- [27] X. Chi, Z. Yang, F. Wang, S. Sheng, Y. Chen and J. Yang ; « Thermal aging of oil-paper used in power transformers », IEEE Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), Vol. 2, pp. 5-32, 17-20 October 1999.
- [28] J.A. Palmer, X. Wang, R.A. Shoureshi, A. Mander, D. Forgerson and C. Rish ; « Effect of aging on the spectral response of transformer oil », IEEE Conference Record of International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), pp. 460-464, 2-5 April 2000.
- [29] M.R. Meshkatoddini ; « A practical method for lifetime estimation of the used mineral oils », IEEE Proceedings of International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), pp. 305-308, Graz (Austria), 7-12 July 2002.
- [30] L.E. Landgrand, W. Hansen, D. Linhjell and T.J. painter ; « Aging of oil-impregnated paper in power transformers », IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, n°1, pp. 230-239, January 2004.
- [31] N. Berger ; « Liquides isolants en électrotechnique – Présentation générale », Technique de l'ingénieur, Traité de génie électrique D2470, Mai 2002.
- [32] C.P. McShane, K.J. Rapp, J.L. Corkran, G.A. Gauger and J. Luksich ; « Aging of Kraft paper in natural ester dielectric fluid » ; IEEE Proceedings of International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), pp. 173-177, Graz (Austria), 7-12 July 2002.
- [33] L.R. Lewand and P. Griffin ; « Gassing characteristics of transformer oil under thermal stress » ; NETAWORLD The Official Publication of the International Electrical testing Association, Fall (USA), 2005.
- [34] Z.T. Yao and T.K. Saha; « Separation of ageing and moisture impacts on transformer insulating degradation by polarisation measurements », CIGRE, Paper n° 15-304, 2002.
- [35] N. Berger ; « Liquides isolants en électrotechnique – Caractéristiques des produits », Technique de l'ingénieur, Traité de génie électrique D2471, Novembre 2002.
- [36] D.S. Kovacevic, S.P. Skundric and J.M. Lukic ; « Monitoring and diagnostics of power transformer insulation », Journal of Thermal Science, Vol. 10, n°4, pp. 43-54, 2006.
- [37] Norme CEI 60296 ; « Fluides pour applications électrotechniques – Huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillages de connexion », Avril 2004.
- [38] R. Tobazeon ; « Conduction électrique dans les liquides », Techniques de l'ingénieur, Traité de génie électrique, D2430, Novembre 1996.
- [39] R. Tobazeon ; « Préclaquage et claquage des liquides diélectriques », Techniques de l'ingénieur, Traité de génie électrique, D2450, Novembre 1997.
- [40] A. Beroual and R. Tobazeon; « Prebreakdown phenomena in liquid dielectrics », IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. EI-21, n°4, pp. 613-627, August 1986.

- [41] R. Musil, M. Baur and W. Pfister ; « Testing practice for the AC breakdown voltage testing of insulating liquids », IEEE Electrical Insulating Magazine, Vol. 11, n°1, pp. 21-26, January/February 1995.
- [42] M. Butcher, A. Neuber, M.D. Cevallos, J.C. Dickens and H. Krompholz ; « Conduction and breakdown mechanisms in transformer oils », IEEE Transactions on Plasma Science, Vol. 34, n°2, pp. 467-475, April 2006.
- [43] **S. Abdi** et A. Boubakeur; « Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur », Proceedings de la 5^{ème} Conférence Nationale de Haute Tension (CNHT), pp. 139-142, Oran (Algérie), 01-03 Décembre 2003.
- [44] **S. Abdi**, A. Boubakeur and A. Haddad ; « Influence of thermal ageing on transformer oil properties », IEEE Proceedings of International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), pp. 409-412, Poitiers (France), 30 June-04 July 2008.
- [45] **S. Abdi**, A. Boubakeur, A. Haddad and N. Harid ; « Influence of artificial thermal ageing on transformer oil properties », Electric Power Components & System, Vol. 39, n°15, pp. 1701-1711, 2011.
- [46] **S. Abdi**, A. Boubakeur and A. Haddad ; « Influence of thermal ageing on dissolved gases in transformer oil », Proceedings de la 6^{ème} Conférence de la Société Française d'Electrostatique (SFE), pp. 227-230, Paris (France), 7-9 Juillet 2008.
- [47] E.J. Murphy; « The generation of gases in the dielectric breakdown of oil », Journal of Applied Physics D, Vol. 4, pp. 917-927, 1970.
- [48] R. Wilputte ; « Contribution à l'étude de l'évolution de gaz dans les isolants liquides et solides sous l'action de contraintes électriques », CIGRE, Paper 15-03, Août/Septembre 1970.
- [49] A.C.M. Wilson; « Insulating liquids: their uses, manufacture and properties », Perigrinus Ltd, Stevenage (UK), 1980.
- [50] A. Zaky and I.Y. Megahed; « Effect of organic additives, gas phase, stress, and temperature on the gassing characteristics of insulating liquids », IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. EI-7, n°3, pp. 145-152, September 1972.
- [51] D.R. Pugh; « Advances in fault diagnosis by combustible gas analysis », Minute de la 41^e Conférence Annuelle International de Doble, Sec. 10-1201, Doble Engineering Comity, Watertown (USA), 1974.
- [52] E. Dornenburg and W. Strittmatter; « Fault diagnosis by combustible gas analysis », Brown Boveri Review, Vol. 61, n°5, pp. 238-247, 1974.
- [53] Norme CEI 60567 ; « Matériels électriques immergés – Echantillonnage de gaz et d'huile pour analyse des gaz libres et dissous – Lignes directrices », Octobre 2005.
- [54] Norme CEI 60599 ; « Matériels électriques imprégnés d'huile minérale en service - Guide pour l'interprétation de l'analyse des gaz dissous et des gaz libres », Avril 1999.

- [55] ANSI C57.104; « IEEE Guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformers », June 1991.
- [56] K. Abe, T. Umemura and M. Shimahara ; « Thermal ageing effects on electrical and physicochemical properties of mineral base insulating liquids », IEEE Conference Record of International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), pp. 203-206, 5-8 Juin 1988.
- [57] M. Kohtoh, G. Ueta and S. Okabe ; « Transformer insulating oil characteristics changes observed using accelerated degradation in consideration of field transformer condition », IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 17, n°3, pp. 808-818, June 2010.
- [58] K. Farouk ; « The effect of particulate and water contaminated on the dielectric strength of insulating oil », IEEE Conference Record of the International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), pp. 728-732, Montreal (CANADA), 16-19 June 1996.
- [59] C.H. Krause; « Dielectric strength of transformer oil impact of oil flow, moisture and cellulose particles », WICOR Insulation Conference, p. 8, Rapperswil (Switzerland), September 1996.
- [60] D. Peng, D. Yang C.F. Wang and MaLi ; « The influence of transformer oil aging to dielectric dissipation factor and its insulating lifetime », IEEE Asia-Pacific Power Energy Engineering Conference (APPEEC), pp. 1-4, Wuhan (China), 27-31 March 2009.
- [61] A. Saker, P. Gournay, N. Giao Trinh, C. Boisdon, O. Lesaint and R. Tobazeon ; « Prebreakdown and breakdown phenomena in large oil gaps under AC », IEEE Conference Record of the International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), Vol. 2, pp. 733-736, Montreal (CANADA), 16-19 June 1996.
- [62] P. Rain and O. Lesant ; « Prebreakdown phenomena in mineral oil under step and ac voltage in large-gap divergent fields », IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 1, n°4, pp. 692-701, December 2009.
- [63] C. T. Duy, O. Lesaint, N. Bonifaci, A. Denat and Y. Bertrand ; « High voltage breakdown and pre-breakdown properties in rape-seed insulating oil », IEEE Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), pp. 623-626, 14-17 October 2007.
- [64] M. Krins, M. Reuter, H. Borsi and E. Gokenbakh ; « Breakdown and flashover phenomena related to the presence of high absolute water contents in clean and carbonized transformer oil », IEEE Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), pp. 252-255, 20-24 October 2002.
- [65] M. Ikeda, S. Fakumoto, H. Takao, S. Ohtsuka, E. Hagimononi and M. Hikita ; « Breakdown characteristics of the oil and paper insulation for a fast transient voltage », IEEE Electrical Engineering in Japan, Vol. 141, n°4, pp. 1206-1212, 2002.

[66] S. Bouazabia ; « Etude des phénomènes de génération des streamers dans les diélectriques liquides », Thèse de Doctorat d'Etat, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, Février 2006.

[67] R. Benamar ; « Influence du nombre de claquages sur les propriétés de l'huile de transformateur », Thèse de Magister, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, 2008.

[68] B. Hochard ; « Le transformateur de puissance », 2^{ème} édition, pp : 70-85 ; 198-215, 1988.

Chapitre III

TECHNIQUES EXPERIMENTALES

III.1 INTRODUCTION

Nous présentons dans ce chapitre les essais effectués sur l'huile de transformateur.

Dans le but de déterminer l'influence du vieillissement thermique sur les différentes propriétés de l'huile de transformateur, ainsi que la modélisation du claquage de l'huile, deux types d'essais ont été réalisés dans deux laboratoires différents ; le laboratoire des huiles de Sharikat Khadamat Mouhawilat Kahrabaia (SKMK) de Blida en Algérie, où nous avons effectué des essais sur les caractéristiques de l'huile de transformateur vieillie ; puis le laboratoire de haute tension de l'université de Cardiff en Grande Bretagne (UK), où nous avons réalisé des essais sur les caractéristiques dynamiques de l'huile au moment du claquage.

III.2 ESSAIS DE VIEILLISSEMENT DE L'HUILE

III.2.1 Préparation des échantillons

III.2.1.1 Caractéristiques de l'huile

Les essais de vieillissement ont été effectués sur une huile de transformateur neuve utilisée par la SONELGAZ, cette huile est commercialement appelée BORAK 22. Ses caractéristiques principales sont données au tableau III.1.

Propriétés	Unité de mesure	Exigence de la norme huile neuve	Norme	Valeur mesurée BORAK 22
Propriétés électriques				
Tension de claquage après repos	kV	> 70	CEI 60156	79,8
$\tan\delta$ à 90°C		5.10^{-4}	CEI 60247	5.10^{-4}
Propriétés physiques				
Aspect		Limpide et exempte de matière solide	CEI 60296	Limpide
Viscosité cinématique à 40°C	mm^2/s	< 11	ISO 3104	6,998
Point d'éclair	°C	> 130	ISO 2719	140
Densité	Kg/dm^3	< 0,895	ISO 3675	0,860
Propriétés chimiques				
Indice d'acidité	mg KOH/g	< 0,03	CEI 62021-1	0,0117
Teneur en Eau	ppm	< 30	CEI 60814	8,2
Indice de couleur	ppm	< 02	ISO 2049	< 0,5
Indice de réfraction				1,474

TABLE III.1 – Caractéristiques de l'huile Borak 22

III.2.1.2 Mode opératoire

Avant l'essai de vieillissement de l'huile, les flacons en verre d'un volume de 1 litre sont nettoyés, puis séchés dans une étuve à 110°C pendant une heure afin d'éliminer toute trace d'impuretés et d'humidité. Les flacons nettoyés sont remplis d'huile neuve de 95% à 98% de leur capacité, et sont fermés par des bouchons en liège entourés d'une feuille d'aluminium conformément aux normes [1-2].

Ces flacons ont été mis dans quatre étuves réglées à quatre températures différentes ; 80°C, 100°C, 120°C et 140°C pour une durée de vieillissement de 5000 heures.

Un prélèvement d'échantillons d'huile pour les quatre températures est fait toutes les 500 heures durant le vieillissement en retirant un flacon de chaque étuve, et les différentes propriétés ont été mesurées à la fin de chaque intervalle d'heures (Figure III.1).



FIGURE III.1 – Etuve pour vieillissement de l'huile

III.2.2 Dispositifs pour les mesures des propriétés électriques

III.2.2.1 Mesure du facteur de pertes diélectriques et de la permittivité relative

Le principe générale de cette mesure est basé sur les méthodes en pont. C'est l'obtention, par variation de certains paramètres du circuit, d'un équilibre entre deux branches d'un circuit, l'une contenant l'échantillon à étudier, et l'autre des condensateurs de référence ou étalons. Le pont le plus utilisé est généralement le pont de Shering qui est adapté à la caractérisation dans le domaine temporel sous haute tension et basse fréquence ($<1\text{kHz}$) (Figure III.2) [3].

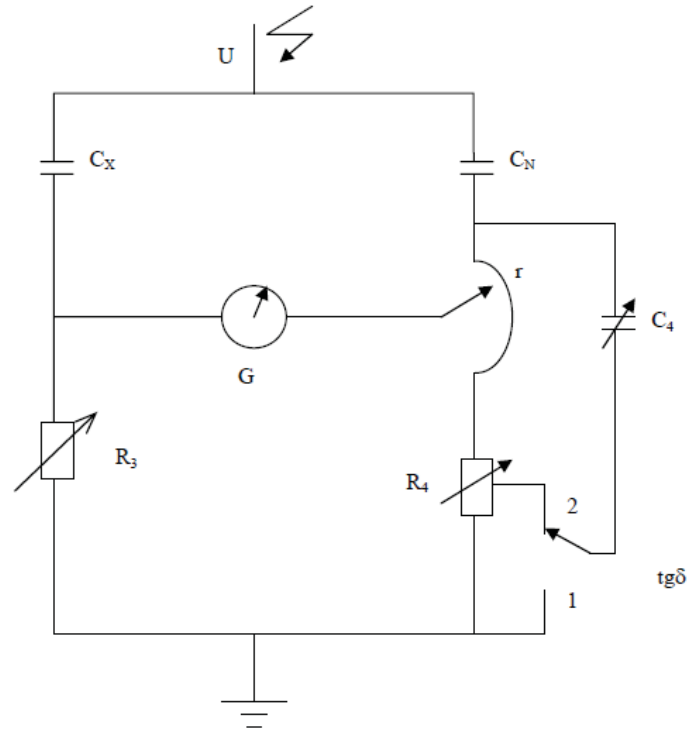


FIGURE III.2 – Schéma de principe du pont de Shering

La mesure du facteur de pertes diélectriques et de la permittivité relative est réalisée par un système de mesure BAUR DTL (the Automatic Dissipation Factor and Resistivity Test Equipment Dieltest) qui permet de mesurer en séquence et de manière totalement automatique, le facteur de pertes diélectriques $\tan \delta$, la permittivité relative ϵ_r et la résistivité ρ en $\Omega.m$.

La cellule de mesure a une capacité de 45 ml. Avant chaque mesure, elle est rincée au moins trois fois à l'aide d'un milieu à mesurer, le volume de l'échantillon du milieu à mesurer est donc au minimum de 200 ml d'huile.

Une fois la séquence de mesure est lancée, un dispositif de chauffage par induction garantit un chauffage rapide et précis du milieu à mesurer. Lorsque la température de mesure voulue est atteinte, les mesures sont effectuées automatiquement à l'aide d'un pont de mesure numérique. Il est programmé pour afficher 06 mesures et leur moyenne à la température de 90°C , sous une tension de 2kV et la fréquence de 50 Hz. Les résultats de mesure sont présentés sur l'afficheur (Figure III.3).

La mesure est faite conformément à la recommandation CEI 60247 [4].



FIGURE III.3 – BAUR DTL pour la mesure du facteur de pertes et de la permittivité relative

III.2.2.2 Mesure de la résistivité

La mesure est faite à travers le BAUR DTL utilisé pour la mesure du facteur de pertes diélectriques et de la permittivité relative présenté précédemment.

La mesure de la résistivité transversale peut être effectuée en utilisant un mégohmmètre conformément à la norme CEI 60247 [4].

A l'aide du mégohmmètre MULTI-MEGOHMETRE MOM11 relié à un condensateur à anneau de garde similaire à celui décrit précédemment lors de la mesure de $\tan\delta$ (Figure III.4), nous mesurons la résistance d'isolement et ensuite nous calculons la résistivité transversale à l'aide de la relation suivante :

$$\rho = R.s/e \quad (III.1)$$

avec

ρ : résistivité transversale [$\Omega.m$]

R : résistance d'isolement [Ω]

e : épaisseur de l'éprouvette [m]

s : surface de l'éprouvette soit 20 cm^2

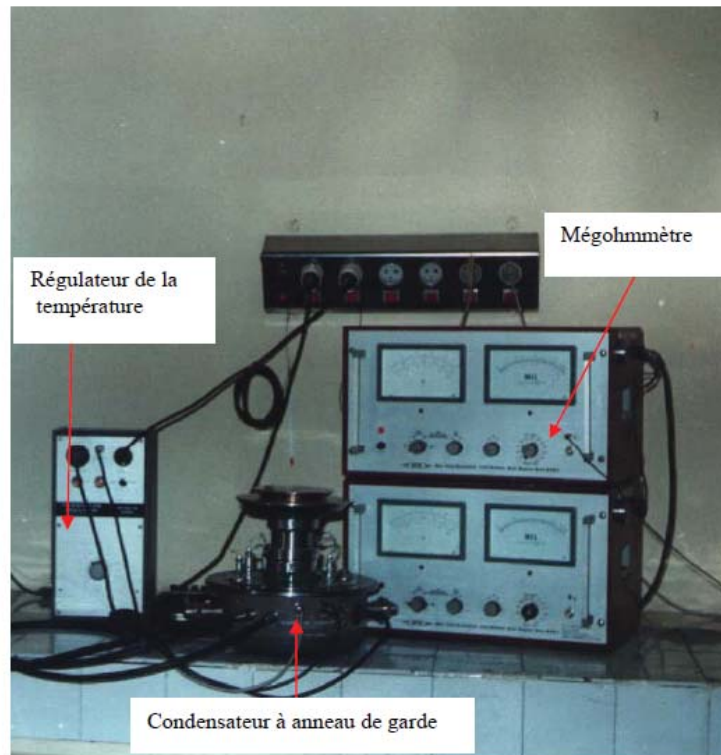
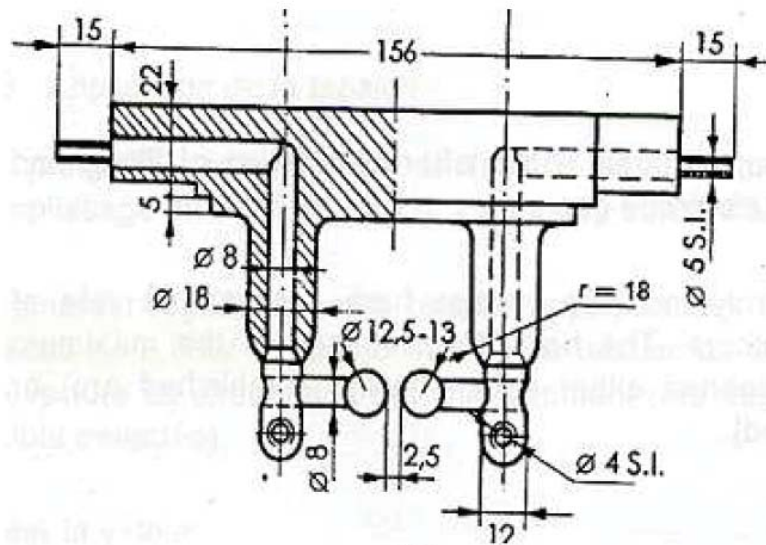


FIGURE III.4 – Vue des appareils de mesure de la résistivité transversale

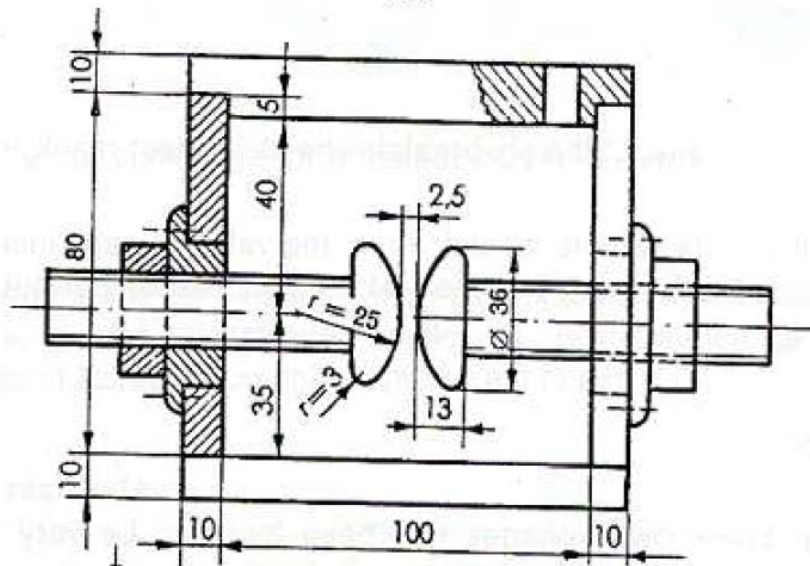
III.2.2.3 Mesure de la tension de claquage

La mesure de la tension de claquage a été effectuée conformément à la norme CEI 60156 [5]. Elle est réalisée à fréquence industrielle (50 Hz), et consiste à réaliser l'essai à température ambiante, au moyen d'un diélectromètre, selon des conditions bien définies :

- Les électrodes sont sphériques (Figure III.5.a) ou hémisphériques (Figure III.5.b), fabriqués soient en laiton, bronze ou en acier inoxydable austénitique ;
- L'axe des électrodes est horizontal et la distance qui sépare les électrodes est de $2,5 \pm 0,05$ mm ;
- La cellule contenant le liquide est en verre, et son volume est compris entre 350 et 600 ml ;
- La montée en tension est uniforme et automatique ($2,0 \pm 0,2$ kV/s) ;
- Il y a deux minutes d'attente entre chaque claquage, et le liquide est continuellement agité pendant l'essai.



(a)



(b)

FIGURE III.5 – Cellules avec électrodes sphériques (a) et hémisphériques (b) [5]

Au laboratoire, nous utilisons un spintermètre du type OTSA100AF/2 (Figure III.6.a) équipé d'une cellule (Figure III.6.b) pouvant contenir 250 ml d'huile avec un système d'électrodes sphériques de diamètre 12,5 mm et de distance 2,5 mm. La tension maximale étant 100 kV (50 Hz).

Il existe une autre norme, la CEI 60897 [6], qui permet de tester la tenue aux chocs de l'huile. Dans cet essai, le liquide est soumis à un champ divergeant créé par un système d'électrodes pointe-sphère (pointe de 50 μm et rayon de courbure de 40 à 70 μm , éloignée de 10 à 25 mm d'une bille de 12,5 mm de diamètre).



(a) : Vue d'ensemble



(b) : la cellule

FIGURE III.6 – Spintermètre OTS 100 AF/2 pour la mesure de la tension de claquage

III.2.3 Dispositifs pour les mesures des propriétés physico-chimiques

III.2.3.1 Mesure de la viscosité cinématique η

On procède à la mesure du temps d'écoulement d'un volume de liquide dans un viscosimètre de marque TAMSON (Figure III.7). La viscosité cinématique est le produit de ce temps par la constante de temps d'étalonnage de l'appareil. Cette mesure est faite selon la norme ISO 3104 [7].



FIGURE III.7 – Viscosimètre

III.2.3.2 Mesure de l'indice d'acidité

La mesure de l'acidité est réalisée par un procédé chimique appelé la neutralisation. La valeur de l'acidité est exprimée en mg de KOH par g d'huile, c'est-à-dire le nombre de mg d'une solution de potasse alcoolique (KOH) de normalité 0,1 nécessaire pour neutraliser un gramme de l'huile à essayer.

Le calcul de l'indice d'acidité se fait selon l'équation suivante :

$$IA = 0,1M_1V/M \quad (III.2)$$

où :

IA : l'indice d'acidité

0,1 : normalité de la solution KOH (moles/l)

M_1 : masse moléculaire de la solution KOH (g/moles)

M : masse d'huile (g)

V : volume de KOH nécessaire pour avoir la neutralisation (ml)

Le système de neutralisation est donné à la figure III.8. La mesure est réalisée selon la norme CEI 62021-1 [8].



FIGURE III.8 – Système de neutralisation

III.2.3.3 Mesure de la teneur en eau

La teneur en eau est mesurée par un appareil numérique BAUR KFM2000 branché à un tube contenant une solution chimique (Figure III.9). On injecte un volume d'huile dans ce tube d'essais et on introduit comme donnée le volume d'huile injectée. Après quelques instants l'appareil affiche la teneur en eau en p.p.m (en poids ou en volume) après spécification de la densité de l'huile.

La mesure est faite conformément à la norme CEI 60814 [9].



FIGURE III.9 – BAUR KFM2000 pour la mesure de la teneur en eau

III.2.3.4 Mesure de l'indice de couleur

La couleur d'une huile isolante est déterminée en lumière transmise, et est exprimée par un indice obtenu par comparaison avec une série de couleur de verres étalons. L'étalon de couleur correspondant, ou celui dont la couleur est juste supérieure, est pris comme valeur de l'indice de couleur.

La mesure est faite par un Tintomètre Lovibond PFX195 représenté à la figure III.10 selon la norme ISO 2049 [10].



FIGURE III.10 – Tintomètre Lovibond PFX195 pour la mesure de l'indice de couleur

III.2.3.5 Mesure du point d'éclair

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

- La méthode en coupe ouverte, telle que la méthode Cleveland (ISO 2592 [11]) ;
- La méthode en coupe fermée, telle que la méthode Pensky-Martens (ISO 2719 [12]).

Pour la méthode en coupe ouverte, comme son nom l'indique, le liquide est au contact de l'air libre, et les vapeurs peuvent se mélanger librement à l'air environnant. Dans l'autre méthode, le volume au dessus de la coupelle est clos et les vapeurs restent au voisinage de la surface du liquide. Les méthodes en coupe fermée donnent généralement des valeurs plus faibles que les méthodes en coupe ouverte [12].

L'appareil de mesure est un Autoflash GALLENKAMP AF3 utilisant la méthode en coupe fermée, et est schématisé à la figure III.11.



FIGURE III.11 – Autoflash GALLENKAMP AF3 pour la mesure du point d'éclair

III.2.3.6 Mesure de la densité

La mesure de la densité ou la masse volumique est réalisée au moyen d'un densimètre étalonné de marque MBL (Figure III.12), et ce, conformément à la norme ISO 3675 [13].



FIGURE III.12 – Densimètre MBL

III.3 COMPORTEMENT DYNAMIQUE DE L'HUILE AU MOEMENT DU CLAQUAGE

III.3.1 Préparation des échantillons

III.3.1.1 Cellule de test

Dans le but d'étudier le comportement dynamique de l'huile isolante au moment du claquage, nous avons conçu une cellule de test fabriquée d'un matériau isolant " le polycarbonate " pour réaliser des tests de claquage. La cellule contient deux électrodes sphériques d'un diamètre de 25,38 mm avec une capacité volumique de 500 ml. La distance inter-électrodes varie de 1mm à 5mm. Le nettoyage de la cellule de test ainsi que les électrodes a été fait conformément à la norme CEI 60156 [5].

La cellule de test est remplie d'huile neuve à chaque test. Ce remplissage est réalisé jusqu'à ce que les électrodes soient complètement submergées dans l'huile (Figure III.13).



FIGURE III.13 – Cellule de test remplie d’huile neuve

III.3.1.2 Caractéristiques dynamiques de l’huile

Les essais de claquage ont été effectués sur une huile de transformateur neuve utilisée en Grande Bretagne (UK). Cette huile est commercialement appelée DS2511 dont les caractéristiques sont données au tableau III.2.

Propriétés	Unité	Norme	Spécification min	max	Valeur typique
1. PHYSIQUE					
Viscosité à -15°C	cSt	ISO 3104		800	400
Viscosité à 40°C	cSt	ISO 3104		16,5	9
Point d’éclair	$^{\circ}\text{C}$	ISO 2719	140		150
Point d’écoulement	$^{\circ}\text{C}$	ISO 3016		-45	< -45
Densité à 20°C	kg/dm^3	ISO 3675		0,895	0,879
2. CHIMIQUE					
Indice d’acidité	mgKOH/g	CEI 62021-1		30	< 25
Teneur en PCB	ppm	CEI 61619			
Teneur en eau	ppm	CEI 60814			
Stabilité à l’oxydation à 120°C	mgKOH/g	CEI 61125		0,25	0,06
Tendance au Gassing	mm^3/min	CEI 60628		+ 8	+ 3
3. ELECTRIQUE					
$\tan\delta$ à 90°C	-	CEI 60247		0.005	0.001
Tension de claquage	kV	CEI 60156	30		> 40

TABLE III.2 – Caractéristiques de l’huile DS2511

III.3.2 Test expérimental

Un dispositif Hipotronics AC Dielectric Test Set a été utilisé comme source d'essai ayant une tension nominal de 75 kV_{eff} . Il contient un contrôleur PLC permettant un contrôle manuel et automatique de la tension. La borne HT est connectée à une des électrodes sphérique, et l'autre électrode est mise à la terre .

L'augmentation de la tension se fait automatiquement à trois vitesses différentes ; $0,5 \text{ kV/s}$, 2 kV/s et $3,5 \text{ kV/s}$, et cela pour chaque distance inter-électrodes.

En plus du diviseur de tension interne au dispositif d'essai Hipotronics, la variation instantanée de la tension est mesurée grâce à un diviseur capacitif d'un rapport de division égale à 40600. La tension de claquage est la moyenne arithmétique de six mesures, avec un temps de repos de 2mn entre deux claquages successifs. Le courant de claquage est mesuré à travers un transformateur de courant d'une sensibilité de $0,1 \text{ V/A}$, et ce, en utilisant un oscilloscope électronique Lecroy 100 MHz, 1 GS/s . Les variations du courant et de la tension au moment du claquage sont enregistrées sur disquette incorporée dans l'oscilloscope (Figure III.14).

Le transformateur est équipé d'un système de protection qui utilise un temps de retard de 40 ms après chaque événement de claquage, dans le but d'éliminer le défaut dû à ce claquage. La tension de claquage ainsi que le courant de claquage sont estimés durant cette période entre l'évènement du claquage et l'instant d'élimination.

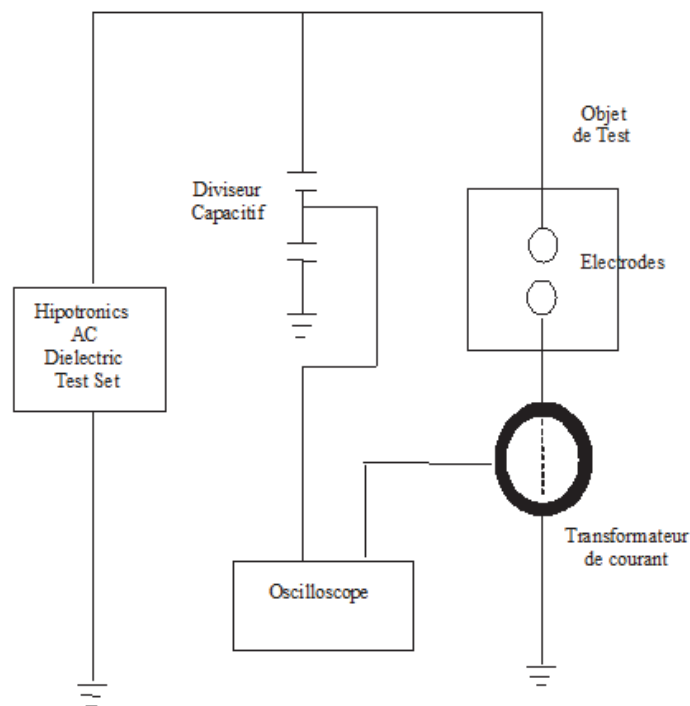


FIGURE III.14 – Schéma simplifié du circuit d'essai de claquage

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Norme CEI 60475 ; « Méthodes d'échantillonnage des diélectriques liquides », Janvier 1974.
- [2] Norme CEI 60296 ; « Fluides pour applications électrotechniques – Huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillages de connexion », Avril 2004.
- [3] « Pont de Schering de mesure de précision commutable pour la HT et BT type 2801 », Rapport TETEX AG Instruments, 1974.
- [4] Norme CEI 60247 ; « Liquides isolants – Mesure de la permittivité relative, du facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$) et de la résistivité en courant continu », Avril 2004.
- [5] Norme CEI 60156 ; « Liquides isolants – Mesure de la tension de claquage à fréquence industrielle - Méthode d'essai », Août 1995.
- [6] Norme CEI 60897 ; « Méthode de détermination de la tension de claquage au choc de foudre des liquides isolants », Mars 1987.
- [7] Norme ISO 3104 ; « Produits pétroliers – Liquides opaques et transparent – Détermination de la viscosité cinématique et calcul de la viscosité dynamique », Octobre 1994.
- [8] Norme CEI 62021-1 ; « Liquides isolantes – Détermination de l'acidité – Partie 1 : Titrage potentiométrique automatique », Septembre 2003.
- [9] Norme CEI 60814 ; « Isolants liquides — Cartons et papiers imprégnés d'huile — Détermination de la teneur en eau par titrage coulométrique de Karl Fischer automatique », August 1997.
- [10] Norme ISO 2049 ; « Produits pétroliers – Détermination de la couleur », Juillet 1996.
- [11] Norme ISO 2592 ; « Détermination des points d'éclair et de feu – Méthode Cleveland à vase ouvert », Septembre 2000.
- [12] Norme ISO 2719 ; « Détermination du point d'éclair - Méthode Pensky-Martens en vase clos », Novembre 2002.
- [13] Norme ISO 3675 ; « Pétroles bruts et produits pétroliers liquides - Détermination en laboratoire de la masse volumique ou de la densité relative - Méthode à l'aréomètre », Juin 1998.

Chapitre IV

RESULTATS ET DISCUSSIONS

IV.1 INTRODOCTION

Dans ce chapitre, nous présentons les résultats expérimentaux caractérisant l'influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur, ainsi que la caractérisation dynamique de cette huile lors d'un claquage en courant alternatif.

Nous avons d'abord réalisé la caractérisation électrique portant sur l'évolution des propriétés électriques de l'huile en fonction du temps et de la température de vieillissement. Ensuite, les résultats de mesure des propriétés physico-chimiques sont présentées afin de s'approcher d'une caractérisation physique et chimique de l'huile.

Enfin, et dans le but d'étudier le comportement dynamique de l'huile au moment d'un claquage, des résultats des essais de claquage sous tension alternative sont aussi présentés dans ce chapitre.

IV.2 CARACTERISATION ELECTRIQUE DE L'HUILE

Dans ce qui suit, nous présentons les résultats relatifs à l'influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur. Ces essais concernent les variations du facteur de pertes diélectriques, de la permittivité relative, de la résistivité transversale et de la tension de claquage en fonction du temps, pour les quatre températures de vieillissement 80°C, 100°C, 120°C et 140°C.

Une bouteille de 1 litre est retirée de l'étuve chaque 500 heure pour effectuer les différents essais à température ambiante [1-2].

IV.2.1 Variation du facteur de pertes diélectriques ($\tan\delta$)

La figure IV.1 illustre les variations du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps pour différentes températures de vieillissement (80°C, 100°C, 120°C et 140°C).

Pour les températures de vieillissement de 80°C et 100°C, le facteur de pertes diélectriques réalise une légère augmentation par rapport à l'état neuve, tandis que pour les deux autres températures 120°C et 140°C, le facteur de pertes diélectriques atteint des valeurs très élevées après un temps de vieillissement relativement court. Par exemple pour la température de vieillissement de 120°C, il devient très grand et atteint une valeur de $2,1 \times 10^{-2}$ après juste 3500 heures de vieillissement, alors que pour la plus haute température de 140°C, le facteur de pertes devient inacceptable pour seulement un temps de vieillissement de 2500 heure.

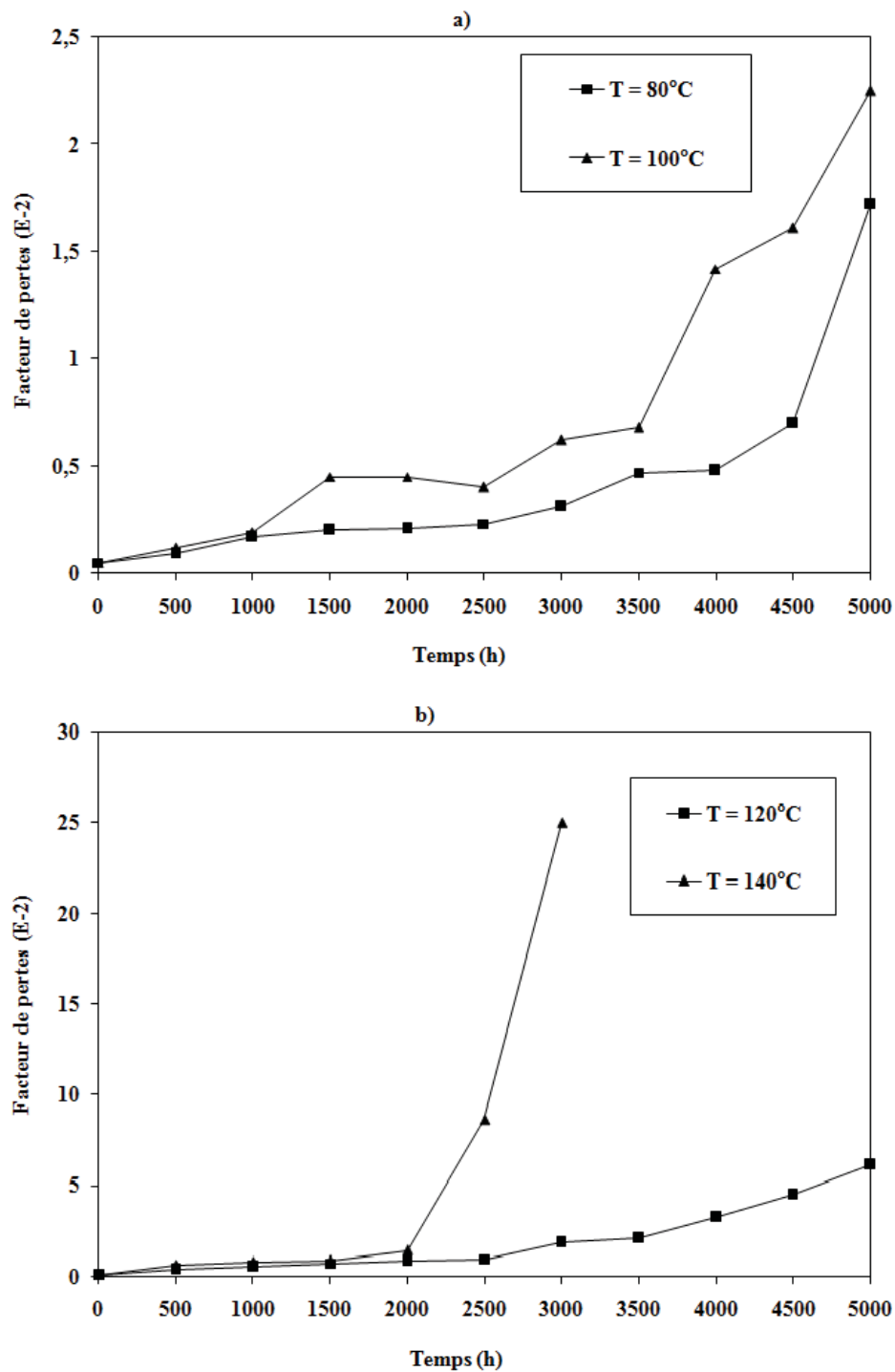


FIGURE IV.1 – Variation du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps de vieillissement

Nous pouvons interpréter cette importante croissance par l'effet de l'oxydation. Cette dernière conduit à la formation des produits carboxyles électriquement dissymétriques, qui sont dus essentiellement à l'action combinée de la température et du temps de vieillissement, et qui joue un rôle très important dans la perturbation des propriétés électriques, d'où l'augmentation des pertes. Des constats analogues ont été démontrés par d'autres chercheurs [3-8], comme représenté sur la figure IV.2.

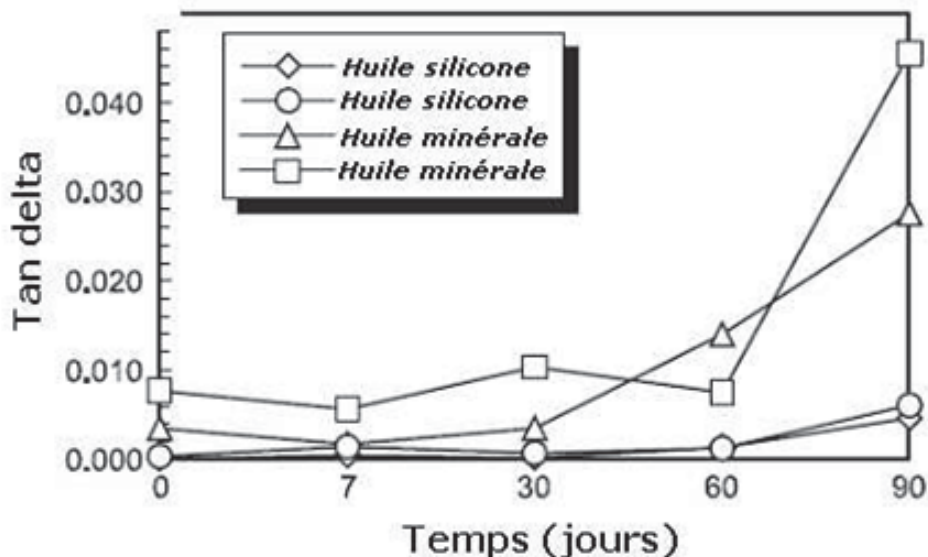


FIGURE IV.2 – Variation du facteur de pertes diélectriques pour des huiles silicones et minérales en fonction du temps sous un vieillissement thermique [8]

L'effet des températures élevées est très considérable sur le facteur de pertes diélectriques ; l'augmentation de ce dernier est importante quand la température de vieillissement est élevée. Un même effet a été remarqué par T.K. Saha [6].

IV.2.2 Variation de la permittivité relative (ϵ_r)

La permittivité relative est mesurée en même temps que le facteur de pertes diélectriques. Les résultats de la variation de la permittivité relative sont présentés sur la figure IV.3.

Nous remarquons que la permittivité relative reste pratiquement constante en fonction du temps pour les température de vieillissement de 80°C et 100°C. Cependant, on note une légère diminution après 2500 heures de vieillissement à la température de 120°C. La diminution de la permittivité est remarquée après juste 2000 heures de vieillissement pour la plus haute température de 140°C. Ces résultats confirment ceux qui sont publiés dans la littérature [7, 9-11].

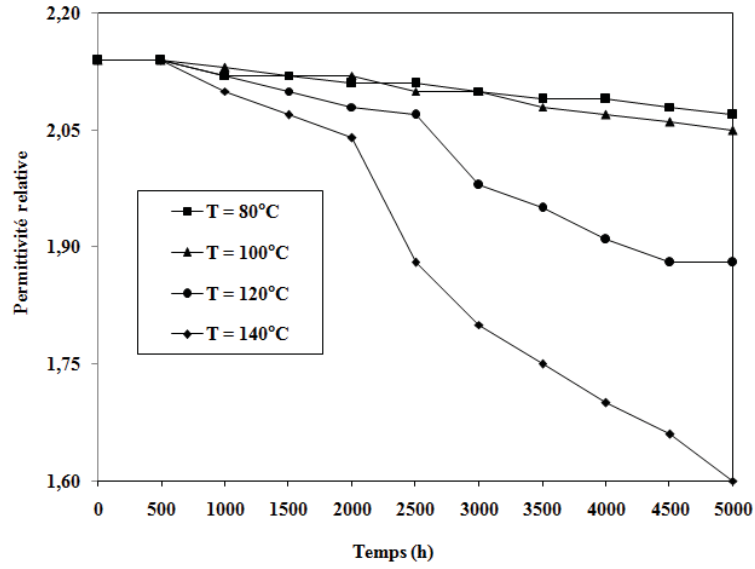


FIGURE IV.3 – Variation de la permittivité relative en fonction du temps de vieillissement

IV.2.3 Variation de la résistivité transversale (ρ)

Les résultats obtenus des variations de la résistivité en fonction du temps de vieillissement sont représentés à la figure IV.4.

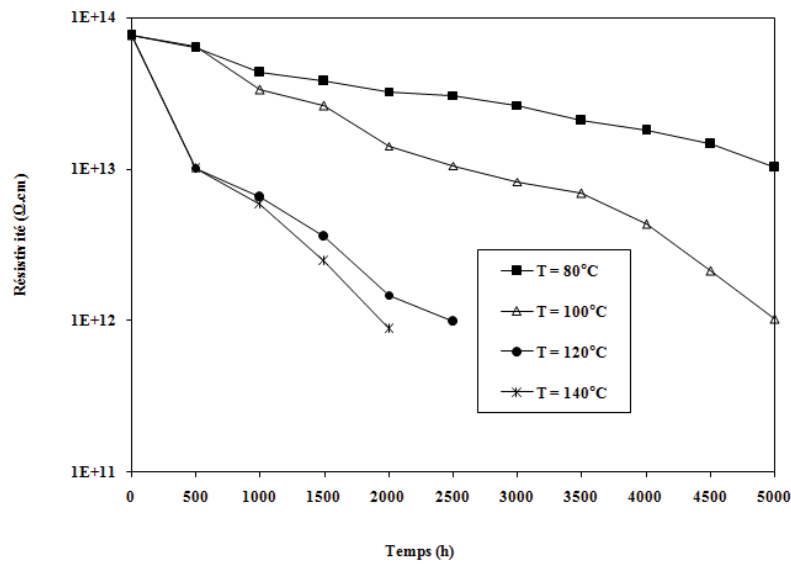


FIGURE IV.4 – Variation de la résistivité en fonction du temps de vieillissement

La résistivité transversale présente des diminutions en fonction du temps de vieillissement. Ces diminutions sont d'autant plus importantes lorsque la température de vieillissement est plus importante. D'une manière générale, la décroissance de la résistivité varie entre 10^{14} et $10^{13} \Omega.cm$ pour $80^{\circ}C$ après 5000 h de vieillissement, et entre 10^{14} et $10^{12} \Omega.cm$ après 5000 h, 2500 h et 2000 h de vieillissement respectivement à $100^{\circ}C$, $120^{\circ}C$ et $140^{\circ}C$.

La décroissance de la résistivité (augmentation de la conductivité) est due à la génération des porteurs de charge causée par des réactions de dégradation, et à l'augmentation de la mobilité de ces porteurs au cours du vieillissement [11]. Les résultats obtenus sont en bon accord avec ceux rapportés par d'autres auteurs [7, 12-13]. La figure IV.5 représente les variations de la résistivité de différents huiles minérales.

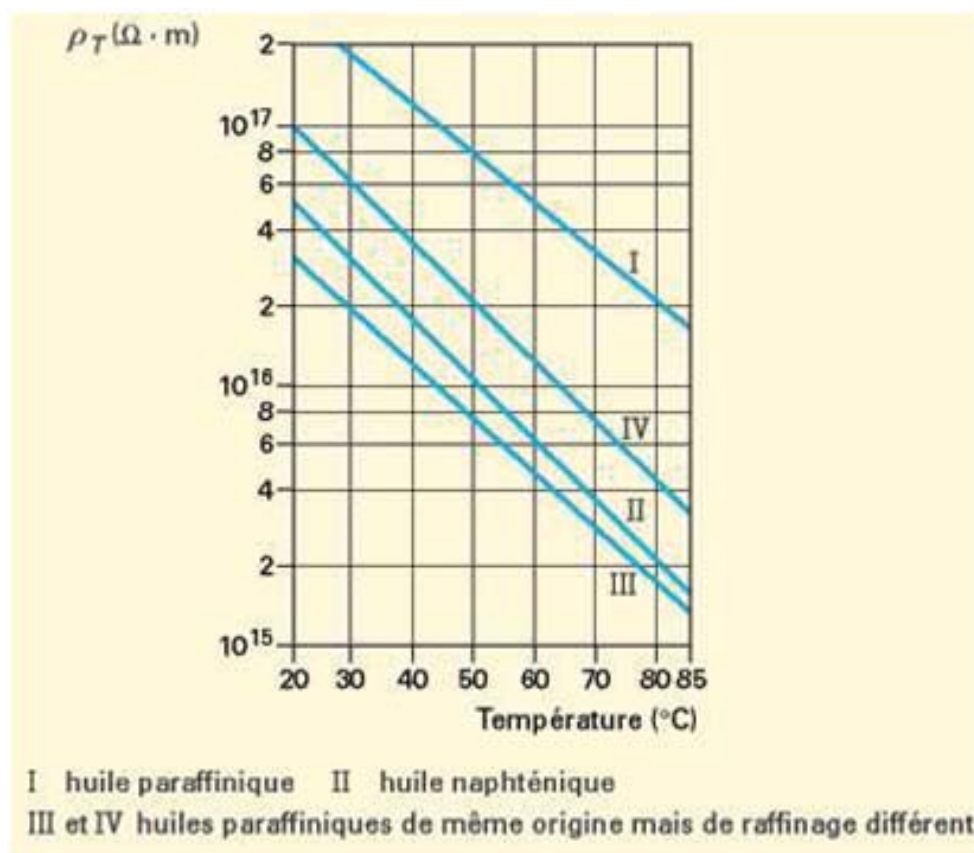


FIGURE IV.5 – Variation de la résistivité de différentes huiles minérales [12]

IV.2.4 Variation de la tension de claquage

La figure IV.6 montre les variations de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement, et ce, pour les quatre températures de vieillissement 80°C, 100°C, 120°C et 140°C.

Nous remarquons que la tension de claquage diminue avec le temps de vieillissement pour les quatre températures. Notons que la diminution est plus importante pour la température la plus élevée, ce qui est en accord avec les travaux publiés sur la tension de claquage [14-16].

Par exemple, pour la température de vieillissement de 120°C, la tension de claquage passe de 80 kV à 30 kV après seulement 3000 h de vieillissement, et chute à 16,3 kV après 5000 h. Nous pouvons expliquer cette diminution par l'effet combiné de la température et du temps de vieillissement, qui provoque la présence de produits acides dans l'huile, ainsi que la présence d'eau qui a pour effet la diminution de la rigidité diélectrique de l'huile tel que décrit à la figure IV.7 [17-22].

De plus, l'huile subit des décharges partielles qui génèrent des bulles de gaz. Cette formation de gaz provoque l'accélération du phénomène de l'arc électrique, et par conséquent, une tension de claquage assez faible.

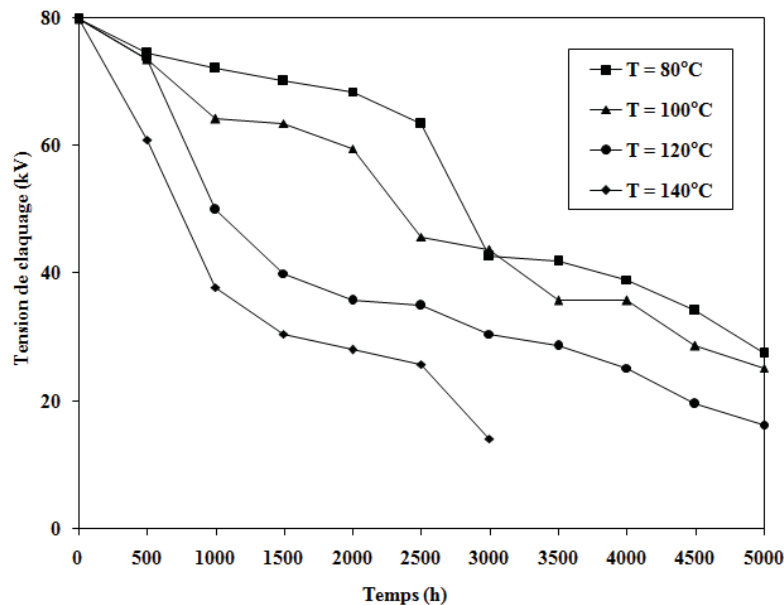


FIGURE IV.6 – Variation de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement

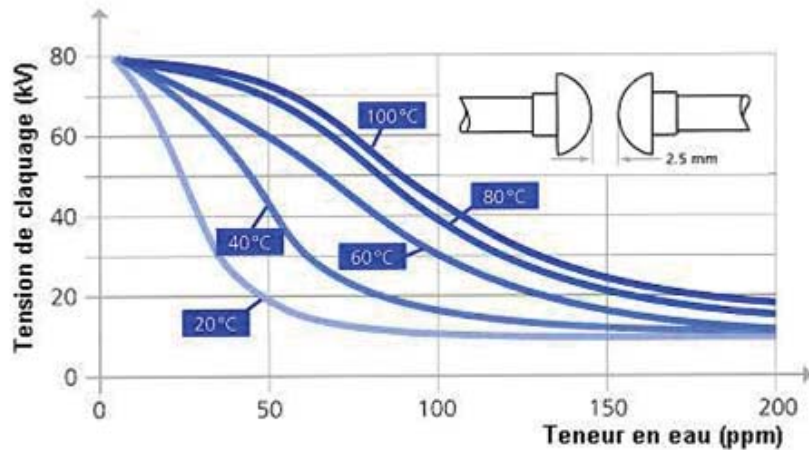


FIGURE IV.7 – Variation de la tension de claquage (50 Hz) avec la teneur en eau d'une huile à différentes températures [22]

IV.3 CARACTERISATION PHYSICO-CHIMIQUE DE L'HUILE

Dans cette partie, nous présentons les résultats relatifs à l'influence du vieillissement thermique sur les propriétés physico-chimiques de l'huile de transformateur. Ces résultats concernent les variations de l'indice d'acidité, de la viscosité cinématique, de la teneur en eau, de l'indice de couleur et du point d'éclair, ainsi que les variations de la densité et de l'indice de réfraction.

IV.3.1 Variation de l'indice d'acidité

Les résultats obtenus des variations de l'indice d'acidité en fonction du temps pour les quatre températures de vieillissement sont présentés à la figure IV.8.

Les résultats montrent que l'indice d'acidité augmente en fonction du temps de vieillissement. L'augmentation est nette pour les températures de vieillissement les plus élevées de 120°C et 140°C. Tandis que pour températures de vieillissement de 80°C et 100°C, l'évolution est acceptable, et la dégradation n'est pas importante.

On voit clairement que pour les deux températures de vieillissement 80°C et 100°C, la variation est presque identique, et l'augmentation de l'indice d'acidité est très légère ; elle passe de 0,017 mg KOH/g à 0,025 mg KOH/g, une valeur qui reste toujours dans les limites données par les normes [23-24].

Par ailleurs, pour les températures de vieillissement de 120°C et 140°C, l'indice d'acidité augmente d'une façon très importante ; il passe de 0,017 mg KOH/g à 0,894 mg KOH/g à la fin du vieillissement de 5000 h pour la température de 120°C, et atteint 2,916 mg KOH/g pour la température de vieillissement de 140°C. Ces deux valeurs en fin

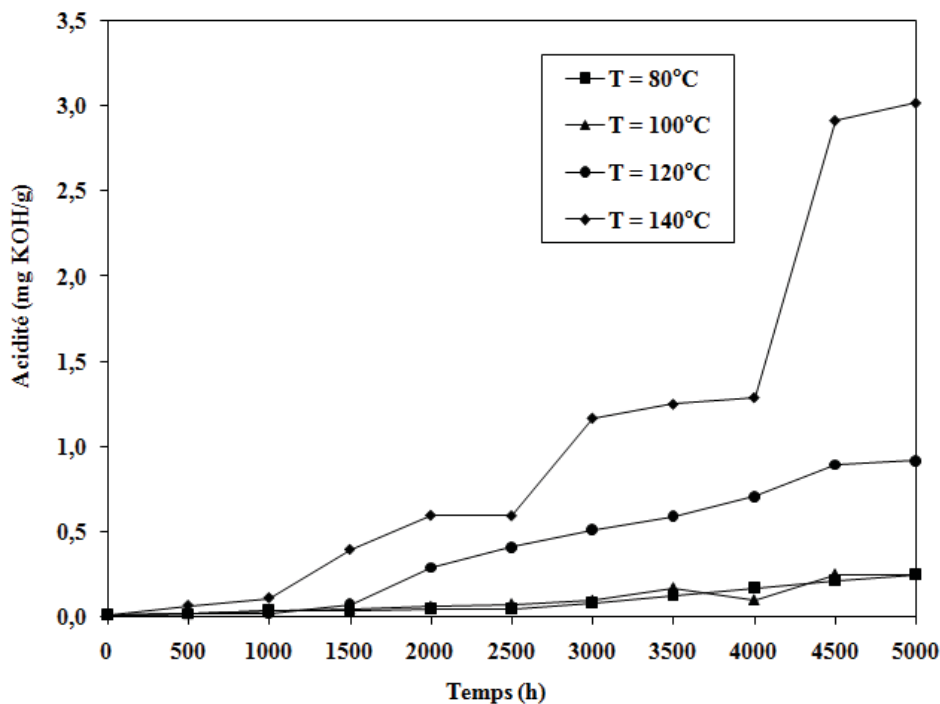


FIGURE IV.8 – Variation de l'indice d'acidité en fonction du temps de vieillissement

de vieillissement dépassent la valeur de 0,5 mg KOH/g qui est considérée comme étant la valeur critique de l'indice d'acidité indiquant la fin de vie des huiles minérales [23-24].

Cette augmentation est due à l'action combinée de la température et du temps de vieillissement, qui provoque la formation de produits d'oxydation acides (acides carboxyles ou combinés sous forme d'esters), et qui a pour effet l'augmentation de l'indice d'acidité et du facteur de pertes diélectriques, comme on l'a déjà démontré (section IV.1.1).

Toutefois, il faut souligner que pour la température de vieillissement de 120°C, le seuil de vieillissement qui correspond à un indice d'acidité $IA > 0,5$ mg KOH/g, est atteint après 3500 h de vieillissement, alors que pour la température de 140°C, ce seuil est atteint après seulement 2500 h, ce qui est en bonne conformité avec les résultats obtenus pour le facteur de pertes diélectriques.

La mesure de l'indice d'acidité est la mesure la plus représentatif du vieillissement de l'huile et les résultats obtenus sont en bon accord avec ceux obtenus par d'autres chercheurs [13, 22, 25-26], comme représenté sur la figure IV.9.

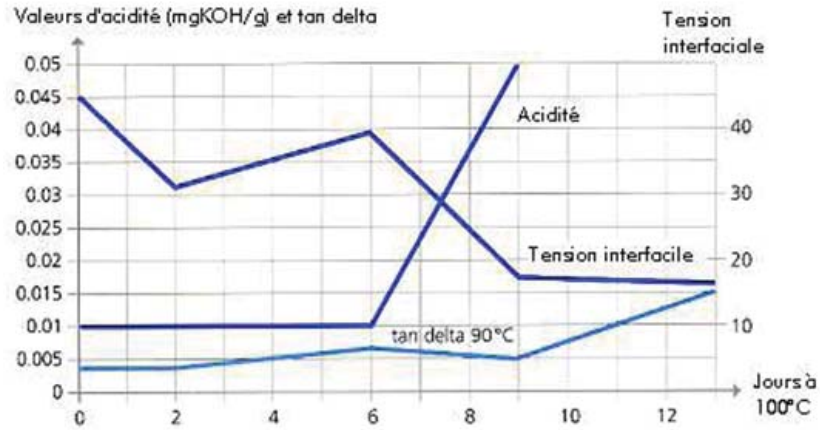


FIGURE IV.9 – Evolution des différentes caractéristiques en fonction du temps de vieillissement sur une minérale non inhibée [22]

IV.3.2 Variation de la viscosité cinématique

La figure IV.10 résume les variations de la viscosité cinématique en fonction du temps de vieillissement pour les quatre températures 80°C, 100°C, 120°C et 140°C.

Une légère diminution de la viscosité est réalisée pour les quatre températures de vieillissement. Cette légère diminution peut amener à une grosse perte de dissipation d'énergie [22].

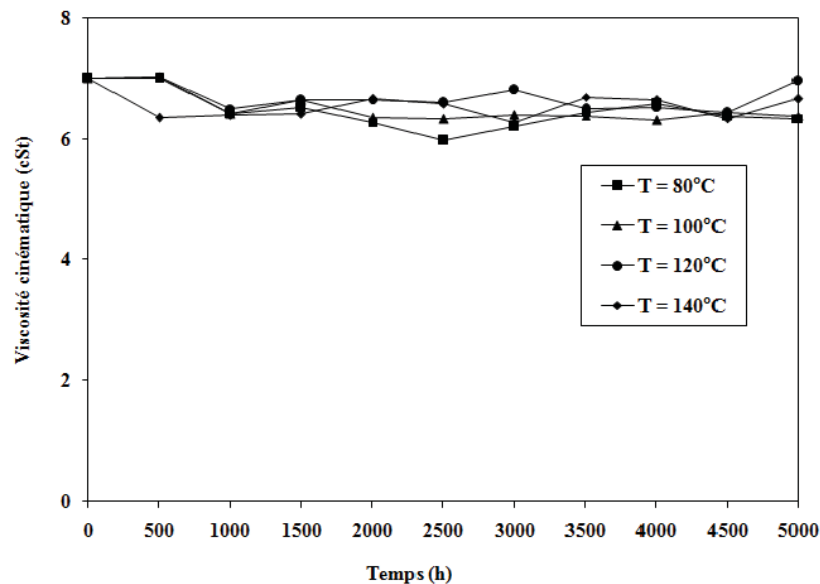


FIGURE IV.10 – Variation de la viscosité cinématique en fonction du temps de vieillissement

La pollution de l'huile et les produits oxydes ont pour effet un ralentissement de l'écoulement de l'huile qui peut causer une légère diminution de la viscosité. Cependant, cette mesure est moins utilisée pour apprécier la détérioration de l'huile, car la viscosité augmente d'une façon significative dans des conditions extrêmes et non dans des conditions normales de vieillissement [7, 27-29] comme démontré par G. Dallemagne (Figure IV.11) [30].

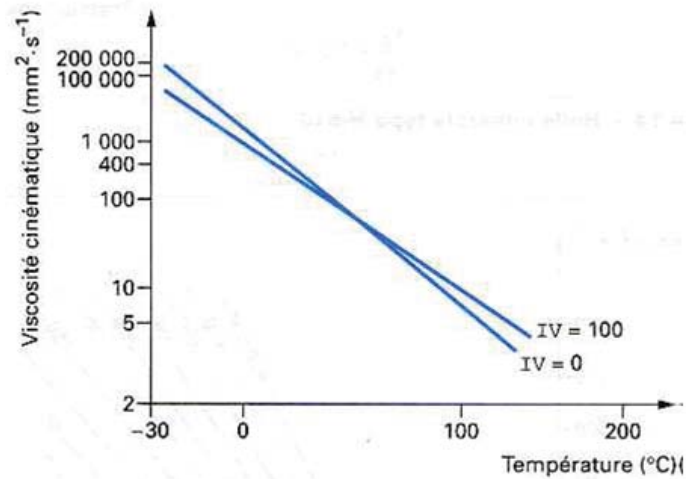


FIGURE IV.11 – Variation de la viscosité cinématique en fonction de la température pour différents indices de viscosité [30]

IV.3.3 Variation de la teneur en eau

Nous présentons dans la figure IV.12 les variations de la teneur en eau en fonction du temps pour les quatre températures de vieillissement 80°C, 100°C, 120°C et 140°C.

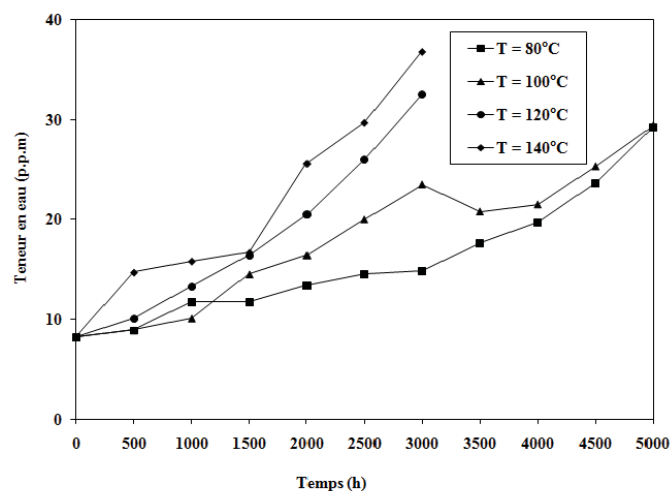


FIGURE IV.12 – Variation de la teneur en eau en fonction du temps de vieillissement

La quantité d'eau existante dans une huile suite à la dégradation de cette dernière, ou provenant de l'atmosphère, est un facteur très important qui diminue les propriétés diélectriques de l'huile de transformateur.

Suite au vieillissement, la teneur en eau varie de 8,2 ppm à presque 29 ppm pour les deux températures 80°C et 100°C. Cette variation n'influe pas d'une façon très importante sur l'état de l'huile. Par ailleurs, pour les températures de vieillissement de 120°C et 140°C, l'évolution est assez conséquente et la dégradation de l'huile est remarquable. Elle atteint 32,5 ppm après 3000 h de vieillissement à la température de 120°C, et 36,8 pour le même temps de vieillissement à la température de 140°C.

Cette quantité d'eau est due essentiellement au réchauffement de l'huile à des températures de vieillissement élevées, ainsi qu'au contact de l'huile avec l'atmosphère lors du prélèvement des échantillons.

L'augmentation de la teneur en eau pour les quatre températures concorde aussi avec la diminution de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement.

Ces résultats correspondent aux résultats obtenus par d'autres auteurs [25, 31-37]. La figure IV.13 présente les résultats obtenus par N. Berger sur l'évolution de la teneur en eau [19].

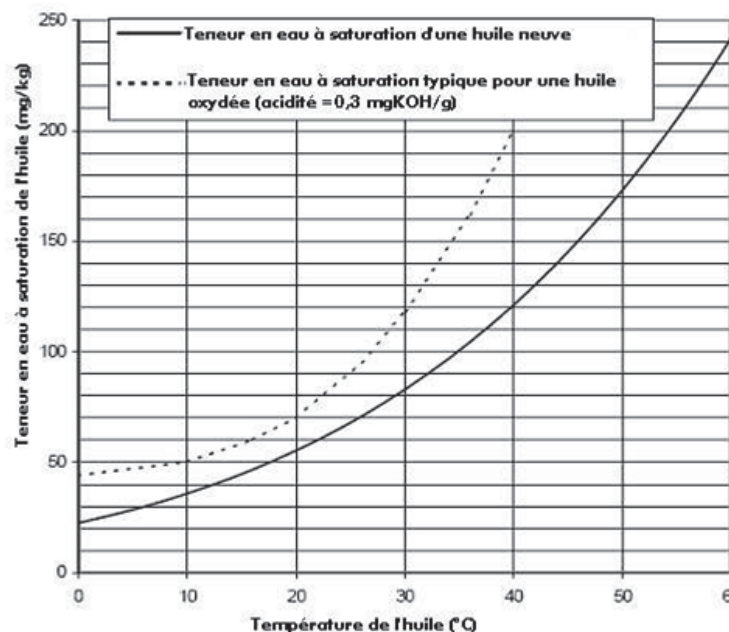


FIGURE IV.13 – Variation de la teneur en eau à saturation en fonction de la température pour une huile neuve et vieillie [19]

IV.3.4 Variation de l'indice de couleur

La couleur est un paramètre qui indique de l'état d'oxydation d'une huile. Une huile contenant une grande quantité de produits acides a une couleur allant au marron foncé, qui indique un état très avancé de dégradation [7, 38-39].

Le tableau IV.1 présente les variations de l'indice de couleur pour les quatre températures de vieillissement 80°C, 100°C, 120°C et 140°C, et ce, avant et après vieillissement.

Temps de vieillissement (heures)	Indice de couleur pour les quatre températures de vieillissement			
	T = 80°C	T = 100°C	T = 120°C	T = 140°C
0	< 0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5
500	< 0,5	< 0,5	1,3	2,4
1000	< 0,5	< 0,5	2,3	3,8
1500	< 0,5	< 0,5	3,7	5,4
2000	< 0,5	< 0,5	4,7	6,7
2500	< 0,5	< 0,5	5,7	7,1
3000	< 0,5	< 0,5	> 8	> 8
3500	< 0,5	< 0,5	> 8	> 8
4000	< 0,5	< 0,5	> 8	> 8
4500	< 0,5	< 0,5	> 8	> 8
5000	< 0,5	< 0,5	> 8	> 8

TABLE IV.1 – Variation de l'indice de couleur en fonction du temps de vieillissement

Pour les deux températures 80°C et 100°C, l'indice de couleur reste presque constant (<0,5) et garde son état presque neuve (jaune pâle), ce qui explique la quantité minimale de produits acides que contient l'huile après le vieillissement à ces deux températures. Par ailleurs, pour les deux autres températures de vieillissement de 120°C et 140°C, l'indice de couleur dépasse un facteur de 8 correspondant à une couleur marron foncé, qui indique une grande quantité de produits acides pour ces deux températures (indice d'acidité relativement grand).

IV.3.5 Variation du point d'éclair

Comme le point d'éclair d'un liquide représente la température minimale à laquelle il doit être porté pour que les vapeurs émises s'allument en présence d'une flamme, il est très important d'étudier ses variations en fonction du temps de vieillissement pour différents températures. Cette évolution est représentée à la figure IV.14.

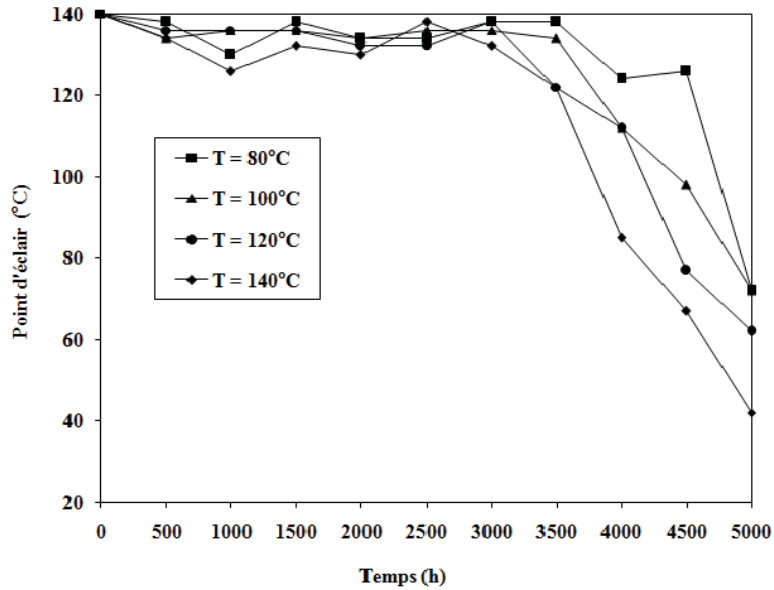


FIGURE IV.14 – Variation du point d'éclair en fonction du temps de vieillissement

Le point d'éclair diminue en fonction du temps pour les quatre températures de vieillissement. Cette diminution est assez importante pour les températures les plus élevées de 120°C et 140°C. Il passe de 140°C à 72°C pour les deux températures de vieillissement de 80°C et 100°C, et atteint 42°C pour la température de vieillissement la plus élevée de 140°C.

La diminution est assez importante après 3500 h de vieillissement pour les quatre températures.

On peut expliquer cette diminution par le fait que la variation du point d'éclair correspond à la variation du facteur de pertes diélectriques, qui désigne la quantité de chaleur perdue quand l'isolant perd une partie de ses caractéristiques après l'oxydation de l'huile, comme il a été expliqué dans d'autres travaux [16, 19, 40-41].

IV.3.6 Variation de la densité

Comme la densité de l'huile ou sa masse volumique ρ_θ est une caractéristique intrinsèque de ce dernier, d'où elle dépend de sa composition chimique, on voit clairement que la densité ne subit pas des changements significatifs en fonction du vieillissement de l'huile.

L'évolution de la densité en fonction du temps pour les quatre températures de vieillissement est représentée à la figure IV.15.

La densité subit une légère diminution en fonction du temps, et ce pour les quatre différentes températures 80°C, 100°C, 120°C et 140°C à partir de 3500 heures.

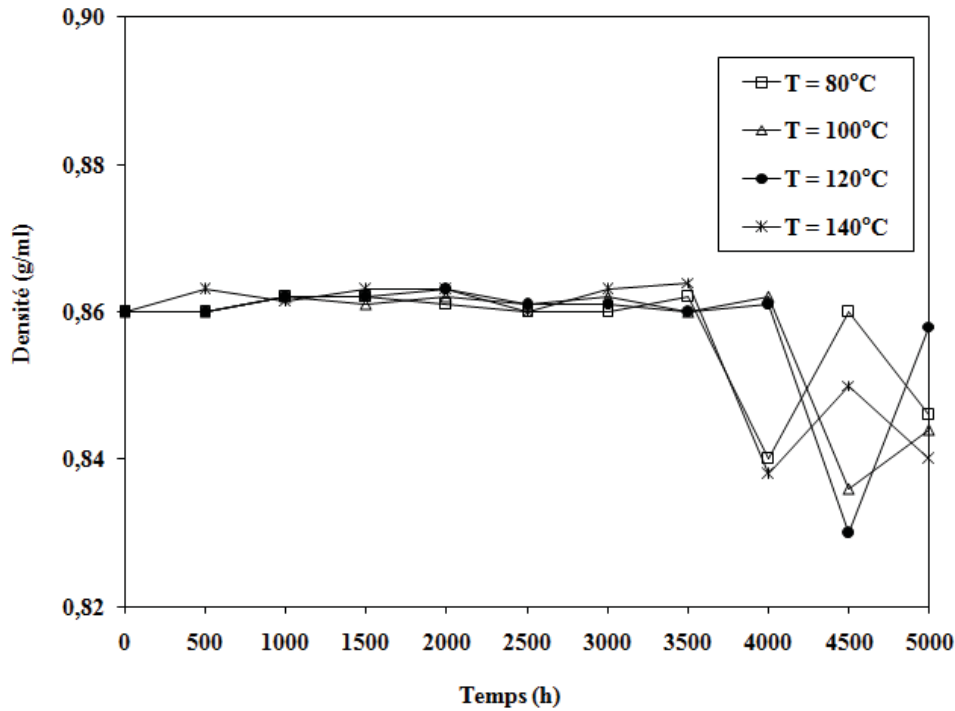


FIGURE IV.15 – Variation de la densité en fonction du temps de vieillissement

Nous remarquons que la densité est presque constante en fonction du temps, ceci pourrait être dû au fait que la composition chimique de l'huile reste la même durant ce temps de vieillissement pour les différentes températures, comme il a été rapportés par d'autres auteurs [42-43].

IV.4 COMPORTEMENT DYNAMIQUE DE L'HUILE AU MOMENT DU CLAQUAGE

Dans cette partie nous présentons les résultats relatifs au comportement dynamique de l'huile au moment d'un claquage de cette dernière sous tension alternative. Ce comportement concerne essentiellement les variations de la tension de claquage et de la rigidité diélectrique de l'huile en fonction de la distance inter-électrodes et de la vitesse d'augmentation de la tension, aussi bien que les variations instantanées de la tension et du courant à l'instant du claquage.

Une tension alternative croissante est appliquée à une cellule de test remplie d'huile neuve pour transformateur pour différentes distances inter-électrodes : 1mm, 2,5mm et 5mm, avec différentes vitesses d'augmentation de la tension 0,5 kV/s, 2 kV/s et 3,5 kV/s.

Les résultats sont obtenus à l'aide d'un oscilloscope numérique. Ces essais sont faits conformément aux recommandations de la CEI [2, 44].

IV.4.1 Variation de la tension de claquage et de la rigidité diélectrique

Les figures V.16 et IV.17 illustrent les variations de la tension de claquage et de la rigidité diélectrique de l'huile pour les distances inter-électrodes de 1mm, 2,5mm et 5mm à différentes vitesse d'augmentation de la tension 0,5 kV/s, 2 kV/s et 3,5 kV/s.

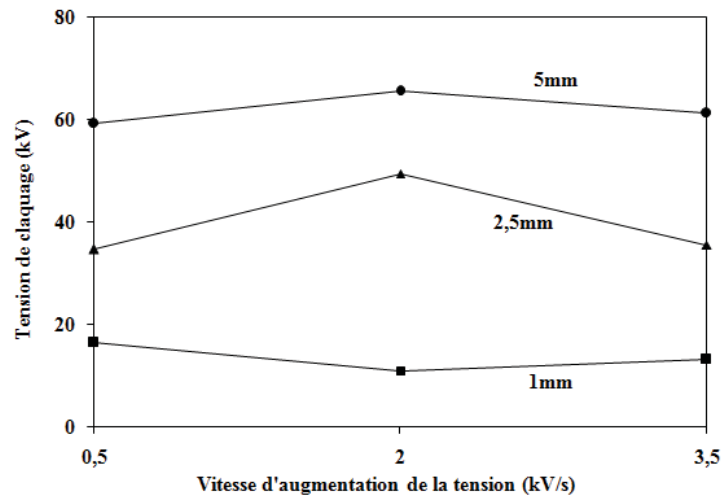


FIGURE IV.16 – Variation de la tension de claquage en fonction de la vitesse d'augmentation de la tension

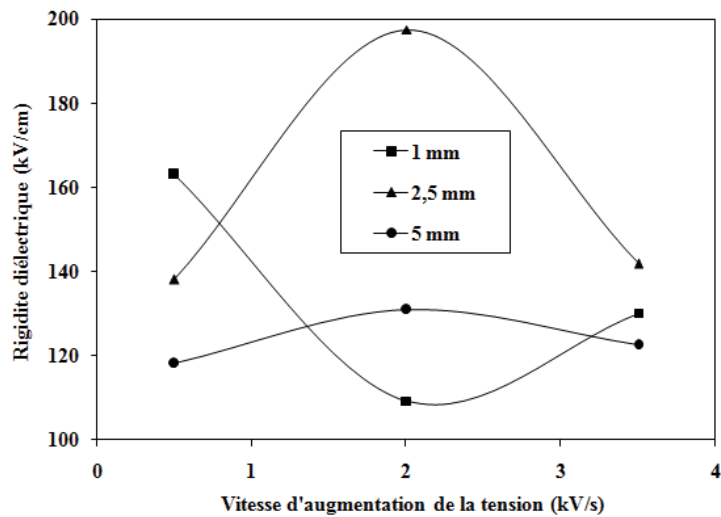


FIGURE IV.17 – Variation de la rigidité diélectrique en fonction de la vitesse d'augmentation de la tension

Nous remarquons dans la figure IV.16 que la tension de claquage augmente avec l'augmentation de la distance inter-électrodes; elle passe par exemple pour une vitesse d'augmentation de la tension de 2 kV/s de 10,93 kV pour 1mm à 49,38 kV pour 2,5mm, et atteint 65,51 kV pour la distance inter-électrode de 5mm. Ceci est dû essentiellement à la diminution du champ électrique appliqué entre les électrodes dans le cas où la distance est grande, tandis que si la distance est petite, le champ électrique atteint des valeurs importantes.

Par ailleurs, la tension de claquage subit un petit changement avec l'évolution de la vitesse d'augmentation de la tension, ceci est dû essentiellement à une légère variation de la mobilité des porteurs de charge suite à ce changement de la vitesse.

Les résultats obtenus de la tension de claquage sont en accord avec ceux rapportés avec d'autres auteurs [19, 45-52].

En ce qui concerne la rigidité diélectrique, nous constatons que pour les distances inter-électrodes de 2,5mm et 5mm à des vitesses d'augmentation de la tension de 0,5 kV/s et 3,5 kV/s, la rigidité diélectrique est inférieure à celle correspondante à la vitesse de 2kV/s. Cette dernière vitesse correspond à celle recommandée par la norme CEI 60156 [2] pour l'essai de claquage des huiles de transformateur. Pour la distance inter-électrodes de 1mm, la variation est différente. La rigidité est beaucoup plus grande pour les vitesses de 0,5 kV/s et 3,5 kV/s, et est inférieure pour la vitesse de 2kV/s.

En se référant à la littérature, la variation de la rigidité est due au renforcement d'un champ électrique élevé entre les électrodes lorsque la distance inter-électrodes est très petite (1mm) [45, 53-55]. Cette variation est due aussi à la présence d'ions qui se créent dans l'huile sous l'effet du champ électrique. Tout en restant du domaine de l'investigation, la présence d'ions pourrait expliquer l'augmentation de la rigidité à 2,5mm. Pour 5mm de distance inter-électrodes, la tension de claquage est plus grande que pour 2,5mm, mais la rigidité diélectrique est moins grande.

La rigidité diélectrique est calculée selon l'équation suivante :

$$E = V_b/d \quad (IV.1)$$

où

V_b : la tension de claquage

d : la distance inter-électrode

Il est très clair des résultats obtenus de la tension de claquage et de la rigidité diélectrique, que l'effet de la variation de la vitesse d'augmentation de la tension est moins important que celui de la distance inter-électrodes. Le champ électrique est influencé par la distance inter-électrodes, plus que la vitesse d'augmentation de la tension.

IV.4.2 Variation de la tension et du courant à l'instant du claquage

IV.4.2.1 Distance inter-électrodes de 1mm

Les figures IV.18.a, IV.18.b et IV.18.c présentent respectivement les variations des signaux de tension et de courant immédiatement après le claquage pour la distance inter-électrodes de 1mm et les trois vitesses d'augmentation de la tension 0,5 kV/s, 2 kV/s et 3,5 kV/s.

Le claquage de l'huile est caractérisé par une augmentation rapide du courant, suivi par une série d'oscillations de grandes amplitudes, avec des variations rapides de la tension. Pour les trois figures, on remarque que la forme des signaux de courant et de tension est similaire en subissant une série d'oscillation ; augmentations et diminutions.

Nous remarquons que la période de claquage pour la vitesse d'augmentation de tension la plus grande correspondante à 3,5 kV/s est de $\simeq 180$ ms. Cette période est inférieure à celles enregistrées pour les autres vitesses de 0,5 kV/s et 2 kV/s. On voit aussi que l'amplitude maximale de la tension de claquage pour la vitesse de 3,5 kV/s est inférieure à celles mesurées pour les vitesses de 0,5 kV/s et 2 kV/s. Ceci est dû essentiellement à l'augmentation de l'émission des ions entre les électrodes lorsque la vitesse d'augmentation de la tension est la plus grande, ce qui mène à une formation rapide de l'avalanche, et par conséquent, l'initiation du claquage [9, 51, 52].

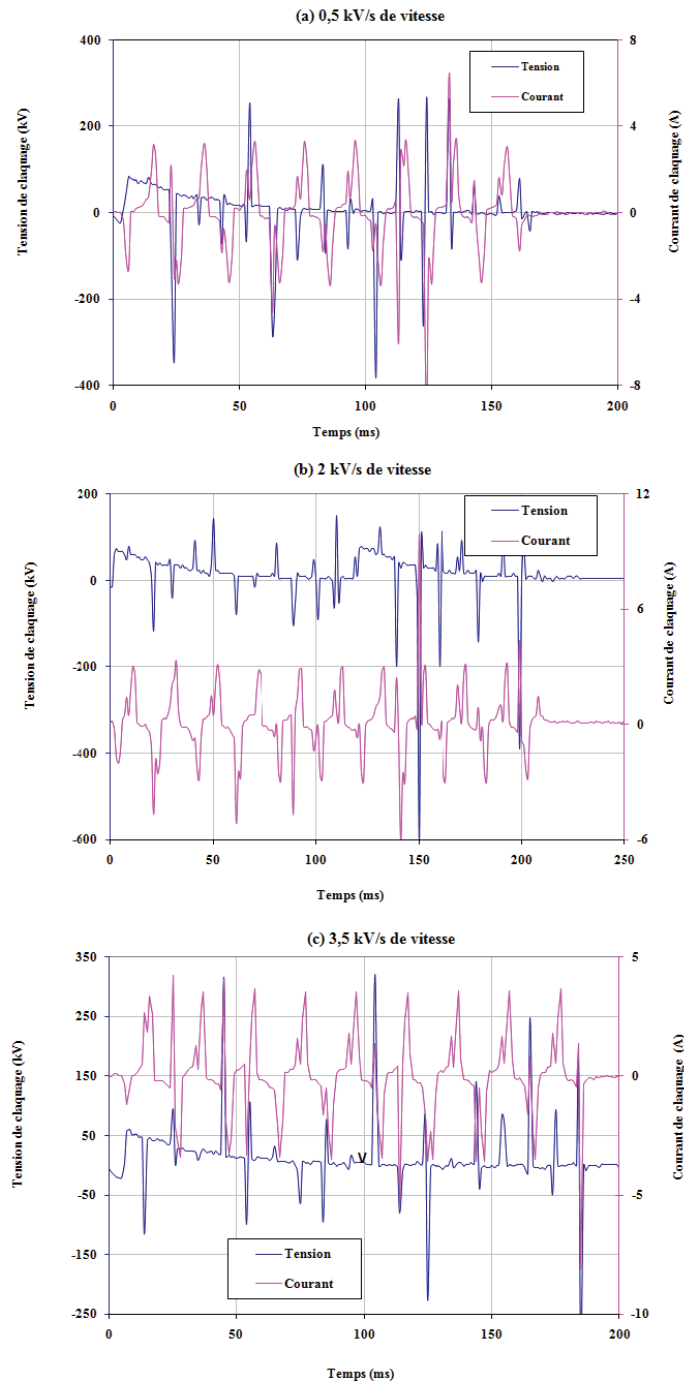


FIGURE IV.18 – Variation de la tension et du courant à l’instant du claquage en fonction du temps pour la distance inter-électrodes de 1mm

IV.4.2.2 Distance inter-électrodes de 2,5mm

Les variations des courants et des tensions à l'instant du claquage pour la distance inter-électrodes de 2,5mm et les vitesses d'augmentation de la tension de 0,5 kV/s, 2 kV/s et 3,5 kV/s sont illustrées aux figures IV.19.a, IV.19.b et IV.19.c respectivement.

Les signaux des courants et des tensions pour la distance de 2,5mm sont similaires à ceux observés pour la distance de 1mm. On remarque toujours une série d'oscillations ; augmentation et diminution du courant au moment du claquage, avec des variations brusques de la tension de claquage.

Toutefois, le claquage se développe à un temps court lorsque la vitesse d'augmentation de la tension est la plus supérieure ; sa valeur passe de $\simeq 120$ ms pour la vitesse de 0,5 kV/s à $\simeq 80$ ms pour la vitesse de 2 kV/s, pour enfin atteindre un temps de 60 ms pour la vitesse de 3,5 kV/s.

La vitesse d'augmentation de la tension a une grande influence sur la période du claquage. Ceci est dû particulièrement à l'augmentation de la mobilité des charges qui a pour effet l'apparition des petits courants de conduction, et finalement un claquage qui se réalise à un temps relativement inférieur [49, 51].

Nous remarquons aussi pour cette distance que le nombre d'oscillations du signal de courant diminue avec l'augmentation de la vitesse de tension, ceci est lié directement à la période de claquage qui diminue lorsque la vitesse de tension augmente sous l'effet des courants de conduction des charges d'espaces.

Le temps de la période de claquage pour la distance inter-électrodes de 2,5mm est inférieur à celui pris par le claquage pour la distance de 1mm. Cela est dû à l'effet du champ électrique qui a une valeur supérieure pour la distance inter-électrodes la plus petite de 1mm, ce qui engendre plus de temps pour que le système de protection du transformateur fonctionne pour protéger le matériel [54, 55].

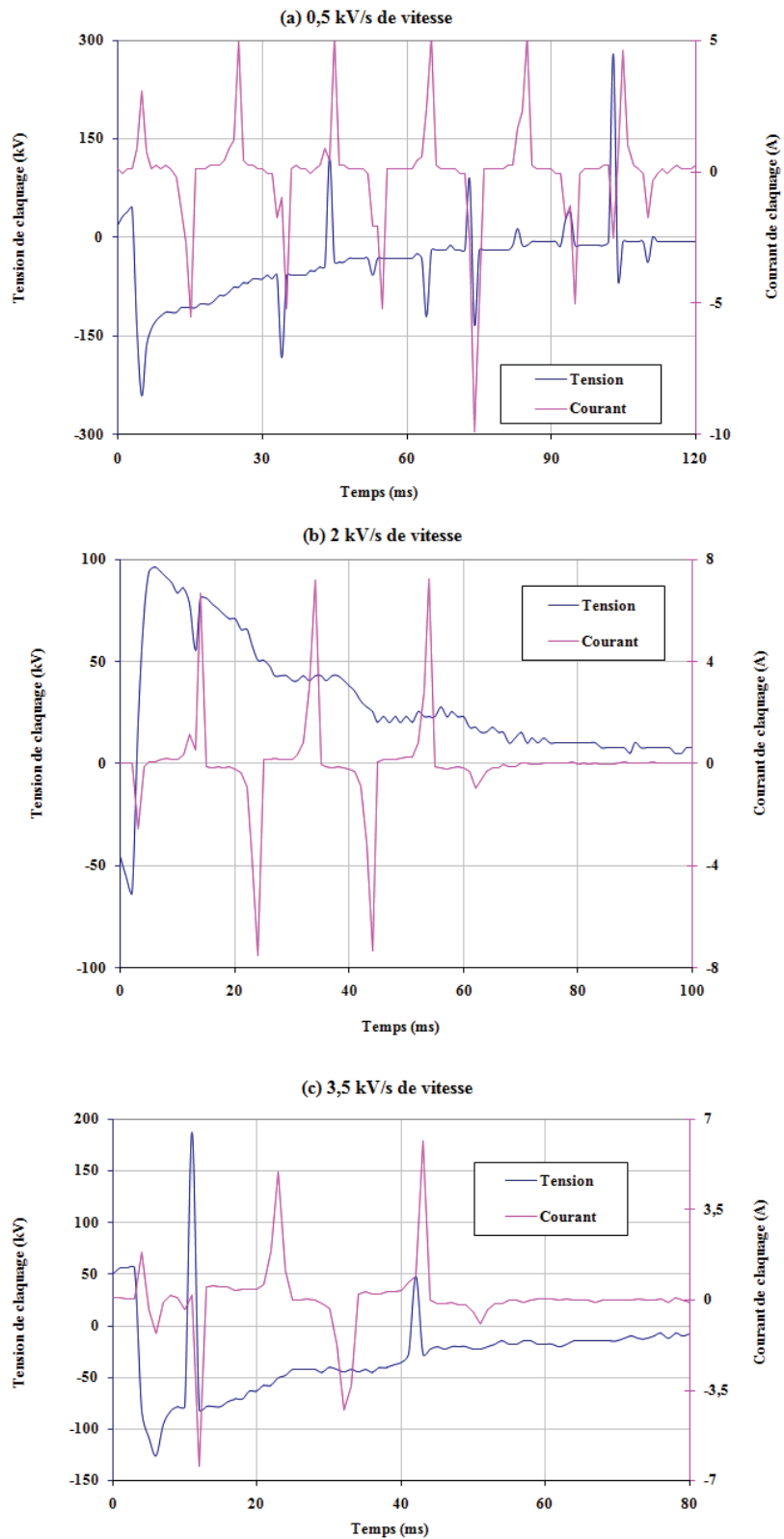


FIGURE IV.19 – Variation de la tension et du courant à l’instant du claquage en fonction du temps pour la distance inter-électrodes de 2,5mm

IV.4.2.3 Distance inter-électrodes de 5mm

Les résultats obtenus pour les courants et les tensions à l'instant du claquage pour la distance inter-électrodes de 5mm à différentes vitesses d'augmentation de la tension de 0,5 kV/s, 2 kV/s et 3,5 kV/s sont donnés respectivement par les figures IV.20.a, IV.20.b et IV.20.c.

Ces figures représentant les variations des courants et des tensions sont similaires à celles observées dans le cas des distances inter-électrodes de 1mm et 2,5mm. Cependant, le temps pris par le claquage pour la distance de 5mm est le plus court par rapport aux deux autres distances. Ceci est dû au fait que le champ électrique correspondant à la distance inter-électrodes de 5mm est faible.

Nous remarquons aussi pour la distance de 5mm, que le temps pris par le claquage est inférieur pour la vitesse d'augmentation de la tension de 3,5 kV/s; il passe de $\simeq 40$ ms pour les deux vitesses de 0,5 kV/s et 2 kV/s, et diminue jusqu'à $\simeq 36$ ms pour la vitesse de 3,5 kV/s, ce qui confirme les mêmes résultats obtenus pour les autres distances.

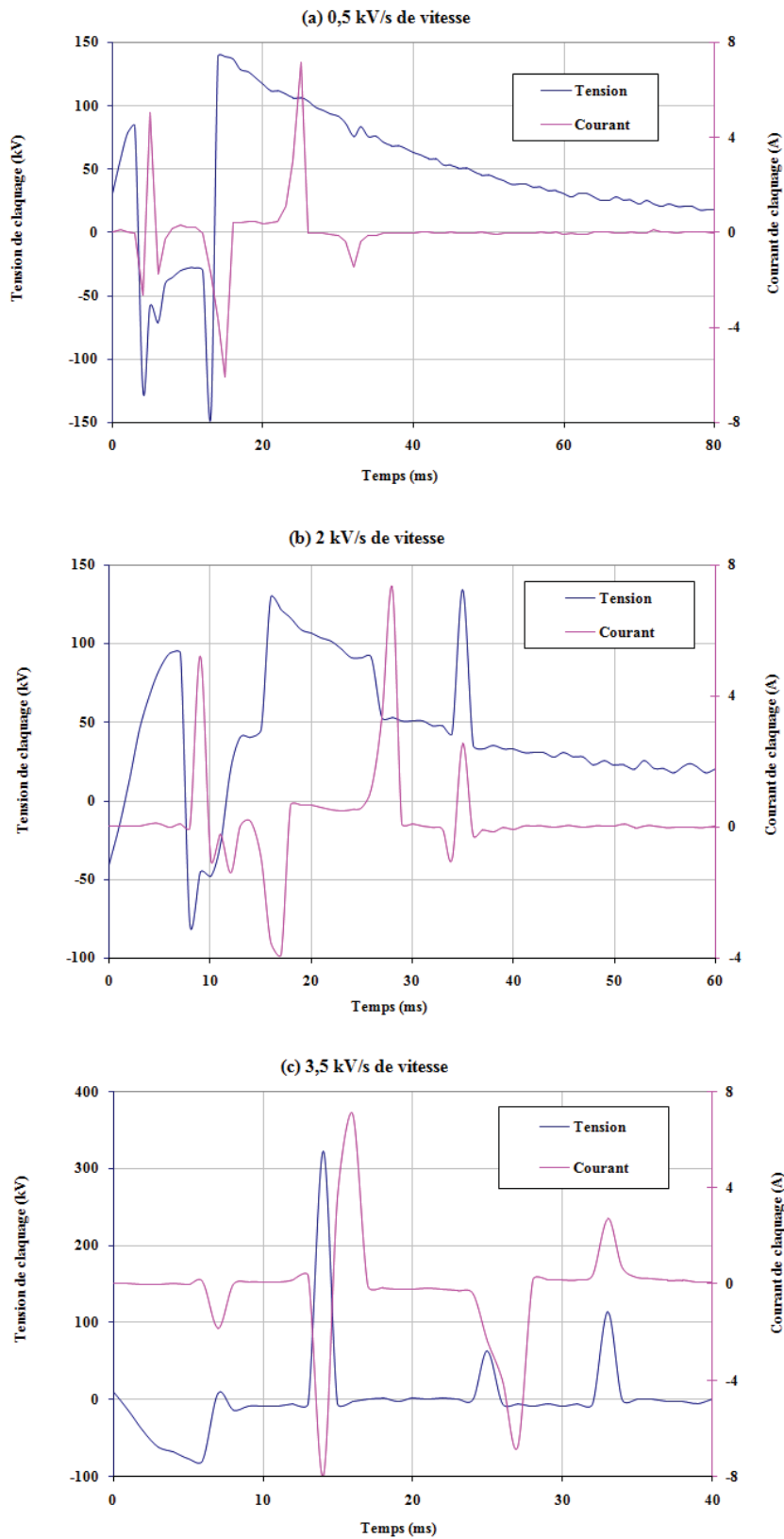


FIGURE IV.20 – Variation de la tension et du courant à l’instant du claquage en fonction du temps pour la distance inter-électrodes de 5mm

IV.4.2.4 Discussion des résultats

Les résultats obtenus pour le courant et la tension à l'instant du claquage montrent clairement que le temps de saturation ; qui est le passage du courant initial jusqu'à la chute vers zéro, diminue en fonction de l'augmentation de la distance inter-électrodes. Il passe par exemple pour la vitesse d'augmentation de tension de 0,5 kV/s de $\simeq 180$ ms pour la distance inter-électrodes de 1mm, à 60 ms pour 2,5mm, pour enfin atteindre $\simeq 40$ ms pour 5mm.

L'augmentation de la distance inter-électrodes provoque l'augmentation de la tension de claquage, tandis que le temps pris par le claquage est plus court.

Les bulles gazeuses observées dans l'huile après chaque claquage provoque des décharges partielles, dont l'injection des électrons à partir de ces décharges cause une augmentation rapide de la température du liquide. Cette énergie est suffisante pour causer des changements de phase de l'huile, ou de dissocier une partie de cette dernière en libérant des molécules simples comme l'hydrogène H_2 [15, 36, 56-60].

IV.4.3 Variation de la tension et du courant aux premiers instants du claquage

Pour les variations de la tension et du courant aux premiers instants du claquage (intervalle de temps de 8ms), nous présentons les résultats obtenus pour les trois vitesses d'augmentation de la tension 0,5 kV/s, 2 kV/s et 3,5 kV/s, et les distances inter-électrodes de 1mm, 2,5mm et 5mm.

IV.4.3.1 Distance inter-électrodes de 1mm

Les figures IV.21.a, IV.21.b et IV.21.c présentent respectivement ces variations pour les vitesses d'augmentation de la tension 0,5 kV/s, 2 kV/s et 3,5 kV/s à la distance inter-électrodes de 1mm.

Nous remarquons d'après les figures IV.21.a à IV.21.c que pour les trois vitesses d'augmentation de la tension, le courant aux premiers instants du claquage réalise une augmentation brusque avant de tendre vers zéro.

La polarité de la tension aux premiers instants du claquage est négative pour les différentes vitesses. Ceci explique les valeurs négatives du courant de claquage pour les trois vitesses d'augmentation de la tension.

Nous constatons que pour la vitesse d'augmentation de la tension de 0,5 kV/s, la valeur du courant de claquage avant de tendre vers zéro est de 2,62 A. Cette valeur est supérieure à celle correspondante à 2 kV/s (2 A), et cette dernière est supérieure à celle correspondante à 3,5 kV/s (1,2 A).

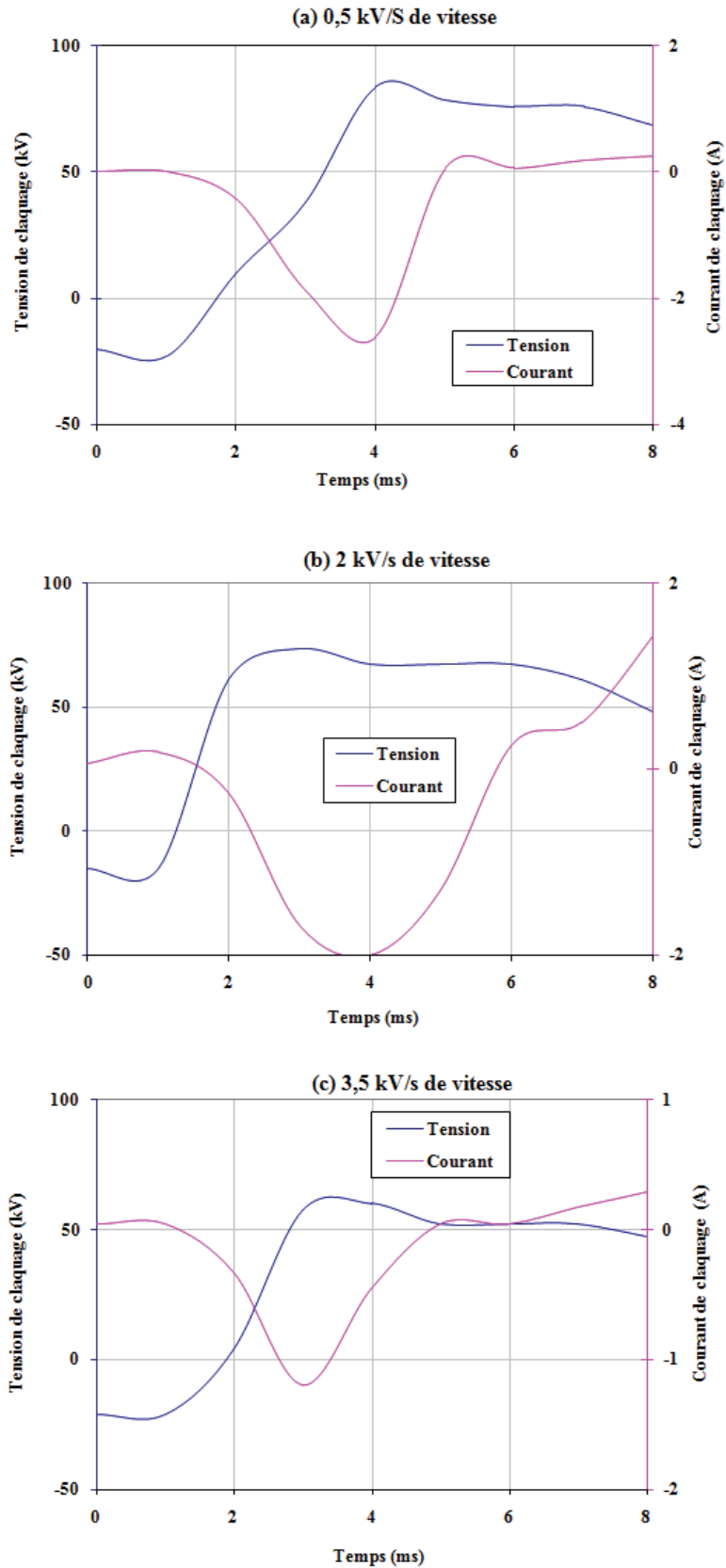


FIGURE IV.21 – Variation de la tension et du courant aux premiers instants du claquage en fonction du temps pour la distance inter-électrodes de 1mm

IV.4.3.2 Distance inter-électrodes de 2,5mm

Pour la distance inter-électrodes de 2,5mm, les variations des signaux de tension et de courant aux premiers instants du claquage sont représentées aux figures IV.22.a, IV.22.b et IV.22.c.

Comme nous l'avons remarqué pour la distance inter-électrodes de 1mm, le courant à cette distance réalise la même variation. Il augmente brusquement puis il tend vers zéro.

Nous remarquons que le courant aux premiers instants du claquage est négatif pour les deux vitesses de 0,5 kV/s et 3,5 kV/s, et est positif pour la vitesse de 2 kV/s. Ces polarités du courant pour les trois vitesses d'augmentation de la tension correspondent directement avec la polarité de la tension au moment du claquage.

La valeur du courant de claquage pour la distance de 2,5mm à la vitesse d'augmentation de la tension de 0,5 kV/s est de 3,06 A. Cette valeur est supérieure à celle correspondante à 2 kV/s (2,54 A). Cette dernière est supérieure à celle correspondante à 3,5 kV/s (1,85 A).

Toutefois, nous remarquons que l'amplitude des courants de claquage pour la distance de 2,5mm est grande par rapport à celle enregistrée pour la distance inter-électrodes de 1mm. Ceci concorde avec la tension de claquage qui devient grande lorsque la distance inter-électrodes augmente.

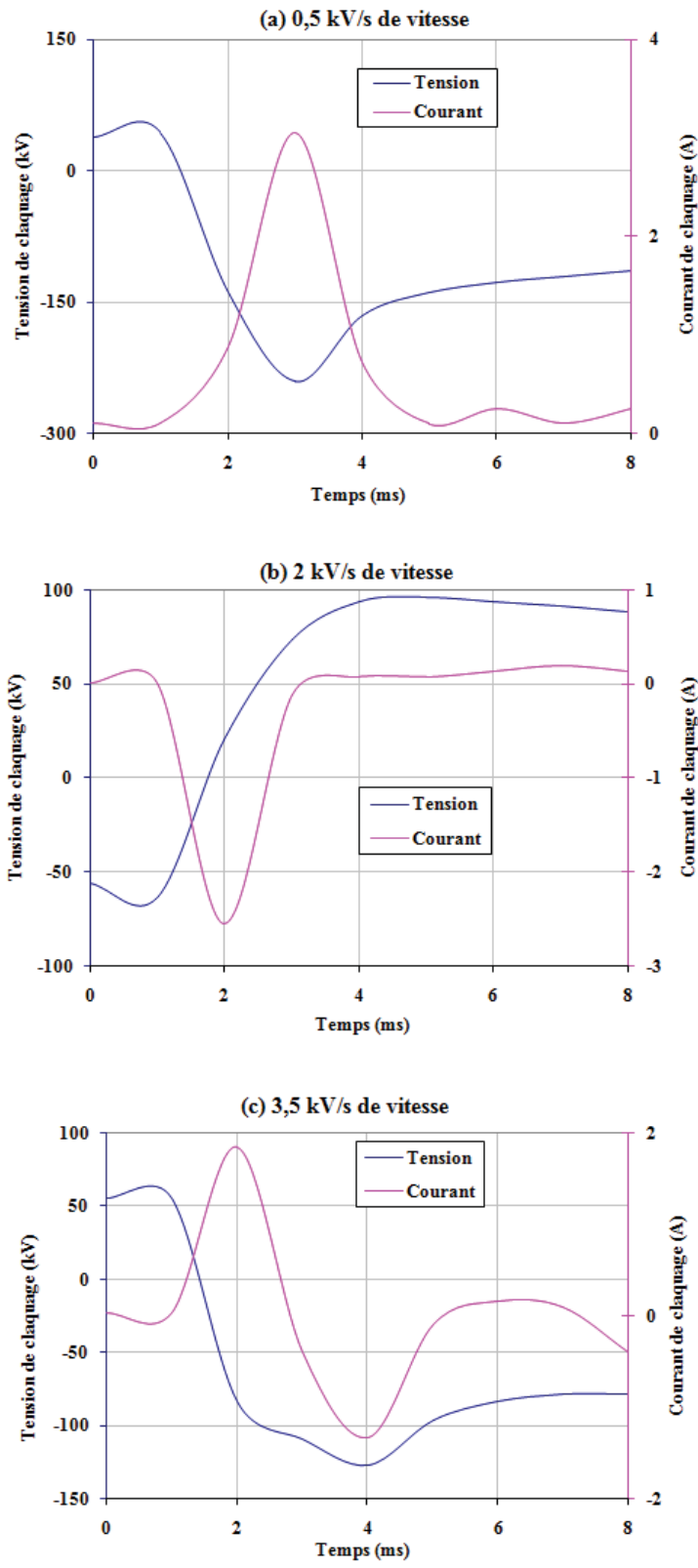


FIGURE IV.22 – Variation de la tension et du courant aux premiers instants du claquage en fonction du temps pour la distance inter-électrodes de 2,5mm

IV.4.3.3 Distance inter-électrodes de 5mm

Les figures IV.23.a, IV.23.b et IV.23.c présentent les variations des signaux de tension et de courant aux premiers instants du claquage pour la distance inter-électrodes de 5mm.

Le courant de claquage pour la distance inter-électrodes de 5mm prend la même allure que celle remarquée pour les distances inter-électrodes de 1mm et 2,5mm. Il augmente brusquement puis tend vers zéro, et ce pour les trois vitesses d'augmentation de la tension.

La polarité du courant aux premiers instants du claquage à la distance de 5mm est positive pour les deux vitesses de 0,5 kV/s et 2 kV/s, et est négative pour la vitesse de 3,5 kV/s. Nous remarquons que pour les deux vitesses de 2 kV/s et 3,5 kV/s, la polarité du courant correspond à la polarité de la tension. Tandis que pour la vitesse de 0,5 kV/s, le claquage se réalise à une tension positive, alors que le courant est négatif.

La valeur maximale du courant de claquage pour la distance de 5mm est enregistrée à la vitesse d'augmentation de la tension de 2 kV/s (5,22 A). Cette valeur est supérieure à celle correspondant à 0,5 kV/s (2,64 A), et cette dernière est supérieure à celle correspondant à 3,5 kV/s (1,83 A). La variation du courant à la distance de 5mm pour les trois vitesses d'augmentation de la tension concorde avec la variation de la rigidité diélectrique. La rigidité est la plus grande pour la vitesse de 2 kV/s qui est la vitesse recommandée par la norme [2].

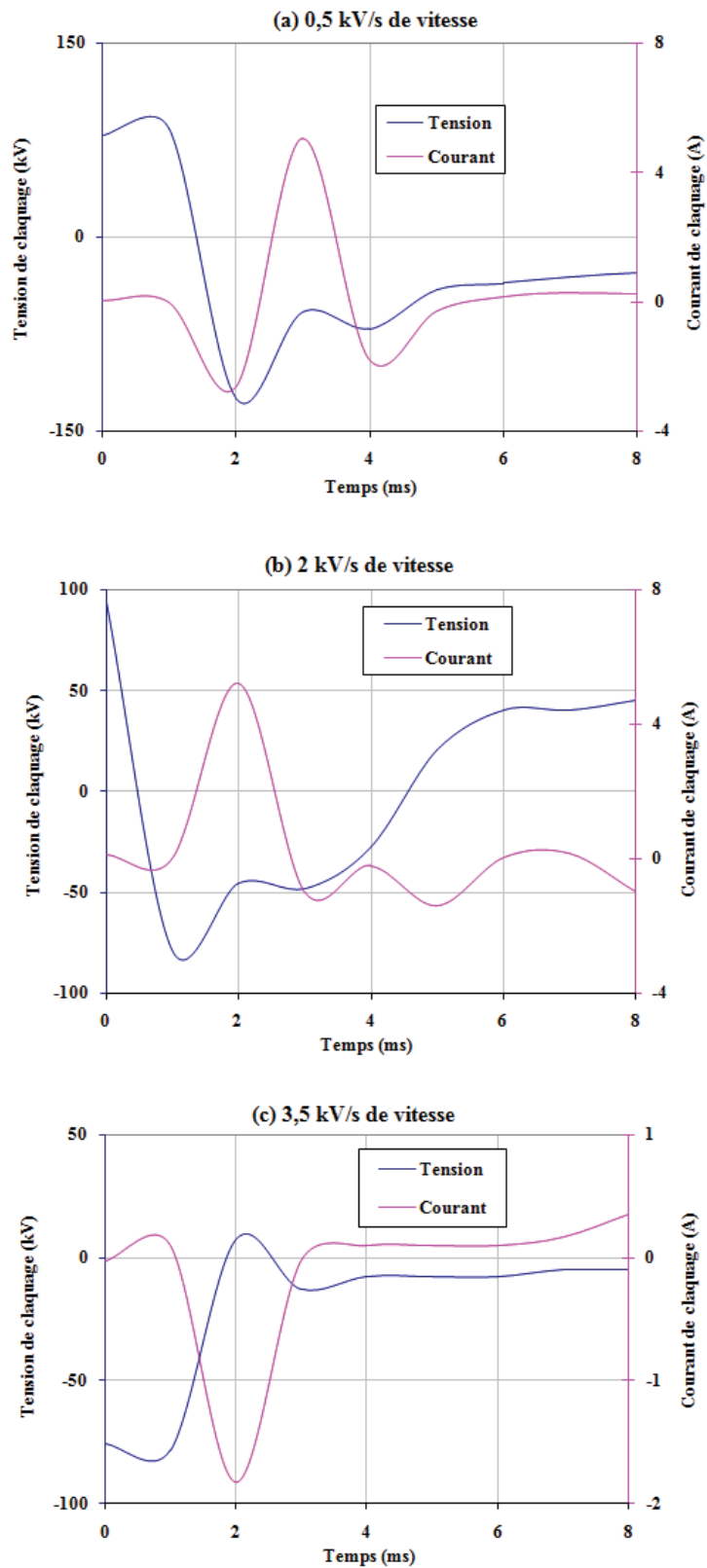


FIGURE IV.23 – Variation de la tension et du courant aux premiers instants du claquage en fonction du temps pour la distance inter-électrodes de 5mm

IV.4.3.4 Discussion des résultats

Les résultats obtenus pour le courant et la tension aux premiers instants du claquage montrent clairement que le courant de claquage réalise la même variation pour les différentes distances inter-électrodes et les trois vitesses d'augmentation de la tension. Il augmente brusquement pour atteindre une valeur maximale, puis il tend vers zéro.

D'après les résultats obtenus, la polarité du courant est la même que la polarité de la tension, sauf pour l'essai correspondant à la distance de 5mm et la vitesse de 0,5 kV/s où nous avons remarqué deux polarités différentes.

La valeur maximale du courant de claquage correspond à la petite vitesse de 0,5 kV/s pour les distances inter-électrodes de 1mm et 2,5mm. Pour la distance inter-électrodes de 5mm, la valeur maximale du courant est enregistrée pour la vitesse de 2 kV/s, qui correspond à la vitesse recommandée par la norme [2].

IV.4.4 Variation de l'impédance de l'huile à l'instant du claquage

Les valeurs instantanées de l'impédance de l'huile à l'instant du claquage sont calculées à partir des valeurs instantanées du courant et de la tension enregistrées lors d'un claquage de l'huile selon l'équation suivante :

$$Z_t = V_t/I_t \quad (\text{IV.2})$$

où

Z_t : la valeur instantanée de l'impédance de l'huile

V_t : la tension instantanée

I_t : le courant instantané

Une huile isolante doit conduire le moins possible le courant électrique, sa conductivité est plus faible inversement à sa résistivité qui doit être assez importante. L'impédance de l'huile comme étant sa tension sur son faible courant est assez importante comme sa résistivité [13, 43].

Les variations de l'impédance de l'huile en fonction des différentes distances inter-électrodes et à différentes vitesses d'augmentation de la tension sont présentées en ce qui suit.

IV.4.4.1 Distance inter-électrodes de 1mm

Les résultats obtenus pour l'impédance de l'huile à l'instant du claquage pour la distance inter-électrodes de 1mm et les vitesses d'augmentation de la tension de 0,5 kV/s, 2 kV/s et 3,5 kV/s sont illustrés respectivement aux figures IV.24.a, IV.24.b et IV.24.c.

Le claquage est caractérisé par une chute brusque de l'impédance de l'huile suivie par une série d'oscillations de l'impédance.

La variation de l'impédance de l'huile est similaire pour les trois vitesses 0,5 kV/s, 2 kV/s et 3,5 kV/s. Cependant son amplitude est assez importante pour la vitesse la plus petite ; elle décroît de 9000 $k\Omega$ pour 0,5 kV/s à $\approx 1200k\Omega$ pour 3,5 kV/s.

Le temps pris par l'huile pour que l'impédance atteigne une valeur de zéro est plus rapide pour la vitesse d'augmentation de la tension la plus petite ; ce temps correspond à 1ms pour 0,5 kV/s et passe à 4ms pour 2 kV/s, pour enfin atteindre 7ms pour 3,5 kV/s.

La décroissance de l'impédance sous l'effet de l'augmentation de la vitesse de tension est dû essentiellement au temps rapide de la réalisation du claquage à cause de l'augmentation de la mobilité des charges, ceci donne une tension de claquage inférieure quand la vitesse augmente, ce qui engendre la décroissance de l'impédance [45, 49, 51].

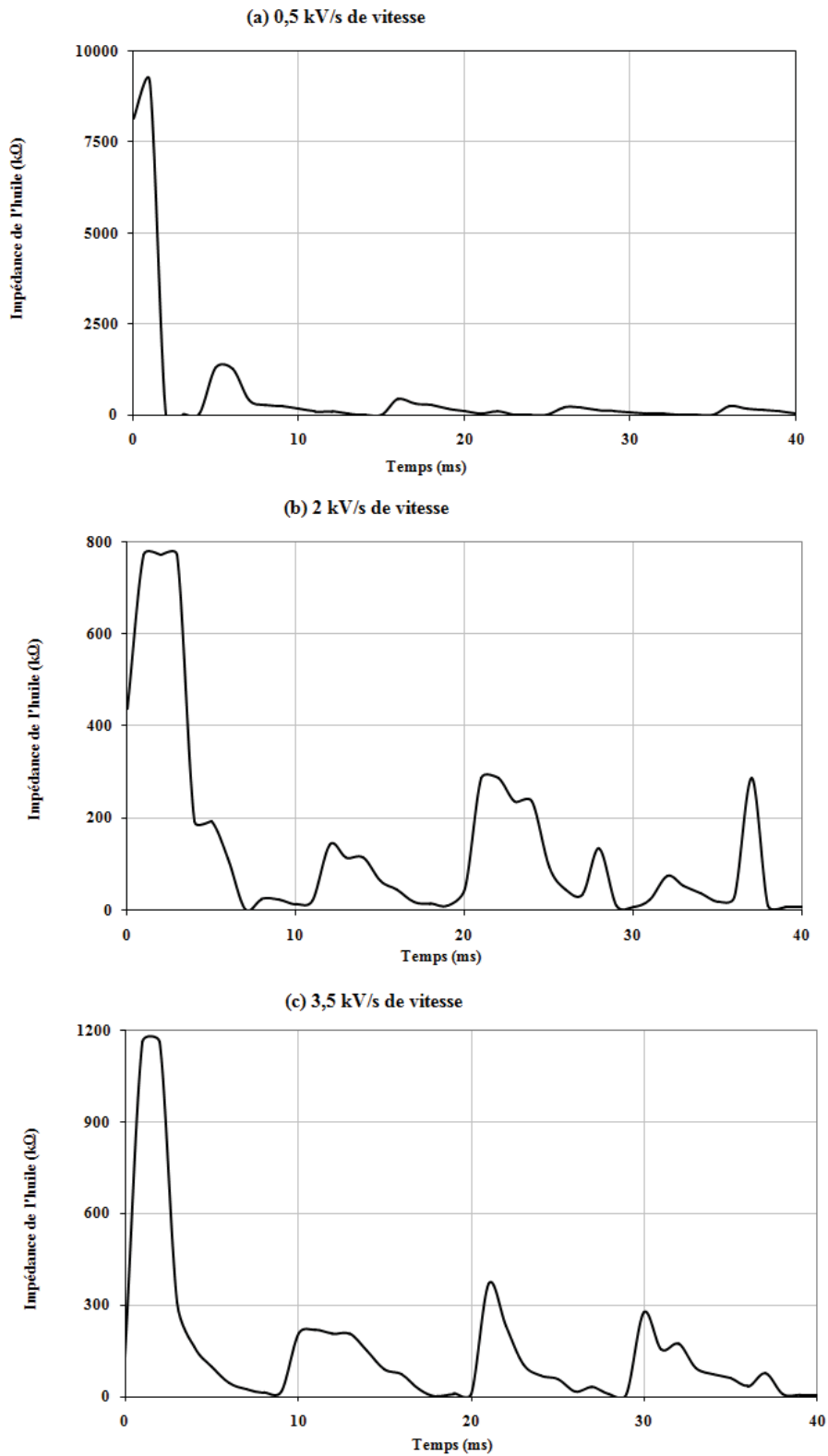


FIGURE IV.24 – Variation de l'impédance de l'huile à l'instant du claquage en fonction du temps pour la distance inter-électrodes de 1mm

IV.4.4.2 Distance inter-électrodes de 2,5mm

Les variations de l'impédance de l'huile à l'instant du claquage pour les trois vitesses d'augmentation de la tension de 0,5 kV/s, 2 kV/s et 3,5 kV/s à la distance inter-électrodes de 2,5mm sont représentées respectivement aux figures IV.25.a, IV.25.b et IV.25.c .

Pour cette distance, l'allure des graphes prend une forme similaire à celle constatée pour la distance inter-électrodes de 1mm. Au moment du claquage, l'impédance chute à une valeur de zéro, et puis elle réalise des fluctuations non uniformes à cause des variations brusques du courant et de la tension en ce moment de claquage.

La durée de ces fluctuation diminue avec l'augmentation de la vitesse de tension ; ce temps est similaire au temps pris par les signaux de courant et de tension pour atteindre les valeurs de zéro [45].

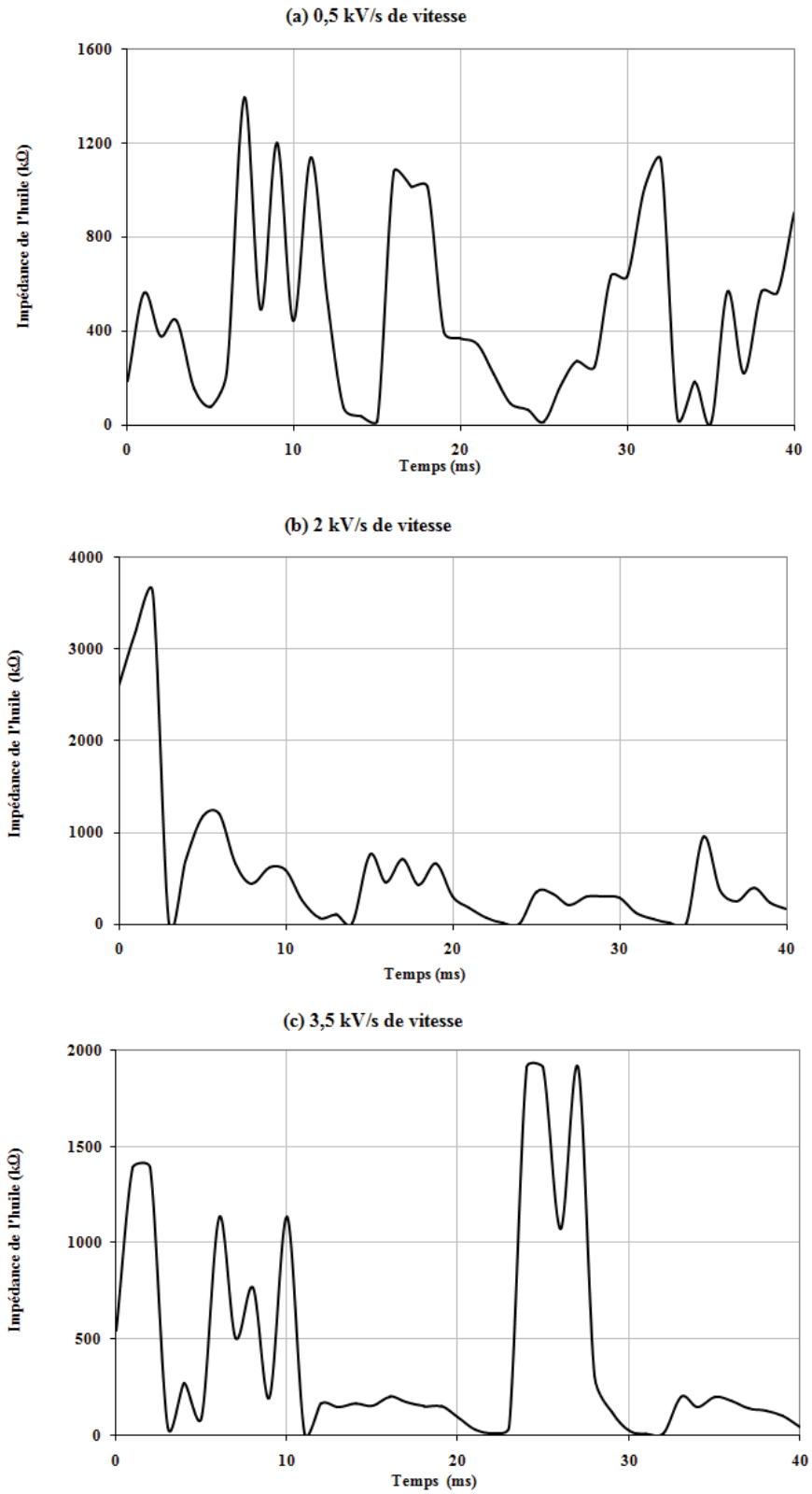


FIGURE IV.25 – Variation de l'impédance de l'huile à l'instant du claquage en fonction du temps pour la distance inter-électrodes de 2,5mm

IV.4.4.3 Distance inter-électrodes de 5mm

Les figures IV.26.a, IV.26.b et IV.26.c présentent les variations de l'impédance de l'huile immédiatement après le claquage pour la distance inter-électrodes de 5mm et les vitesses d'augmentation de la tension 0,5 kV/s, 2 kV/s et 3,5 kV/s.

Nous remarquons que les formes de courbes réalisées pour la distance de 5mm sont similaires à celles réalisées pour 1mm et 2,5mm. Par contre, la période de claquage pour cette distance est plus courte que celle des deux autres distances [45]. Ceci est dû à la valeur du champ électrique entre les électrodes qui devienne petite pour la distance de 5mm par rapport aux valeurs de champ correspondantes aux distances de 1mm et 2,5mm. Ceci permet au système de protection de réagir dans un temps relativement court.

Pour cette distance, le temps de chute de l'impédance vers zéro est presque constant ; il est de 2ms pour les vitesses de 0,5 kV/s et 3,5 kV/s, et de 1ms pour la vitesse de 2 kV/s [61].

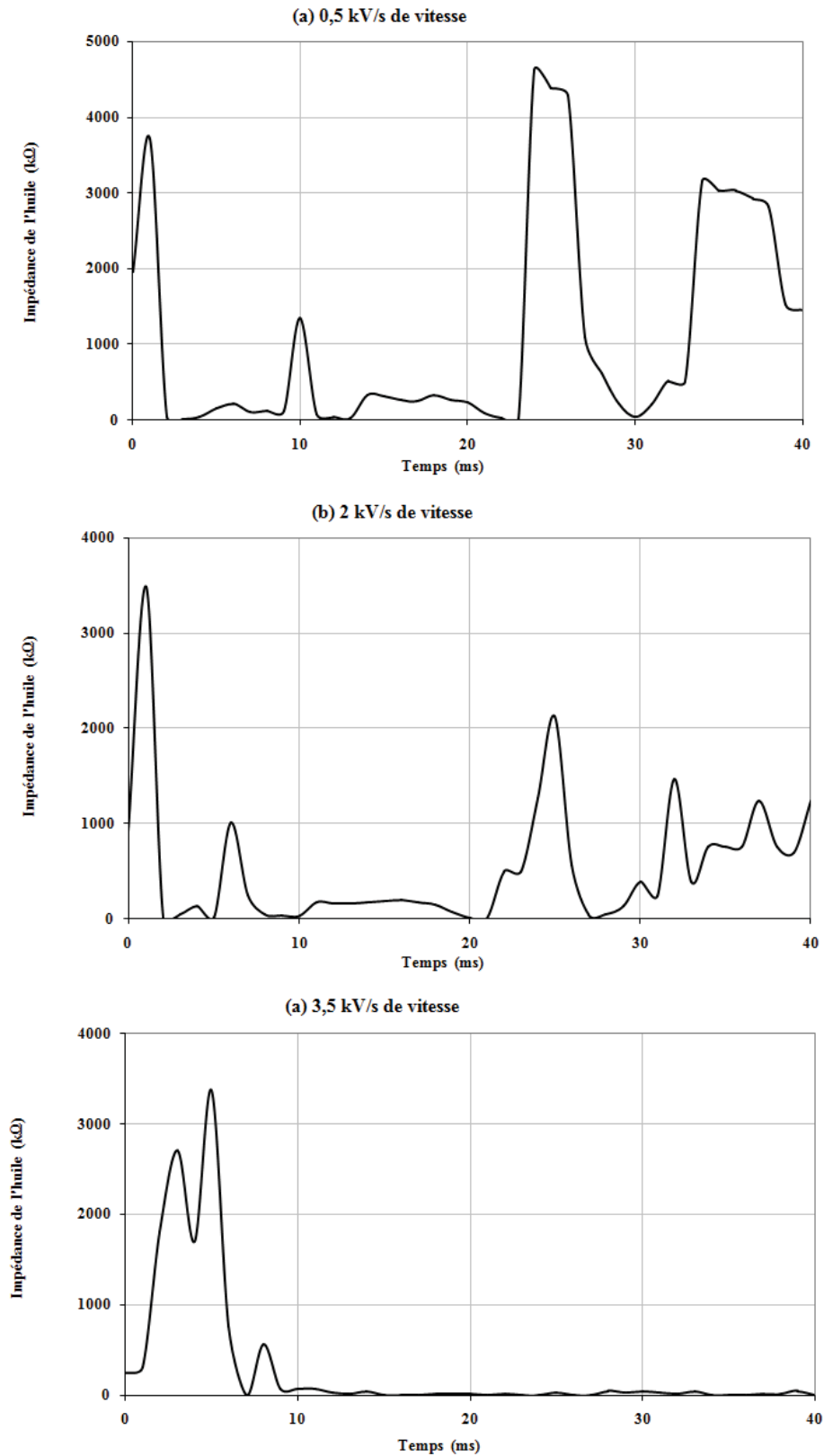


FIGURE IV.26 – Variation de l'impédance de l'huile à l'instant du claquage en fonction du temps pour la distance inter-électrodes de 5mm

IV.4.5 Variation de la puissance dégagée à l'instant du claquage

La puissance dégagée au moment du claquage est calculée comme étant le produit des valeurs instantanées du courant et de la tension durant toute la période du claquage.

La plus grande partie de cette puissance est réalisée durant le premier pic du claquage qui correspond à l'augmentation brusque et rapide du courant et de la tension.

La figure IV.27 présente les variations de la puissance dégagée durant le premier pic du claquage pour les trois distances inter-électrodes 1mm, 2,5mm et 5mm et les trois vitesses d'augmentation de la tension 0,5 kV/s, 2 kV/s et 3,5 kV/s.

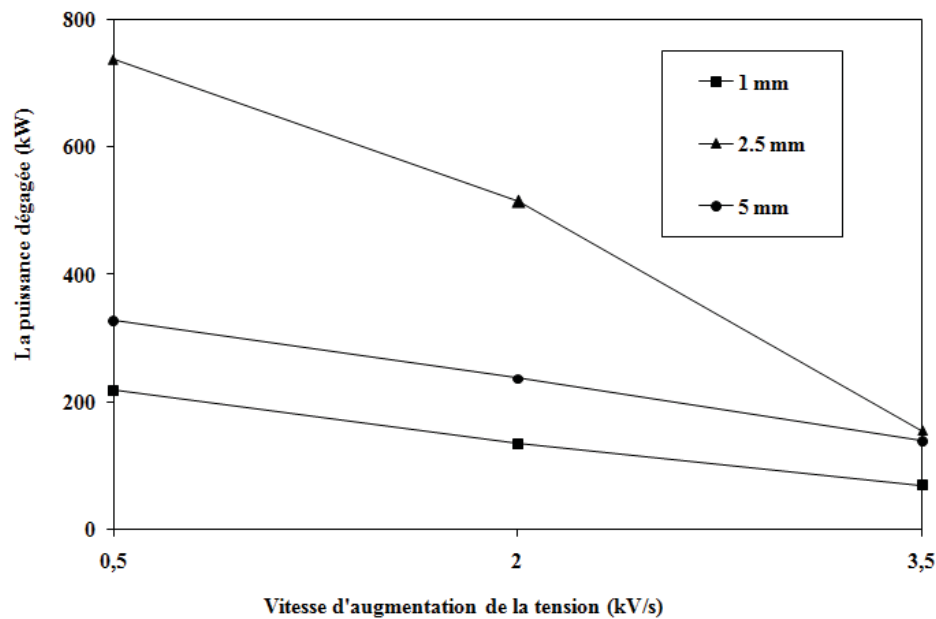


FIGURE IV.27 – Variation de la puissance dégagée à l'instant du claquage en fonction de la vitesse d'augmentation de la tension pour différentes distances inter-électrodes

Nous remarquons pour les trois distances que la puissance dégagée est supérieure quand la vitesse d'augmentation de la tension est la plus petite. Elle passe pour la distance inter-électrodes de 1mm de 219 kW pour la vitesse de 0,5 kV/s à une puissance de 69,2 kW pour 3,5 kV/s. Tandis que pour la distance inter-électrodes de 2,5mm, cette puissance réalise une chute de 737 kW pour la vitesse de 0,5 kV/s à 155 kW pour la vitesse de 3,5 kV/s. Enfin, pour la distance de 5mm, elle diminue de 328 kW pour la vitesse de 0,5 kV/s jusqu'à une puissance de 139 kW à la vitesse de 3,5 kV/s.

Cette diminution de la puissance avec l'augmentation de la vitesse de tension est due à l'augmentation de la mobilité de charges, qui provoque plus d'émissions d'ions entre les électrodes, et par conséquent, un claquage qui se réalise dans un temps relativement court, ce qui donne une tension de claquage inférieure, et donc une puissance dégagée inférieure [52].

Nous constatons aussi que la puissance dégagée lors du claquage pour la distance inter-électrodes de 2,5mm est supérieure à celle obtenue pour 1mm et 5mm.

D'autre part, la figure IV.28 présente les variations de la puissance dégagée durant le premier pic du claquage en fonction de la distance inter-électrodes pour les trois vitesses d'augmentation de la tension 0,5 kV/s, 2 kV/s et 3,5 kV/s.

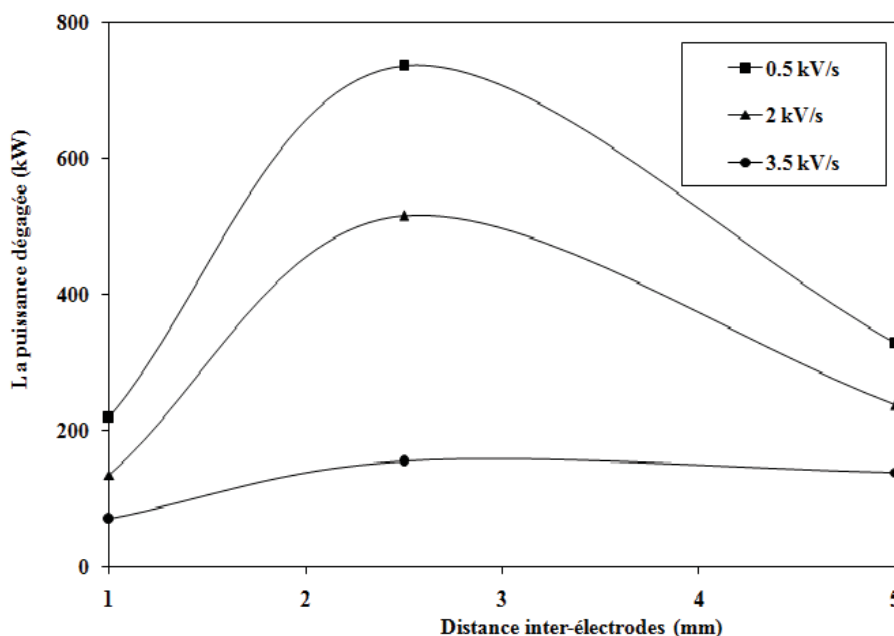


FIGURE IV.28 – Variation de la puissance dégagée durant le premier pic du claquage en fonction de la distances inter-électrodes pour différentes vitesses d'augmentation de la tension

Nous remarquons que pour les vitesses d'augmentation de la tension de 0,5 kV/s et 2 kV/s, la puissance dégagée durant le premier pic du claquage est beaucoup influencée par la distance inter-électrodes. Tandis que pour la vitesse de 3,5 kV/s, l'influence de la distance inter-électrodes est moins importante. Ceci nous amène à conclure que l'impact de la distance inter-électrodes est plus important pour les petites vitesses d'augmentation de la tension, plus que son impact correspondant aux grandes vitesses [62].

Ceci est expliqué par le fait que la production des phénomènes d'ionisation dans l'huile est petite dans le cas des petites vitesses, et donc, l'influence de la distance inter-électrodes sur la puissance dégagée est conséquente par rapport à l'influence de la vitesse d'augmentation de la tension [4].

IV.5 DISCUSSIONS GENERALES DES RESULTATS

Les résultats des analyses effectuées sur l'huile minérale isolante utilisée dans les transformateurs et vieillie thermiquement, permettent de faire ressortir certaines corrélations entre les différents résultats visant à évaluer son état de vieillissement. Ainsi, ceux donnant les caractéristiques durant le claquage permettent une bonne évaluation de la dynamique du claquage de l'huile. Les points suivants se dégagent de notre analyse :

IV.5.1 Effet du vieillissement sur les propriétés électriques

De nombreux travaux effectués sur ce sujet permettent d'affirmer que l'ensemble de nos résultats sont en accord avec ceux publiés dans la littérature [3-7, 10, 13, 15-16]. Nos expériences conduisent à distinguer deux cas de vieillissement :

IV.5.1.1 Vieillissement à des températures de 80°C et 100°C

Dans ce cas, le vieillissement se traduit par une légère dégradation des caractéristiques électriques, tout en gardant les propriétés d'isolation et de refroidissement à des niveaux acceptables ne dépassant pas les valeurs critiques données par les normes (voir figure IV.1.a, figure IV.3 et figure IV.6).

Toutefois, le facteur de pertes diélectriques et la permittivité relative gardent des valeurs acceptables. Ceci indique une bonne isolation de l'huile avec préservation de sa constitution chimique.

IV.5.1.2 Vieillissement à des températures de 120°C et 140°C

Dans ce cas, le vieillissement se traduit par une dégradation importante des caractéristiques électriques, ce qui affecte les propriétés d'isolation et de refroidissement de l'huile.

Le facteur de pertes diélectriques, la permittivité relative et la tension de claquage subissent de grands changements à un temps de vieillissement assez inférieur (3000h pour la température la plus élevée). (voir figure IV.1.b, figure IV.3 et figure IV.6).

Les résultats présentant les valeurs finales après vieillissement du facteur de pertes diélectrique, de la permittivité relative et de la tension de claquage sont donnés au tableau IV.2.

	Huile neuve	Huile vieillie à 80°C après 5000h	Huile vieillie à 100°C après 5000h	Valeurs critiques données par les normes	Huile vieillie à 120°C après 5000h	Huile vieillie à 140°C après 3500h
$\tan\delta$	5×10^{-4}	$1,72 \times 10^{-2}$	$2,25 \times 10^{-2}$	5×10^{-2}	$6,15 \times 10^{-2}$	$24,98 \times 10^{-2}$
ε_r	2,14	2,07	2,05	2	1,88	1,60
Tension de claquage kV	79,8	27,4	25,2	30	16,3	14,1

TABLE IV.2 – Valeurs finales des caractéristiques électriques de l’huile après vieillissement

Il ressort de nos résultats que l’effet de la température de vieillissement est assez conséquent par rapport à l’effet du temps de vieillissement. A la température la plus élevée de 140°C, la dégradation est rapide et atteint des valeurs critiques après seulement un temps de 3000 heures. Ceci est dû essentiellement aux effets de l’oxydation et de l’humidité ayant pour conséquence l’augmentation des produits acides et la présence de gouttelettes d’eau dans l’huile qui sont très dangereuses et accélèrent le phénomène de claquage.

IV.5.2 Effet du vieillissement sur les propriétés physico-chimiques

L’ensemble des expériences réalisées ont conduit à mettre en évidence la dégradation des propriétés physico-chimiques de l’huile soumise à la contrainte thermique à un temps de vieillissement de 5000 heures (figure IV.8, figure IV.12 et figure IV.14).

L’ensemble des résultats sont résumés dans le tableau IV.3.

	Huile neuve	Huile vieillie à 80°C après 5000h	Huile vieillie à 100°C après 5000h	Valeurs critiques données par les normes	Huile vieillie à 120°C après 3000h	Huile vieillie à 140°C après 3000h
Acidité (mg KOH/g)	0,0117	0,25	0,25	0,4	0,918	3,01
Teneur en eau (ppm)	8,2	29,4	29,4	30	32,5	36,8
Point d’éclair °C	140	72	72	95	62	42

TABLE IV.3 – Valeurs finales des caractéristiques physico-chimiques de l’huile après vieillissement

Comme précédemment, on peut distinguer deux cas de vieillissement ; le premier est celui réalisé aux températures de vieillissement de 80°C et 100°C, et le second est celui réalisé aux températures de 120°C et 140°C.

Dans le premier type, la dégradation est légère, et les valeurs des propriétés physico-chimiques telles que l'acidité et la teneur en eau ne dépassent pas les valeurs limites correspondantes aux huiles de transformateur. L'effet du temps de vieillissement à ces deux températures de 80°C et 100°C n'est pas trop important.

Dans le deuxième type où le vieillissement se réalise à des températures élevées de 120°C et 140°C, la dégradation est importante et rapide. Elle atteint des valeurs de 3,01 mg KOH/g d'acidité pour l'huile vieillie à 140°C après 5000 heures de vieillissement, et dépasse 36,8 ppm de teneur en eau après seulement 3000 heures de vieillissement à la même température.

L'effet des températures élevées est d'accélérer les phénomènes d'oxydation avec la présence d'eau en quantité importante sous l'effet de ces températures à cause de l'humidité.

Ces résultats sont en bonne concordance avec les travaux effectués sur les variations des propriétés physico-chimiques de l'huile sous l'effet de la température et du temps de vieillissement [13, 16, 29, 33, 37, 41].

IV.5.3 Comportement dynamique de l'huile durant le claquage

L'ensemble des tests menés dans notre étude sur le claquage de l'huile permettent de mettre en évidence le comportement de ce dernier durant le claquage, lorsqu'il est soumis à une tension alternative. Ces résultats sont en bon accord avec les travaux faites sur le claquage et le pré-claquage des huiles de transformateurs [49, 50, 52, 55, 61-62].

L'influence de la distance inter-électrodes sur la tension de claquage de l'huile ainsi que sur sa rigidité diélectrique est assez importante par rapport à l'influence de la vitesse d'augmentation de la tension. Toutefois, la tension de claquage augmente si la distance inter-électrodes augmente, tandis que la rigidité diélectrique diminue. Ceci est dû essentiellement au renforcement du champ électrique entre les électrodes lorsque la distance est petite.

Le claquage de l'huile sous tension alternative est caractérisé par une augmentation rapide du courant suivi par une série d'oscillations du courant à différentes amplitudes, avec une série d'augmentations et diminutions de la tension. Ces variations du courant et de la tension au moment du claquage sont similaires pour toutes les distances inter-électrodes et pour toutes les vitesses d'augmentation de la tension [45].

Aux premiers instants du claquage, la polarité du courant correspond directement à la polarité de la tension au moment où le claquage se manifeste. Si la tension en ce moment est négative, le courant est négatif. Si la tension en ce moment est positive, le

courant est positif. Une seule exception est remarquée pour la distance inter-électrodes de 5mm à la vitesse de 0,5 kV/s, malgré que la tension quand le claquage se réalise est positive, le courant est négatif. D'où, d'autres essais sont demandés pour bien expliquer ce phénomène.

De même que les variations du courant et de la tension, l'impédance de l'huile durant le claquage réalise des variations similaires pour toutes les distances inter-électrodes et pour toutes les vitesses d'augmentation de la tension. Elle chute brusquement d'une valeur maximale due à la résistivité importante de l'huile à une valeur zéro. Cette chute est suivie par une série d'oscillations jusqu'à la fin du claquage [61].

La période de claquage est énormément influencée par la distance inter-électrodes et la vitesse d'augmentation de la tension. Si la distance inter-électrodes augmente, le temps pris par le claquage diminue. Aussi, lorsque la vitesse d'augmentation de la tension augmente, le temps pris par le claquage diminue.

La puissance dégagée dans l'huile à l'instant du claquage est aussi influencée par la distance inter-électrodes et la vitesse d'augmentation de la tension. Toutefois, l'impact de la distance inter-électrodes est plus significatif que celui de la vitesse d'augmentation de la tension.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Norme CEI 60247 ; « Liquides isolants – Mesure de la permittivité relative, du facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$) et de la résistivité en courant continu », Avril 2004.
- [2] Norme CEI 60156 ; « Liquides isolants – Mesure de la tension de claquage à fréquence industrielle - Méthode d'essai », Août 1995.
- [3] M. Duval and J.P. Crine; « Dielectric behavior and stabilization of insulating oils in EHH current transformers », IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. EI-20, n°2, pp. 437-441, April 1985.
- [4] T.O. Rouse ; « Mineral insulating oil in transformers », IEEE Electrical Insulating Magazine, Vol. 14, n°3, pp. 6-16, May/June 1998.
- [5] M.R. Meshkatoddini ; « A practical method for lifetime estimation of the used mineral oils », IEEE Proceedings of International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), pp. 305-308, Graz (Austria), 7-12 July 2002.
- [6] T.K.Saha and P. Purkait ; « Investigations of temperature effects on the dielectric response measurement of transformer oil-paper insulation system », IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 23, n°1, pp. 252-260, January 2008.
- [7] **S. Abdi**, A. Boubakeur and A. Haddad ; « Influence of thermal ageing on transformer oil properties », IEEE Proceedings of International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), pp. 409-412, Poitiers (France), 30 June-04 July 2008.
- [8] J.L. Goudie ; « Silicone materials in new high temperature liquid transformer designs », IEEE Proceedings of Electrical Insulating Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Conference, pp. 455-458, Hong Kong (China), 22-25 September 1997.
- [9] R. Tobazeon ; « Conduction électrique dans les liquides », Techniques de l'Ingénieur, Traité de génie électrique, D2430, Novembre 1996.
- [10] I. Fofana, V. Wasserberg, H. Borsi and E. Gokenbakh ; « Challenge of mixed insulating liquids for use in high-voltage transformers. Part 1: Investigation of mixed liquids » ; IEEE Electrical Insulating Magazine, Vol. 18, n°3, pp. 18-31, May/June 2002.
- [11] B.P. Kang; « Thermal dependency of viscosity, power factor and ion content of electrical insulating oil », IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. EI-2, n°1, pp. 55-69, April 1967.
- [12] N. Berger ; « Liquides isolants en électrotechnique – Caractéristiques des produits », Techniques de l'Ingénieur, Traité de génie électrique, D2471, Novembre 2002.
- [13] M. Kohtoh, G. Ueta and S. Okabe ; « Transformer insulating oil characteristics changes observed using accelerated degradation in consideration of field transformer condition »,

IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 17, n°3, pp. 808-818, June 2010.

[14] R. Musil, M. Baur and W. Pfister ; « Testing practice for the AC breakdown voltage testing of insulating liquids », IEEE Electrical Insulating Magazine, Vol. 11, n°1, pp. 21-26, January/February 1995.

[15] M. Butcher, A. Neuber, M.D. Cevallos, J.C. Dickens and H. Krompholz ; « Conduction and breakdown mechanisms in transformer oils », IEEE Transactions on Plasma Science, Vol. 34, n°2, pp. 467-475, April 2006.

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

[17] K. Farouk ; « The effect of particulate and water contaminated on the dielectric strength of insulating oil », IEEE Conference Record of the International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), pp. 728-732, Montreal (CANADA), 16-19 June 1996.

[18] A. Beroual ; « Mouvement des particules impures dans un diélectrique liquide soumis à un champ électrique uniforme », Archiwum Elektrotechniki, pp. 310-314, 1984.

[19] N. Berger ; « Liquides isolants en électrotechnique – Présentation générale », Techniques de l'Ingénieur, Traité de génie électrique, D2470, Mai 2002.

[20] P. Rain, O. Lesant et R. Tobazeon ; « Phénomènes disruptifs et prédisruptifs sous tension alternative dans de grandes intervalles d'huile de transformateur », RGE, n°1, pp. 17-25, Janvier 1993.

[21] C.H. Krause; « Dielectric strength of transformer oil impact of oil flow, moisture and cellulose particles », WICOR Insulation Conference, p. 8, Rapperswil (Switzerland), September 1996.

[22] « Transformer oil handbook », Copyright Nynas Naphtenics AB, Sweden, 2004.

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

[24] Norme CEI 62021-1 ; « Liquides isolantes – Détermination de l'acidité – Partie 1 : Titrage potentiométrique automatique », Septembre 2003.

[25] Norme CEI 60422 ; « Lignes directives de la maintenance et de la surveillance des huiles minérales isolantes en service dans les matériels électriques », Octobre 2005.

[26] D. Peng, D. Yang C.F. Wang and MaLi ; « The influence of transformer oil aging to dielectric dissipation factor and its insulating lifetime », IEEE Asia-Pacific Power Energy Engineering Conference (APPEEC), pp. 1-4, Wuhan (China), 27-31 March 2009.

- [27] E.E. Franco, J.C. Adamowsky, R.T. Higuti and F. Buiochi ; « Viscosity measurement of newtonian liquids using the complex reflexion coefficient », IEEE Transactions on Ultrasonics Ferroelectrics and Frequency Control, Vol. 55, n°10, pp. 2247-2253, October 2008.
- [28] T.V. Oommen and G.L. Grune ; « Low temperature viscosity behaviour of transformer oils », IEEE Proceedings of Electrical Electronics Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Windings Conference, pp. 107-112, Chicago (USA), 18-21 September 1995.
- [29] C. Perrier and A. Beroual ; « Experimental investigations on insulating liquids for power transformers : mineral, ester and silicone oils », IEEE Electrical Insulating Magazine, Vol. 25, n°6, pp. 6-13, Nov/Dec 2009.
- [30] G. Dallemagne ; « Fluides hydrauliques – Facteurs d’influence », Techniques de l’Ingénieur, Traité de génie mécanique, BM 6012, Janvier 1999.
- [31] B. Fallon ; « Quelques notions relatives à l’humidification des huiles isolantes usagées », Bulletin LCIE, n°35, pp. 330-335, Avril 1963.
- [32] L. Peyraque ; « Etude des phénomènes d’électrisation statique dans les transformateurs de puissance à débit d’huile forcé », Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lyon (France), 1995.
- [33] C. T. Duy, A. Denat, O. Lesaint, N. Bonifaci and Y. Bertrand ; « Moisture and temperature effects on conduction and losses in modified rape-seed insulating oil », IEEE Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), pp. 647-650, 14-17 October 2007.
- [34] B. García, J.C. Burgos, A.M. Alonso, and J.Sanz; « A moisture-in-oil model for power transformer monitoring - Part I: Theoretical foundation », IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, n°2, pp. 1417-1422, April 2005.
- [35] B. García, J.C. Burgos, A.M. Alonso, and J.Sanz; « A moisture-in-oil model for power transformer monitoring - Part II: Experimental verification », IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, n°2, pp. 1423-1429, April 2005.
- [36] I. Fofana, H. Borsi E. Gokenbakh and M. Farzaneh ; « Aging of transformer oil insulating materials under selective conditions », European Transactions on Electrical Power, Vol. 17, n°5, pp. 450-470, September/October 2007.
- [37] T.K. Saha, M. Darveniza, Z.T. Yao, D.J.T. Hill and G. Yeung ; « Investigating the effects of oxidation and thermal degradation on electrical and chemical properties of power transformers insulation », IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, n°4, pp. 1359-1367, October 1999.

- [38] Norme ISO 2049 ; « Produits pétroliers – Détermination de la couleur », Juillet 1996.
- [39] C. Perrier ; « Etude des huiles et des mélanges à base d'huile minérale pour transformateur de puissance – Recherche d'un mélange optimal », Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lyon, 2005.
- [40] I. Fofana, V. Wasserberg, H. Borsi and E. Gokenbakh ; « Challenge of mixed insulating liquids for use in high-voltage transformers. Part 2: Investigation of mixed liquids impregnated paper insulation » ; IEEE Electrical Insulating Magazine, Vol. 18, n°4, pp. 5-16, July/August 2002.
- [41] D.B. Miller; « Tests and standards to evaluate the fire safety of electrical insulating fluids », IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. EI-13, n°5, pp. 378-381, October 1978.
- [42] V.R. Mulhall ; « The significance of the density of transformer oils », IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. EI-15, n°6, pp. 498-499, December 1980.
- [43] M. Kohtoh, S. Kaneko, S. Okabe and T. Amimoto ; « Aging effect on electrical characteristics of insulating oil in field transformer », IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 16, n°6, pp. 1698-1706, December 2009.
- [44] Norme CEI 60475 ; « Méthodes d'échantillonnage des diélectriques liquides », Janvier 1974.
- [45] **S. Abdi**, A. Boubakeur, N. Harid and A. Haddad ; « Dynamic characteristics of breakdown in transformer oil under AC voltage », Proceedings of the 16th International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), pp. 1-6, Cape Town (South Africa), 24-28 August 2009.
- [46] H. Yilmaz and S. Guler; « The effect of electrode shape, gap and moisture on dielectric breakdown of transformer oil », IEEE Proceedings of the 12th International Conference on Conduction and Breakdown in Dielectric Liquids (ICDL), pp. 354-357, Roma (Italy), 15-19 July 1996.
- [47] A. Saker, P. Gournay, N. Giao Trinh, C. Boisdon, O. Lesaint and R. Tobazeon ; « Prebreakdown and breakdown phenomena in large oil gaps under AC », IEEE Conference Record of the International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), Vol. 2, pp. 733-736, Montreal (CANADA), 16-19 June 1996.
- [48] P. Rain and O. Lesaint ; « Prebreakdown phenomena in mineral oil under step and ac voltage in large-gap divergent fields », IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 1, n°4, pp. 692-701, December 2009.
- [49] C. T. Duy, O. Lesaint, N. Bonifaci, A. Denat and Y. Bertrand ; « High voltage breakdown and pre-breakdown properties in rape-seed insulating oil », IEEE Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), pp. 623-626, 14-17 October 2007.

- [50] M. Krins, M. Reuter, H. Borsi and E. Gokenbakh ; « Breakdown and flashover phenomena related to the presence of high absolute water contents in clean and carbonized transformer oil », IEEE Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), pp. 252-255, 20-24 October 2002.
- [51] R. Tobazeon ; « Préclaquage et claquage des liquides diélectriques », Techniques de l'Ingénieur, Traité de génie électrique, D2450, Novembre 1997.
- [52] A. Beroual and R. Tobazeon; « Prebreakdown phenomena in liquid dielectrics », IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. EI-21, n°4, pp. 613-627, August 1986.
- [53] M.M. Moshin, M. Rehman, R.S. Nema and M.N. Narayanachar; « Measurement of transformer oil dielectric strength », IEEE TANCON Conference, Vol. 3, pp. 436-439, November 2004.
- [54] M. Ikeda, S. Fakumoto, H. Takao, S. Ohtsuka, E. Hagimononi and M. Hikita ; « Breakdown characteristics of the oil and paper insulation for a fast transient voltage », IEEE Electrical Engineering in Japan, Vol. 141, n°4, pp. 1206-1212, 2002.
- [55] J.M. Lehr, F.J. Agee, R. Copeland and W.D. Prather ; « Measurement of the electric breakdown strength of transformer oil in the sub-nanosecond regime », IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 5, n°6, pp. 857-861, December 1998.
- [56] E.J. Murphy; « The generation of gases in the dielectric breakdown of oil », Journal of Applied Physics D, Vol. 4, pp. 917-927, 1970.
- [57] K. Tarkos, J. Borossay and A. Szekely; « Determination of fault gases in transformer oils », Journal of Chromatography, Vol. 286, pp. 317-321, 1984.
- [58] T.K. Saha ; « Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers », IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 10, n°5, pp. 903-917, October 2003.
- [59] **S. Abdi**, A. Boubakeur and A. Haddad ; « Influence of thermal ageing on dissolved gases in transformer oil », Proceedings de la 6^{ème} Conférence de la Société Française d'Electrostatique (SFE), pp. 227-230, Paris (France), 7-9 Juillet 2008.
- [60] T. Aka-Ngnui and A. Beoual ; « Bubble instabilities and transition to streamers in liquid dielectrics », IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectrics Phenomena (CEIDP), Vol. 2, pp. 440-443, USA, 1998.
- [61] **S. Abdi**, A. Boubakeur, N. Harid and A. Haddad ; « Investigation on transformer oil impedance during breakdown under AC voltage », IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectrics Phenomena (CEIDP), pp. 549-552, USA, 18-21 October 2009.
- [62] **S. Abdi**, A. Boubakeur, N. Harid and A. Haddad ; « Investigation on emitted energy during breakdown in transformer oil under AC voltage », 45th International Universities Power Engineering Conference, pp. 1-4, Cardiff (UK), 31 August-3rd September 2010.

CONCLUSION GENERALE

L'objectif de notre travail était en premier lieu d'analyser l'état de l'huile de transformateur lorsqu'elle est soumise à un vieillissement thermique de 5000 heures à différentes températures 80°C, 100°C, 120°C et 140°C, et en second lieu de voir le comportement dynamique de l'huile durant le claquage sous une tension alternative.

Les différents résultats sur le vieillissement thermique de l'huile nous ont permis de dégager les points suivants :

- Pour les températures de vieillissement de 80°C et 100°C, le vieillissement se traduit par une légère dégradation des caractéristiques électriques, tout en gardant les propriétés d'isolation et de refroidissement à des niveaux acceptables ne dépassant pas les valeurs critiques données par les normes. Toutefois, le facteur de pertes diélectriques et la permittivité relative gardent des valeurs acceptables, ce qui indique une bonne isolation de l'huile avec préservation de sa constitution chimique.
- Pour les températures de vieillissement de 120°C et 140°C, le vieillissement se traduit par une dégradation importante des caractéristiques électriques, ce qui affecte les propriétés d'isolation et de refroidissement de l'huile. Le facteur de pertes diélectriques, la permittivité relative et la tension de claquage subissent de grands changements, et ce, à un temps de vieillissement assez court (3000h pour la température la plus élevée).
- L'ensemble des expériences réalisées ont conduit à mettre en évidence la dégradation des propriétés physico-chimiques de l'huile soumise à la contrainte thermique à un temps de vieillissement de 5000 heures. Ceci est traduit par l'augmentation de l'indice d'acidité et de la teneur en eau, la diminution du point d'éclair et une légère diminution de la viscosité et de la densité.
- Pour les températures de vieillissement de 80°C et 100°C, la dégradation est légère, et les valeurs des propriétés physico-chimiques telles que l'acidité et la teneur en eau ne dépassent pas les valeurs limites correspondant aux huiles de transformateur. L'effet du temps de vieillissement à ces deux températures n'est pas trop important.
- Pour les températures de vieillissement de 120°C et 140°C, la dégradation est importante et rapide et atteint des valeurs critiques à un temps inférieur à 5000h.
- L'effet de la température du vieillissement est assez conséquent par rapport à l'effet du temps de vieillissement. Ceci est dû essentiellement aux effets de l'oxydation et de l'humidité ayant pour conséquence l'augmentation des produits acides et la présence de gouttelettes d'eau dans l'huile qui sont très dangereuses puisqu'elles accélèrent le phénomène de claquage.

En ce qui concerne le comportement dynamique de l'huile durant le claquage sous une tension alternative, nous pouvons tirer les conclusions suivantes :

- L'influence de la distance inter-électrodes sur la tension de claquage de l'huile ainsi que sa rigidité diélectrique est assez importante par rapport à l'influence de la vitesse d'augmentation de la tension. Toutefois, la tension de claquage augmente si la distance inter-électrodes augmente, tandis que la rigidité diélectrique diminue. Ceci est dû essentiellement au renforcement du champ électrique entre les électrodes lorsque la distance est petite.
- Le claquage de l'huile sous tension alternative est caractérisé par une augmentation rapide du courant suivi par une série d'oscillations du courant à différentes amplitudes, avec une série d'augmentations et diminutions de la tension. Ces variations du courant et de la tension au moment du claquage sont similaires pour toutes les distances inter-électrodes et pour toutes les vitesses d'augmentation de la tension. De même, l'impédance de l'huile chute brusquement d'une valeur maximale à une valeur zéro. Cette chute est suivie par une série d'oscillations jusqu'à la fin du claquage
- La période de claquage est énormément influencée par la distance inter-électrodes et la vitesse d'augmentation de la tension. Si la distance inter-électrodes augmente, le temps pris par le claquage diminue. Aussi, lorsque la vitesse d'augmentation de la tension augmente, le temps pris par le claquage diminue.

En perspective de ce travail, nous proposons des travaux d'analyse des gaz dissous dans l'huile soumise à un vieillissement thermique pour les mêmes températures, ainsi que des études numériques concernant la prédiction des caractéristiques de l'huile avec le vieillissement thermique.

Nous proposons aussi d'effectuer une étude pratique sur les décharges partielles dans l'interface solide/liquide utilisé comme isolant dans les transformateurs de haute tension.

ملخص:

تدخل هذه الأطروحة ضمن أعمال البحث المقامة على مستوى مخبر التوتر العالي للمدرسة الوطنية المتعددة التقنيات و المتعلقة بالتزمين الحراري للزيوت العازلة المستعملة في المحولات عالية التوتر، و كذا معرفة سلوك هذه الزيوت بعد الانهيار. من أجل هذا تم إجراء تجارب التزمين الحراري المستمر لمدة 5000 ساعة على عينات من زيت بوراك 22 المستعمل من طرف شركة سونلغاز، تحت أربع درجات حرارة مختلفة 80°م، 100°م، 120°م و 140°م. كل 500 ساعة، نقوم بقياس الخصائص الكهربائية وكذا الخصائص الفيزيائية و الكيميائية للزيت. زيادة على ذلك، قمنا بإجراء تجارب انهيار الزيت تحت تأثير توتر متناوب لعدة عينات من زيت DS2511 المستعمل في بريطانيا، وهذا لعدة مسافات بين الأقطاب مع سرعات زيادة التوتر مختلفة، وبعد ذلك قمنا برصد إشارات التوتر و التيار أثناء الانهيار. بينت النتائج أن التزمين الحراري يؤدي إلى فقدان زيت المحول لخصائصه وخاصة بالنسبة لدرجة الحرارة العالية. بالإضافة إلى أن الخصائص الديناميكية أثناء الانهيار متشابهة بالنسبة لكل المسافات بين الأقطاب و مختلف سرعات زيادة التوتر.

كلمات مفاتيح: زيت المحول، التزمين الحراري، الخصائص الكهربائية، الخصائص الفيزيائية و الكيميائية، الانهيار، المسافة بين الأقطاب، سرعة زيادة التوتر، الخصائص الديناميكية.

Résumé :

Notre travail entre dans le cadre des travaux de recherche entrepris au niveau du Laboratoire de Haute Tension de l'ENP portant sur le vieillissement thermique de l'huile isolante utilisée dans les transformateurs de haute tension. Nous nous intéressons aussi dans cette étude au comportement de cette huile quand elle est soumise à des claquages. Pour ce faire, des essais de vieillissement thermique continu de 5000 heures ont été effectués sur des échantillons d'huile Borak 22 utilisée par la SONELGAZ, à quatre températures différentes 80°C, 100°C, 120°C et 140°C. Toutes les 500 heures, les propriétés électriques et physico-chimiques ont été mesurées. En plus, des essais de claquage de l'huile sous tension alternative ont été effectués sur des échantillons d'huile DS2511 utilisée en Grande Bretagne (UK), et ce, pour différentes distances inter-électrodes à différentes vitesses d'augmentation de la tension. Les signaux de courant et de tension ont été enregistrés. Les résultats montrent que le vieillissement thermique conduit à la dégradation de l'huile, surtout pour les températures élevées. En plus, les caractéristiques dynamiques de l'huile au moment du claquage sont similaires pour toutes les distances inter-électrodes et pour toutes les vitesses d'augmentation de la tension.

Mots clés : Huile de transformateur, Vieillissement thermique, Propriétés électriques, Propriétés physico-chimiques, Claquage, Distance inter-électrodes, Vitesses d'augmentation de la tension, Caractéristiques dynamiques.

Abstract:

Our work comes within the scope of research undertaken by the High Voltage Laboratory of ENP on thermal aging of insulating oil used in the high voltage transformers. We are also interested in the dynamic behaviour of this oil when subjected to breakdowns. For that, continuous thermal aging tests of 5000 hours were made on samples of Borak 22 transformer oil used by SONELGAZ, at four different temperatures 80°C, 100°C, 120°C et 140°C. Every 500h, the electrical and physicochemical properties were measured. Furthermore, breakdown tests were carried out on samples of the DS2511'oil used in United Kingdom (UK), for various gap lengths at different voltage speed ramps. The signals of current and voltage were recorded. The results show that thermal aging leads to the degradation of the transformer oil properties, mainly for the high temperature. Moreover, the dynamic characteristics of the transformer oil at the moment of breakdown are similar for all gap lengths and voltage speed ramps.

Key words: Transformer oil, Thermal aging, Electrical properties, Physicochemical properties, Breakdown, gap lengths, Voltage speed ramps, Dynamic characteristics.