

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À
L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À CHICOUTIMI
COMME EXIGENCE PARTIELLE
DE LA MAÎTRISE EN INGÉNIERIE

Par

Yazid Hadjadj

**CONTRIBUTION AU DÉVELOPPEMENT DE NOUVEAUX Outils
PERMETTANT DE PROLONGER LA DURÉE DE VIE DES
TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE**

Juin 2010

RÉSUMÉ

L'indisponibilité d'un transformateur de puissance a généralement de lourdes conséquences financières pour les exploitants des réseaux électriques. Le bon fonctionnement des transformateurs de puissance repose en grande partie sur leur isolation électrique (huile/ papier) et sur le contrôle de leur température.

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

Le présent mémoire, entrepris dans le cadre des travaux de recherches de la chaire sur les isolants liquides et mixtes en électrotechnologie (ISOLIME) de l'université du Québec à Chicoutimi, a pour but d'étudier de nouveaux systèmes de préservation d'huile. Il a également comme objectif d'explorer et de développer de nouvelles perspectives qui pourront résoudre les problèmes d'analyse de vieillissement du papier.

À l'intérieur d'un transformateur, l'huile se dilate et se contracte en fonction de la température, ce changement de volume de l'huile se produit dans le conservateur d'huile. Concernant le circuit d'huile, on trouve deux grandes familles: les transformateurs dits hermétiques et les transformateurs dits respirants.

Dans un transformateur hermétique, l'air du conservateur est emprisonné dans une membrane et comprimé par l'huile en cas de dilatation. L'air et l'huile ne sont donc jamais en contact avec l'extérieur. Mais le problème est que ce type de préservation ne tient pas

compte de l'effet du champ électrique sur la décomposition de l'huile qui génère des gaz qui restent emprisonnés dans le conservateur et peuvent se dissoudre dans l'huile.

Dans un transformateur respirant, le volume de l'air dans le conservateur est ajusté en fonction de l'expansion de l'huile au travers d'un dessiccateur. Dans ce type de transformateur, l'huile est exhibée au contact avec l'air où l'impact de l'oxygène et de l'humidité dégrade la qualité du système d'isolation.

Pour palier aux inconvénients majeurs des systèmes de préservations présentés précédemment, deux nouveaux systèmes de préservation d'huile dans les transformateurs de puissance ont été proposés et étudier dans ce mémoire. Le premier utilise un système de préservation à gaz inerte (l'azote pur) et le second un nouveau système de préservation à diaphragme. L'analyse de l'huile pour ces deux systèmes a été effectuée avec différentes techniques de diagnostic et les résultats y sont discutés. Des essais *in situ* et en laboratoire ont été réalisés. Les résultats obtenus ont montré que l'inertage par l'azote permet de réduire de façon significative le taux de l'oxygène dans l'huile. Ainsi que le nombre d'acidité (TAN), la turbidité et la surface en dessous des courbes d'absorption (DDP) varier très peu avec le temps d'inertage avec l'azote.

Les résultats pour le deuxième système montrent que les produits dissous et la turbidité dans le conservateur varient légèrement avec le temps dans le conservateur à diaphragme alors qu'elle est multipliée par un facteur 4 dans le cas du système sans diaphragme.

Comme nous l'avons mentionné plus haut, la durée de vie d'un transformateur dépend étroitement de son état d'isolation, en particulier du papier cellulose qui le compose.

L'évaluation de l'état de l'isolation solide se fait généralement d'une façon indirecte via l'huile, par l'analyse des dérivés furaniques ou encore à travers des diagrammes d'équilibre pour estimer la teneur en eau dans le papier.

Dans ce contexte, l'étude de l'utilisation d'un capteur capacitif avec comme isolant le même papier cellulose qu'on utilise comme diélectrique solide dans le transformateur a été réalisé. Cette étude se basera sur la mesure des paramètres diélectriques : permittivité et facteur de dissipation ($\tan \delta$). Les principaux éléments du capteur ainsi que sa mise en œuvre y sont décrits. Une procédure de vieillissement accéléré de l'isolation papier/ huile incorporant le capteur est également décrit. L'étude des pôles de la réponse fréquentielle comme nouveau paramètre d'évaluation de l'état de l'isolation solide est aussi effectuée. Cette technique semble tout à fait prometteuse à basse fréquences.

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier en particulier mon directeur de recherche, le professeur Issouf Fofana, titulaire de la chaire ISOLIME, pour avoir suivi mes travaux, pour son attention et ses conseils prodigués tout au long de ce mémoire. Je tiens à lui exprimer ma gratitude pour le soutien financier, moral et l'opportunité qu'il m'a offerte pour réaliser ce travail.

Ma gratitude va également à mon co-directeur Hassan Ezzaidi pour son soutien efficace.

Je voudrais remercier le professeur Denis Bussières du département des sciences fondamentales pour son soutien professionnel à ce mémoire.

Je tiens à exprimer ma sincère reconnaissance à Hossein Hemmatjou pour son appui professionnel et technique, ainsi que sa contribution à l'avancement de ce travail de recherche.

Je désire également remercier Abdelghafour Bouaicha, N'Cho Sylvestre Janvier, Fethi Meghnefi et Luc Loiselle, pour leur sympathie, leur assistance et conseils.

Enfin, un grand merci à ma famille qui m'a donné encore le courage de poursuivre mes études.

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ	ii
REMERCIEMENTS	v
TABLE DES MATIÈRES.....	vi
Liste des tableaux.....	ix
Liste des figures.....	x
CHAPITRE 1	
INTRODUCTION	
1.1 Introduction.....	2
1.2 Objectifs de l'étude.....	3
1.3 Méthodologie	3
1.3.1 Nouveaux systèmes de préservation de l'huile.....	4
1.3.2 Conception d'un capteur capacitif	4
1.4 Organisation du mémoire.....	5
CHAPITRE 2	
REVUE DE LA LITTÉRATURE	
2.1 Introduction.....	8
2.2 Papier et carton isolants	10
2.3 Caractéristiques diélectriques du papier	11
2.3.1 Permittivité relative.....	12
2.3.2 La rigidité électrique et la tension de claquage.....	12
2.3.3 Le facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$).....	12
2.4 Huile isolante	13
2.5 Caractéristiques diélectriques de l'huile isolante.....	14
2.5.1 La permittivité relative.....	15
2.5.2 Conductivité et facteur de dissipation ($\tan \delta$)	15
2.5.3 La rigidité diélectrique.....	16
2.5.4 Teneur en eau.....	17
2.6 Vieillissement	18
2.6.1 Vieillissement du papier	18
2.6.2 Vieillissement de l'huile	21
2.6.3 Mécanisme de l'oxydation.....	22
2.6.4 Lois du vieillissement des isolants.....	23
2.7 Conclusion	24
CHAPITRE 3	
MÉTHODES ET TECHNIQUES D'ÉVALUATION DE L'ÉTAT DES TRANSFORMATEURS	
3.1 Introduction.....	27

3.2 Examen visuel.....	28
3.3 Méthodes électriques	28
3.3.1 Mesure du facteur de dissipation et de la permittivité relative	29
3.3.2 Mesure de la capacité.....	33
3.3.3 Mesure de la résistivité	33
3.3.4 Mesures des décharges partielles (DP)	33
3.3.5 Réponse diélectrique.....	35
3.4 Techniques physico-chimiques.....	37
3.4.1 Mesure de la teneur en eau	37
3.4.2 Analyse des gaz dissous.....	38
3.4.3 Nombre total d'acides (TAN)	39
3.4.4 La tension interfaciale (IFT)	40
3.4.5 Méthodes d'analyse spectrale	41
3.4.5.1 La spectrophotométrie infrarouge.....	41
3.4.5.2 Spectrophotométrie UV-Visible	41
3.4.5.3 Spectrométrie de masse (SM)	43
3.4.5.4 Résonance magnétique nucléaire (RMN)	43
3.4.6 Degré de polymérisation (DP_v).....	44
3.5 Conclusion	45

CHAPITRE 4

NOUVELLES TECHNIQUES DE PRÉServation DE L'HUILE DANS LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

4.1 Introduction.....	47
4.2 Effets de l'oxydation sur l'isolation du transformateur	48
4.3 Systèmes de préservation d'huile	50
4.3.1 Système de préservation d'huile à diaphragme	50
4.3.2 Système de préservation à gaz inerte	52
4.3.3 Dessiccateur de Gel de Silice.....	53
4.4 Avantages et inconvénients des systèmes de préservation	53
4.5 L'utilisation d'inhibiteur d'oxydation	54
4.6 Expérience réalisée sur site.....	55
4.6.1 Nouveau système de gaz inerte (Azote) pour les unités de respiration libre	55
4.6.2 Résultats.....	58
4.7 Expériences réalisées en laboratoire	63
4.7.1 Concept de déshydratation de l'huile par l'azote (N_2).....	64
4.7.2 Description de l'expérience de déshydratation de l'huile par l'azote.....	65
4.7.3 Étude d'un nouveau système de préservation d'huile à diaphragme	67
4.7.4 Résultats et analyses de système de préservation d'huile à diaphragme	69
4.8 Conclusion	73

CHAPITRE 5

ÉTUDE DE FAISABILITÉ D'UN CAPTEUR POUR LE CONTRÔLE ET LA SURVEILLANCE DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE EN LIGNE

5.1 Introduction.....	75
5.2 Partie expérimentale	79
5.2.1 Description du capteur.....	79
5.2.2 Mode opératoire.....	81
5.2.3 Dispositif d'agitation	82
5.2.4 Conditionnement des échantillons (huile/papier)	82
5.2.5 Mesures de la réponse diélectrique	83
5.2.6 Autres mesures.....	84
5.2.7 Prélèvement des échantillons.....	84
5.3 Résultats et discussion	85
5.3.1 Mesure du facteur de dissipation	85
5.3.2 Étude de la permittivité complexe	89
5.4 Modèle du système d'isolation huile/ papier pour l'analyse de la réponse diélectrique	91
5.4.1 Résultats du modèle de système d'isolation huile/ papier (Debye).....	92
5.4.2 Étude des pôles	94
5.4.3 Évaluation de la dégradation du papier cellulose	96
5.5 Estimation des pôles à partir des résultats obtenus par IDA 200.....	99
5.6 Comparaison entre les différentes techniques de diagnostic	101
5.6.1 Description des techniques utilisées	101
5.6.2 Résultats et discussion de la corrélation entre les différentes techniques.....	101
5.7 Conclusion	103

CHAPITRE 6

CONCLUSIONS GÉNÉRALES ET RECOMMANDATIONS

6.1 Conclusions.....	105
6.2 Recommandations.....	110
RÉFÉRENCES.....	111
ANNEXES	116

Liste des tableaux

Tableau 2-1 : Listes de quelques facteurs d'influence importants et de modes de fonctionnement relatifs à l'isolation des matériels électriques	9
Tableau 2-2 : Solubilité de l'eau pour différents liquides isolants à température ambiante	18
Tableau 3-1: Gaz de défaut et leurs causes	39
Tableau 4-1 : Avantages et inconvénients des systèmes de préservation	54
Tableau 4-2 : Résultats des gaz dissous dans le transformateur #1.....	59
Tableau 4-3: Résultats des gaz dissous dans le transformateur # 2.....	59
Tableau 4-4 : Les résultats des tests de l'huile du transformateur # 1 après 6 mois et après 8 ans d'inertage avec l'azote.....	62
Tableau 4-5 : Les résultats des tests de l'huile du transformateur # 2 après 6 mois et après 8 ans d'inertage avec l'azote.....	63
Tableau 4-6: Valeurs de la teneur en eau avant et après la déshumidification avec l'azote	67
Tableau 4-7 : Concentrations des gaz dissous dans l'huile neuve, à diaphragme et sans diaphragme.....	72
Tableau 4-8: Résultats des tests de l'huile du système de préservation avec et sans diaphragme.....	72
Tableau 5-1: Les normalisations ASTM [14].....	84
Tableau 5-2: Valeurs de la teneur en eau dans le papier et dans l'huile	87

Liste des figures

Figure 2-1 : Glucose présents dans les hémicelluloses.....	11
Figure 2-2: Calcul de $\tan \delta$	13
Figure 2-3: Mécanisme de formation de HMF à partir du glucose	20
Figure 2-4: Formule chimique de la cellulose	21
Figure 3-1: Circuits équivalents du diélectrique.....	30
Figure 3-2: Pont de Schering	31
Figure 3-3: Pont de Schering avec branche de Wagner.....	31
Figure 3-4: Schéma du principe d'un pont autoéquilibré	32
Figure 3-5: Quelques exemples de lieux où peuvent se produire des décharges partielles.	34
Figure 3-6: Montage conventionnel de mesure des décharges partielles [21].....	35
Figure 3-7: Tensiomètre pour mesurer la tension interfacial d'un liquide	40
Figure 3-8: Démonstration de la diminution de l'intensité d'un des faisceaux lumineux ($I_1 < I_0$) traversant un milieu d'huile d'épaisseur l	42
Figure 3-9: Spectrophotomètre	43
Figure 4-1: Conservateur à diaphragme	51
Figure 4-2 : Conservateur à soufflet d'étanchéité.....	51
Figure 4-3: Système de préservation avec injection de l'azote	52
Figure 4-4: Transformateur à respiration libre	55
Figure 4-5: Système de préservation avec injection de l'azote pour un transformateur à respiration libre	57
Figure 4-6 : La concentration de l'oxygène dissous en fonction du temps d'inertage par l'azote.....	58
Figure 4-7 : Variation de l'absorbance en fonction de la longueur d'onde et, la turbidité dans l'huile du transformateur # 1	61
Figure 4-8 : Variation de l'absorbance en fonction de la longueur d'onde et, la turbidité dans l'huile du transformateur # 2	62
Figure 4-9 : Dessiccateur avant l'injection de l'azote	64

Figure 4-10: Dessiccateur après l'injection de l'azote	64
Figure 4-11: Schéma de l'expérience de réduction de la teneur en eau dans l'huile par N ₂	65
Figure 4-12 : Coulomètre de Karl Fisher (KF831).....	66
Figure 4-13: Expérience du conservateur à diaphragme	68
Figure 4-14 : La teneur en eau dans l'huile en fonction de la durée de vieillissement dans les deux conservateurs (avec et sans diaphragme).....	69
Figure 4-15 : Mesure de l'intégrale de la surface pour les courbes d'absorption en fonction du temps de vieillissement.....	70
Figure 4-16 : Mesure de la turbidité des huiles des deux conservateurs en fonction du temps de vieillissement.....	71
Figure 5-1 : Circuit équivalent «parallèle» représentant un diélectrique	77
Figure 5-2: Schéma du condensateur plan en tant que capteur capacitif.....	80
Figure 5-3: Condensateur conçu au laboratoire pour la mesure de la réponse diélectrique	81
Figure 5-4: Séchage de l'huile minérale dans un dessiccateur à gel de silice	82
Figure 5-6: Organigramme des analyses	85
Figure 5-7: Effet du vieillissement sur le facteur de dissipation du papier imprégné d'huile	86
Figure 5-8: Facteur de dissipation à basse fréquence pour papier imprégné d'huile	86
Figure 5-9: Facteur de dissipation à haute fréquence	87
Figure 5-10: Échange de la teneur en eau entre le papier et l'huile	88
Figure 5-11: Variation de la teneur en eau et tan δ dans le papier imprégné d'huile à 115°C	89
Figure 5-12: La réponse fréquentielle de la constante diélectrique	90
Figure 5-13: La réponse fréquentielle des pertes diélectriques	91
Figure 5-14: Circuit équivalent pour modéliser un système isolant	92
Figure 5-15: Interface graphique du code développé [51].....	93
Figure 5-16: Variation de la résistance R_0 en fonction du temps de vieillissement	94
Figure 5-17: Variation de la capacité C_0 en fonction du temps de vieillissement.....	95
Figure 5-18: Évolution de pôles au cours du vieillissement.....	95

Figure 5-19: Évolution du degré de polymérisation du papier au cours du vieillissement à 115°C	96
Figure 5-20: Variation du degré de polymérisation du papier en fonction des pôles.....	97
Figure 5-21: Corrélation entre les différents paramètres	98
Figure 5-22: Module de l'impédance équivalent en fonction des fréquences	99
Figure 5-23: Pôles calculés à partir du circuit équivalent (modèle de Debye) et des résultats de l'IDA	100
Figure 5-24: Corrélation entre les différentes techniques.....	102

Liste des abréviations et symboles

- ASTM: American Society for Testing and Materials.
- CO: Monoxyde de carbone.
- CO₂: Dioxyde de carbone.
- C_0 : Capacité à vide (F).
- C_p : Capacité du circuit parallèle équivalent du diélectrique (F).
- C_s : Capacité du circuit série équivalent du diélectrique (F)
- DDF: Facteur de dissipation diélectrique (*dielectric dissipation factor*).
- DDP : Produits de décomposition dissous (*Dissolved Decay Products*).
- DGA : Analyseur des gaz dissous (*Dissolved Gas Analysis*).
- DP: décharge partielles.
- DP_v: Degré de polymérisation moyen.
- f : Fréquence (Hz).
- FTIR : Spectroscopie Infrarouge à Transformée de Fourier (*Fourier Transformed InfraRed Spectroscopy*)
- GC: Gaz Chromatographe.
- H₂O: formule brute de l'eau.
- H₂: Hydrogène.
- IFT: Tension interfaciale (*Interfacial tension*) (dynes/cm)
- N₂: Azote (gaz).
- PF: Facteur de puissance (*Power Factor*).
- R_p : Résistance du circuit parallèle équivalent du diélectrique (Ω).
- R_s : Résistance du circuit série équivalent du diélectrique (Ω).
- T : Température (°C).
- TAN: Nombre d'acidité total (*Total acid Number*) (mg KOH/g).
- tan δ : facteur de dissipation.
- W_r : Humidité relative (%).
- δ : Angle de perte.
- σ : Conductivité (S/m).
- ρ : La résistivité ($\Omega \cdot m$).
- ε'_r : Constante diélectrique ou permittivité relative.
- ε''_r : Partie imaginaire de la permittivité complexe.

CHAPITRE 1

INTRODUCTION

CHAPITRE 1

INTRODUCTION

1.1 Introduction

Dans un réseau électrique, les transformateurs de puissance constituent des maillons sensibles situés entre la chaîne de production et celle de transport. Leur coût d'investissement élevé et les pertes financières associées à leurs pannes, justifient largement la mise en place de moyens de surveillance et de protection. L'objectif visé consiste à évaluer l'état effectif des transformateurs et à limiter leur risque de défaillance.

Dans les transformateurs de puissance, l'isolation est constituée du complexe huile/papier. Les défaillances électriques de ces appareils sont dues, généralement, au système d'isolation. Depuis l'utilisation en 1891 des premiers papiers et cartons imprégnés d'huile minérale, l'isolation papier/huile est toujours d'actualité. Le complexe papier/huile semble encore avoir de belles années en perspective principalement dans la filière des transformateurs de puissance haute et très haute tension.

Le vieillissement des isolants est le résultat d'une détérioration graduelle due à des réactions physiques et chimiques affectant la tenue mécanique et diélectrique du système d'isolation. La détérioration du papier est normalement associée à la pyrolyse, à l'oxydation et à l'hydrolyse qui se produisent dans le matériau. Ces réactions entraînent la rupture des macromolécules de cellulose et réduisent le degré de polymérisation moyen.

Par ailleurs, elles sont accélérées par toute augmentation de la température, de la concentration en oxygène et du taux d'humidité. L'huile isolante est également altérée par la détérioration chimique. Elle s'oxyde, ce qui forme des composés acides et des boues.

1.2 Objectifs de l'étude

Le but de ce travail est d'explorer et/ou de développer de nouvelles techniques ou outils d'aide à la décision permettant un diagnostic précis de l'isolation des transformateurs de puissance en vue de prolonger leur durée de vie.

Plus spécifiquement, ces investigations porteront sur :

- **L'étude des nouvelles techniques de déshydratation et de préservation de l'huile des conservateurs dans les transformateurs de puissance;**
- **L'étude de faisabilité d'un capteur pour le contrôle et la surveillance des transformateurs de puissance en ligne.**

1.3 Méthodologie

Dans un premier temps, une étude bibliographique a été réalisée afin de comprendre les mécanismes et les causes de vieillissement du système isolant. Quels sont les facteurs qui accélèrent le processus de dégradation et comment est évalué l'état de cette isolation ?

Plusieurs types d'équipements permettant de mesurer les différents paramètres diélectriques et chimiques des échantillons ont été utilisés.

1.3.1 Nouveaux systèmes de préservation de l'huile

Dans cette partie, nous avons proposé de nouveaux systèmes de préservation de l'huile en simulant le conservateur du transformateur de puissance. Ainsi, une étude sur site pour transformateurs à respiration libre, qui utilisent l'azote pour empêcher l'huile d'être en contact avec l'air, a été réalisée.

1.3.2 Conception d'un capteur capacitif

Jusqu'à présent, le moyen d'analyse du vieillissement du papier est d'arrêter le transformateur et de prélever des échantillons de papier afin de les analyser en laboratoire. Cette méthode est très dispendieuse pour l'industrie et cause des arrêts importants. D'autres perspectives sont développées en se basant sur des échantillons d'huile pour en faire l'analyse des dérivés furaniques, ce qui permet la recherche des produits de dégradation de l'isolation cellulosique dissous dans le diélectrique liquide (l'huile). Ces composés étant directement liés à la dégradation des papiers, les expériences ont montré leur application industrielle. Cependant, cette perspective présente une défaillance majeure. Dès que l'huile contenue dans le transformateur est traitée/filtrée, l'information est définitivement perdue, ce qui rend cette alternative inappropriée à long terme.

C'est donc, dans ce contexte, que ce projet de recherche testera une nouvelle perspective qui pourra résoudre les problèmes d'analyse de vieillissement du papier, en proposant la mesure en ligne. L'idée consiste à implanter des capteurs capacitifs qui porteront comme isolant le même papier cellulosique qu'on utilise comme diélectrique solide dans le transformateur. Ces capteurs seront placés dans des endroits stratégiques, afin de

donner des mesures significatives. Cette analyse se basera sur la mesure des paramètres diélectriques : résistivité, permittivité et facteur de dissipation ($\tan \delta$). Avec le temps, le papier (diélectrique) se détériorera au même rythme que le papier entre les enroulements du transformateur et le capteur renverra alors des informations dynamiques sur l'état général de l'isolation. Nous pourrons ainsi tirer de l'information sur l'état de vieillissement de l'appareil.

Dans cette étude, un capteur de type capacitif plan conçu au laboratoire a été soumis à un vieillissement accéléré pendant 500 heures. La réponse diélectrique du capteur a été mesurée à différentes durées de vieillissement au moyen de l'analyseur de la réponse fréquentielle (IDA 200).

1.4 Organisation du mémoire

Le deuxième chapitre est consacré à l'étude bibliographique. On y trouvera un rappel sur le vieillissement du complexe huile/papier et sur l'oxydation des huiles en particulier. Les méthodes et techniques d'étude y sont également décrites.

Le troisième chapitre fait l'objet des techniques analytiques des systèmes d'isolation ainsi que des techniques que nous avons mises au point pour le besoin de cette étude. Il s'agit des techniques électriques pour mesurer le facteur de dissipation, la permittivité complexe... et des techniques chimiques comme la mesure de l'acidité de l'huile, la tension interfaciale, la spectrophotométrie, la turbidité et le degré de polymérisation pour le papier.

Le quatrième chapitre traite de l'étude des nouveaux systèmes de préservation de l'huile au niveau du conservateur des transformateurs de puissance. Deux systèmes de préservation

ont été étudiés, le premier consiste à étudier un système de préservation à gaz inerte en utilisant l'azote pur et le deuxième a pour but d'étudier un nouveau système de préservation à diaphragme. L'analyse de l'huile minérale pour ces systèmes a été effectuée avec différentes techniques de diagnostic et les résultats y sont discutés.

Le cinquième chapitre présente l'étude expérimentale afin d'étudier la faisabilité d'un capteur pour le contrôle et la surveillance des transformateurs de puissance en ligne. Le protocole de vieillissement accéléré de l'isolation huile/papier incorporant le capteur, mis au point pour cette étude, est également décrit dans ce chapitre.

Enfin, le sixième chapitre contient les conclusions qui peuvent être tirées et propose des voies précises à explorer dans le cadre de développements futurs.

CHAPITRE 2

REVUE DE LA LITTÉRATURE

Matériaux isolants pour transformateur de puissance et processus de vieillissement

CHAPITRE 2

REVUE DE LA LITTÉRATURE

2.1 Introduction

Les papiers et les cartons restent des matériaux de choix pour l'isolation des transformateurs de puissance. L'imprégnation par un isolant liquide, essentiellement les huiles minérales, leur confère une rigidité diélectrique remarquable. Dès le début du 20^{ème} siècle, ils sont largement utilisés dans l'industrie électrique [3].

Les isolants solides jouent parfois le rôle d'un support mécanique des conducteurs et doivent donc transmettre les efforts électromagnétiques qui s'exercent pendant le fonctionnement. En outre, ils ont à supporter, et souvent à transmettre par conduction au dispositif de réfrigération, la chaleur dégagée dans les différentes parties de l'appareil (conducteurs, circuits magnétiques et isolants). Toutes ces contraintes (diélectriques, mécaniques et thermiques), influencent la tenue des isolants. Cependant, il y a d'autres influences du matériel intéressé liées à son environnement; telles que l'action de l'humidité et de l'oxygène atmosphériques, ainsi que l'action du rayonnement ultra-violet (UV) et des pollutions industrielles...

Le tableau 2-1 [1, 3] résume quelques facteurs d'influence importants et des modes de fonctionnement relatifs à l'isolation des matériels électriques.

Ces facteurs peuvent accélérer le vieillissement; on les appelle alors facteurs de vieillissement; comme ils permettent aussi de constater l'état d'une isolation sans accroître son état de dégradation; ils sont aussi appelés facteurs de diagnostic. Pour ces derniers, il existe des procédures de diagnostic qui ont été répertoriées [2].

Contraintes électriques	Environnement
Tension de service Surtensions (régime transitoire) Fréquence Décharges partielles Cheminement Contournement Décharges rampantes	Air Oxygène Hydrogène Azote Gaz inertes Hexafluorure de soufre Pollutions industrielles Rayonnement ultraviolet Radiations nucléaires Vide
Contraintes mécaniques	Lubrifiants solvants Liquides isolants Eau Acides, base Poussière semi-conductrice Poussière et sable Moissisures Rongeurs Termites Humidité
Vibrations électrodynamiques Chocs électrodynamiques Vibrations mécaniques Chocs mécaniques Flexion Pression Tension Compressions répétées Torsion	Mode de fonctionnement
Contraintes thermiques	Continu De courtes durées Intermittent Stockage et transport
Température maximale Température ambiante basse Température élevée Gradient de température Vitesse d'évolution de la température (choc thermique)	

Tableau 2-1 : Listes de quelques facteurs d'influence importants et de modes de fonctionnement relatifs à l'isolation des matériels électriques

2.2 Papier et carton isolants

Le papier et le carton (ou pressboard) sont des matériaux isolants bon marché, possédant de surcroît d'excellentes caractéristiques diélectriques. Ils sont constitués de fibres de cellulose, extraites de la pulpe du bois ou des fibres du coton.

Selon leur mode de fabrication, ils possèdent des caractéristiques mécaniques et électriques particulières expliquées principalement par la densité, la longueur et la diversité des fibres de cellulose [4].

Les trois constituants principaux du papier kraft sont la cellulose (90%), les hémicelluloses (1.5 à 3%) et les lignines (2 à 4.5%).

- **Cellulose**

La cellulose peut être caractérisée par son degré de polymérisation moyen qui est le nombre moyen de motifs glucose par chaîne de cellulose.

Dans l'industrie électrique, la détermination du degré de polymérisation moyen (DP_v) de la cellulose se fait généralement par une méthode viscosimétrique après dissolution de la cellulose dans la cupriéthylènediamine [5]. Cette détermination se fait également par diffusion de la lumière, ou par chromatographie par perméation de gel.

- **Les hémicelluloses**

Les hémicelluloses sont des hétéro-polysaccharides contenant des monosaccharides de type variés (avec 6 ou 5 atomes de carbone). Ils sont partiellement liés aux molécules de cellulose et de lignine liaison hydrogène. Les glucoses présents dans ces polymères, hétérogènes en composition et en structure, sont décrits dans la figure 2-1.

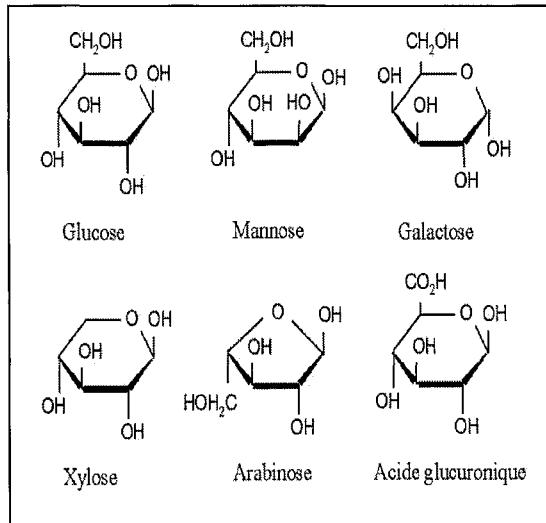


Figure 2-1 : glucose présents dans les hémicelluloses

- **Les lignines**

Les lignines sont des polymères tridimensionnels irréguliers constitués de motifs phénylpropane. Ces polymères, incrustés dans les polysaccharides (cellulose et hémicellulose) pariétaux du bois, jouent un rôle de ciment.

La lignine résiduelle contenue dans la pâte après traitement Kraft est difficile à éliminer (inaccessibilité physique, liaison lignines-hydrates de carbone) sans provoquer des coupures dans les chaînes de cellulose, et par conséquent une dépolymérisation importante de la cellulose [3].

2.3 Caractéristiques diélectriques du papier

Pour caractériser les propriétés diélectriques du papier isolant, trois facteurs peuvent être étudiés : la permittivité relative, la rigidité diélectrique et le facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$).

2.3.1 Permittivité relative

La permittivité relative ε_r est définie comme le rapport entre la capacité d'un condensateur rempli du diélectrique en question C_x , et la capacité du même condensateur à vide C_0 [6].

$$\varepsilon_r = C_x / C_0 \quad (0.1)$$

La permittivité relative de cellulose pure est de 5,9 [3].

2.3.2 La rigidité électrique et la tension de claquage

La rigidité diélectrique d'un milieu représente la valeur maximale du champ électrique (V/m) que le milieu peut supporter sans que se produise une dégradation irréversible nommée claquage. La rigidité du milieu est définie d'après l'équation 2.2 :

$$r = \frac{U_c}{d} \quad (0.2)$$

où d est l'épaisseur de l'isolant placé entre deux électrodes d'un condensateur plan et U_c sa tension de claquage.

La tension de claquage d'un matériau dépend d'un grand nombre de facteurs dont la mise en œuvre et la présence d'impuretés (eau, gaz, particules...). Les solides ont généralement une tension de claquage supérieure à celle des liquides, et les liquides ont une tension de claquage très supérieure à celle des gaz.

2.3.3 Le facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$)

La qualité de l'isolation peut être évaluée grâce à la mesure du facteur de dissipation. Plus le facteur de dissipation est faible, moins il y a des pertes dans l'isolant donc moins il

y a d'énergie dissipée sous forme de chaleur. À une fréquence donnée, par exemple 50 ou 60 Hz, le comportement de l'isolant peut être représenté par un circuit équivalent constitué par un condensateur idéal avec une résistance en parallèle. Un condensateur idéal n'a pas de perte et le déphasage entre la tension et le courant est de 90° degré. Dans un système réel, ce déphasage est de 90° degré moins l'angle δ (figure 2-2). Le facteur de dissipation est défini comme étant la tangente de cet angle δ ; appelé aussi « $\tan \delta$ ». Autrement dit, le facteur de dissipation est le rapport entre courant traversant la résistance I_R et le courant traversant le condensateur idéal I_C .

$$\tan \delta = \frac{I_R}{I_c} \quad (0.3)$$

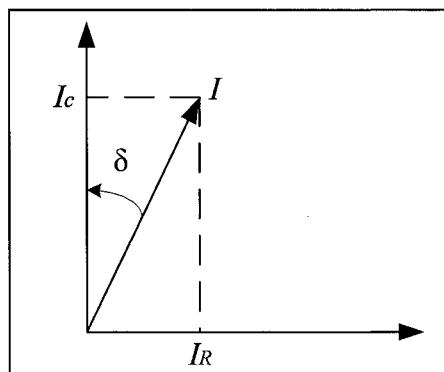


Figure 2-2: Calcul de $\tan \delta$ (facteur de dissipation)

2.4 Huile isolante

Les huiles minérales sont utilisées pour l'isolation des équipements électriques depuis la fin du 19^{ème} siècle [6]. À ce jour, l'huile constitue encore un composant important dans les installations électriques et les transformateurs de puissance en particulier.

Mis à part les transformateurs de distribution soumis à des contraintes de fonctionnement particulières, les transformateurs de puissance sont généralement remplis d'huile minérale. L'huile a non seulement un rôle d'isolation électrique mais aussi de liquide de refroidissement. Les principales qualités exigées pour ces huiles sont donc [7] :

- une faible viscosité et un bas point d'écoulement pour assurer sa circulation;
- un point d'éclair (ou point d'inflammabilité) élevé;
- une bonne stabilité chimique essentiellement vis-à-vis des phénomènes d'oxydation et de décomposition;
- une rigidité diélectrique élevée.

L'huile minérale est un composé obtenu à partir du raffinage du pétrole brut. Elle est composée essentiellement d'hydrocarbures, et en quantité très faible de composés soufrés, et traces de composés organométalliques (Fe, Cu, Al, Na, etc.) qui peuvent affecter considérablement ses propriétés électriques. Les hydrocarbures sont en général divisés en trois grandes classes : **paraffines, naphtènes, aromatiques** [3,4].

Les paraffines et les naphtènes sont des hydrocarbures saturés, chimiquement stables mais facilement oxydables à chaud, et ne diffèrent pas les uns des autres que par leurs structures moléculaires et leurs caractéristiques physico-chimiques.

Les aromatiques sont insaturés et par conséquent moins stables (pouvant se montrer chimiquement plus réactifs).

2.5 Caractéristiques diélectriques de l'huile isolante

Les performances des diélectriques liquides sont caractérisées de plusieurs façons, notamment par la mesure de leur conductivité électrique et par leur tenue au claquage [6].

Le comportement des liquides au vieillissement (stabilité thermique, à l'oxydation et à l'hydrolyse) doit également être pris en compte. Lorsque le liquide est avant tout un fluide de transfert thermique, les propriétés prépondérantes seront principalement la viscosité et la capacité thermique [6].

2.5.1 La permittivité relative

Comme le papier isolant, la permittivité relative de l'huile est définie par l'équation (2.1).

La permittivité est une caractéristique intrinsèque d'un produit. Elle dépend essentiellement de la structure chimique et caractérise la polarité de la molécule. Dans les chaînes hydrocarbonées, les dipôles sont de faible polarité.

La permittivité des hydrocarbures est faible et voisine de 2 [6]. La présence d'hétéroatomes (oxygène, chlore...), en créant des dipôles de forte intensité, confère aux molécules une permittivité élevée. La permittivité décroît légèrement avec la température et la fréquence du courant. La permittivité des huiles minérales est de l'ordre de 2,2 à 25°C [47].

2.5.2 Conductivité électrique et facteur de dissipation ($\tan \delta$)

La conductivité électrique d'un liquide isolant est due à la présence des charges libres positives et négatives (des ions ou électrons). Sous l'effet du champ électrique, ces ions se déplacent provoquant ainsi un courant de conduction. La conductivité σ s'exprime en S/m (siemens par mètre). Elle est inversement proportionnelle à la résistivité ρ :

$$\sigma = \frac{1}{\rho} \quad (2.4)$$

Sous tension alternative sinusoïdale de fréquence f , les pertes par conduction sont caractérisées par la tangente de l'angle de perte δ , ou facteur de dissipation, le déphasage entre courant et tension étant $\pi / 2 - \delta$ tel que [6] :

$$\tan \delta = \sigma / (\epsilon \epsilon_0 \omega) \quad (2.5)$$

La conductivité d'un produit neuf est en général beaucoup plus faible que celle d'un produit en service, puisque celui-ci récupère des impuretés au contact des matériaux solides contenus dans l'équipement. De même, le vieillissement du produit, qu'il soit thermique, dû à une oxydation, à une hydrolyse, ou à tout autre processus, conduit systématiquement à la formation de sous-produits qui contribuent également à l'augmentation de la conductivité. Ainsi, si une huile minérale neuve a fréquemment une valeur de $\tan \delta$ à 90 °C inférieure à 10^{-4} , une huile dans un transformateur peut avoir une valeur de $\tan \delta$ à 90 °C supérieure à 1. La présence d'eau n'affecte pas le $\tan \delta$ d'un liquide si sa concentration est inférieure au seuil de saturation. Par contre, en présence d'une phase aqueuse non soluble, la conductivité d'un liquide augmente fortement à la suite du mouvement des gouttes d'eau sous l'effet du champ électrique [6].

2.5.3 La rigidité diélectrique

La rigidité diélectrique (V/m) est le champ électrique minimal qui provoque le claquage d'un matériau. Le claquage d'un liquide conduit à la décomposition de ses molécules par rupture des liaisons chimiques entre les atomes.

La présence d'eau n'affecte pas la rigidité d'un liquide tant que la concentration reste inférieure à 50 - 60 % de la saturation. Par contre, lorsque la teneur en eau dépasse cette valeur, on observe une chute drastique de la tension de claquage.

2.5.4 Teneur en eau

Les propriétés diélectriques de l'huile sont fortement affectées par son humidité. La solubilité, qui représente la teneur à saturation, dépend de la température : plus la température est élevée, plus la solubilité est grande. Par ailleurs, la solubilité de l'eau dépend beaucoup de la nature chimique du liquide. L'eau peut se trouver dans l'huile du transformateur sous trois formes [8]. Dans la pratique, l'eau se dissout dans l'huile, comme il peut être fixé à certaines molécules d'huile par des liaisons chimiques faibles, surtout pour l'huile le plus dégradée ou encore sous forme libre ou gouttelettes lorsque l'humidité dans l'huile dépasse la valeur de saturation.

L'influence de l'eau sur les propriétés d'un liquide isolant dépend généralement de l'humidité relative $W_r(\%)$ qui est le rapport entre la teneur en eau de l'huile W_{abs} (ppm) et sa teneur à saturation $W_L(T)$. Elle est donnée par [9]:

$$W_r = \frac{W_{abs}}{W_L(T)} \quad (2.6)$$

Plus la température, est élevée, plus la solubilité ou la teneur à saturation est grande. Par ailleurs, la solubilité de l'eau dépend beaucoup de la nature chimique du liquide. La conductivité n'est affectée que pour des teneurs en eau supérieures à la saturation [6]. Par contre, la rigidité électrique diminue fortement lorsque l'humidité relative dépasse 50%.

L'absorption d'eau par l'huile isolante dépend en partie des quantités de molécules polaires. Comme on peut le voir dans le tableau 2-2 [6], la teneur élevée en composés aromatiques entraînera un niveau de saturation plus élevé.

Nature du liquide	Solubilité de l'eau à température ambiante (ppm)
Huiles minérales	50
Huiles silicones	120
Hydrocarbures aromatiques	200 à 250
Esters	1500 à 2500

Tableau 2-2 : Solubilité de l'eau pour différents liquides isolants à température ambiante [6].

2.6 Vieillissement

Les défaillances électriques des transformateurs de puissance sont dues, généralement, au système d'isolation [27].

Il est généralement admis que la durée de vie de l'isolation papier/huile dépend essentiellement de l'affaiblissement des caractéristiques mécaniques du papier, et non de la dégradation des propriétés diélectriques de l'huile. Dans un transformateur, si d'autres causes de défaillance n'apparaissent pas, la fragilisation du papier risque d'entraîner le claquage sous l'effet de court-circuit ou d'arc électrique [3].

2.6.1 Vieillissement du papier

Le papier, habituellement utilisé dans les isolations papier/huile, est composé en majorité de cellulose; ce dernier est formé de longues chaînes comprenant environ 1200 anneaux de glucose reliés par des ponts « oxygène ».

Selon la température atteinte, il peut se produire [3] :

- la pyrolyse qui entraîne la décomposition de la cellulose, avec production de CO, CO₂, H₂O, H₂ principalement; ce phénomène n'affecte sensiblement les qualités mécaniques qu'au dessus de 150°C [3,10];
- l'oxydation qui consiste en l'attaque des anneaux de glucose par l'oxygène; elle provoque une dépolymérisation. Les produits formés sont des aldéhydes et des acides, mais aussi des gaz tels que CO, CO₂ et H₂;
- l'hydrolyse qui est la réaction de l'eau avec les ponts oxygène et qui provoque la rupture de chaîne sans formation de produits libres.

Dans le cas des températures au dessous de 140°C, il est difficile de distinguer les trois mécanismes précédents. La dégradation du papier est due à l'action combinée de l'oxygène ou de l'eau, catalysée par la température.

Les trois mécanismes, cités ci-dessus, conduisent à la formation des sucres suite à la scission de la chaîne cellulosique. L'analyse des sucres dans l'huile d'imprégnation (seule partie accessible) pourrait constituer un moyen de diagnostic de l'état de l'isolation solide. Malheureusement, cela n'est pas possible à cause de la faible solubilité des sucres dans l'huile. Sous l'influence de l'humidité et des acides, le glucose se dégrade, suivant le mécanisme indiqué à la figure 2-3, en 5-hydroxyméthyl-2-furfuraldehyde (HMF). Ce dernier se décompose à son tour en d'autres dérivés furaniques tels que le 2-acétyl-furan, et le HMF. En raison de leur solubilité partielle dans l'huile, ces produits constituent à l'heure actuelle les seuls traceurs caractéristiques de la dégradation du papier [3]. Parmi les composés furaniques, le 2-furaldehyde est le plus abondant; sa concentration dans l'huile est

liée au degré de polymérisation moyen (DP_v) et par conséquent à la rigidité physique de l'isolation solide.

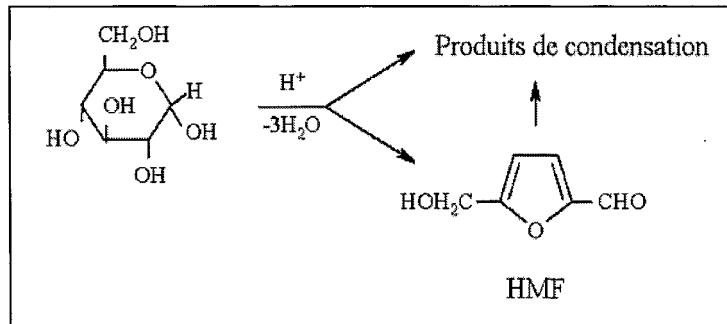


Figure 2-3: Mécanisme de formation de HMF à partir du glucose

La cellulose représente l'élément principal qui constitue le papier isolant avec une proportion d'environ 90%. La dégradation du papier est fortement influencée par la rupture et le raccourcissement des chaînes de cellulose.

Le nombre moyen d'unités monomères de glucose (figure 2-4) dans la cellulose du papier peut être exprimé en DP_v (degré de polymérisation moyen), qui est pour un papier kraft neuf d'environ 1000-1200. Pour un papier prétraité, le DP_v est diminué progressivement (environ 850-950). Un DP_v en dessous de 500 unités fera en sorte que la résistance à la traction commence à diminuer d'une façon linéaire. Pour une valeur moyenne de DP_v inférieure à 200, le papier devient très fragile [11].

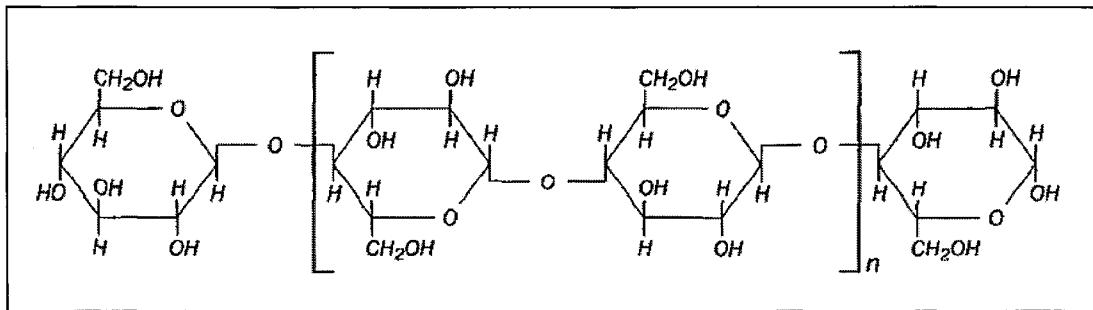


Figure 2-4: Formule chimique de la cellulose

2.6.2 Vieillissement de l'huile

• Impact de l'oxygène

On désigne par oxydation l'ensemble des réactions chimiques complexes et lentes au cours desquelles les hydrocarbures réagissent avec l'oxygène.

Les produits de dégradation issus de l'oxydation de l'huile entraînent un changement de couleur [12] et une apparition des dépôts accompagnée d'une augmentation de la viscosité. Le résultat principal de ces réactions d'oxydation est la production de boues. L'oxydation de l'huile est une fonction croissante de la température et de la concentration en oxygène. De plus, elle peut être catalysée par certains métaux comme le cuivre, le fer, le plomb, ou par des composés corrosifs présents dans l'huile comme des sulfures.

Les principaux facteurs qui influencent l'oxydation sont [12]:

- la température;
- l'oxygène;
- les métaux catalyseurs.

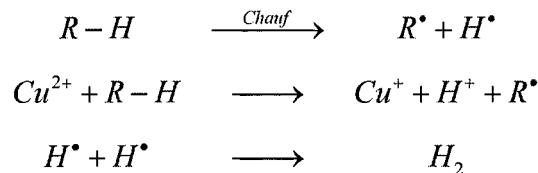
Les effets de l'oxydation se reflètent non seulement sur les propriétés physico-chimiques (acidité, coloration ...), mais aussi sur les propriétés électriques (conductivité, facteurs de dissipation) [13]. De plus, l'oxydation de l'huile entraîne une dégradation plus rapide du papier cellulose. Cette détérioration est accélérée par les produits de dégradation de l'huile, notamment les acides et les produits polaires qui sont absorbés par le papier. La formation des boues augmente la viscosité de liquide isolant, ce qui entraîne une moins bonne efficacité thermique des huiles.

2.6.3 Mécanisme de l'oxydation

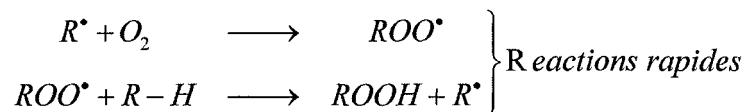
La réaction de l'oxydation se déroule en plusieurs étapes: l'initiation, propagation et terminaison.

La réaction d'oxydation est dite *autocatalytique*, c'est-à-dire que les produits formés par oxydation servent de catalyseurs. Les réactions de base de l'auto-oxydation sont données ci-dessous [6] :

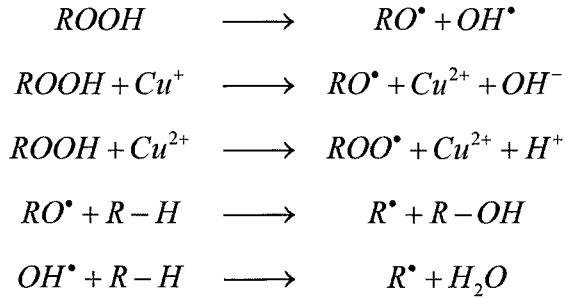
1. Initiation



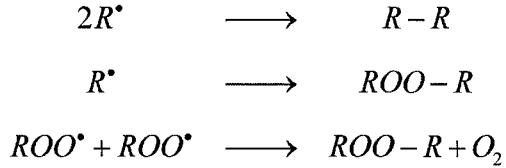
2. Propagation



3. Ramification



4. Terminaison



2.6.4 Lois du vieillissement des isolants

Depuis une cinquantaine d'années, des études considérables ont été consacrées au problème du vieillissement, caractérisé par la longue durée d'essai. Les conséquences se sont fait sentir dans tous les domaines : développement des procédés de mesure, élaboration de normes, amélioration des matériaux existants, création de nouveaux produits, mise au point de procédés de fabrication plus performants.

La première formulation claire utilisable du problème est due à l'américain Montsinger, auteur de la célèbre "règle des 8 degrés" [3]. Prenant comme critère de fin de vie d'un isolant la réduction de 50% de sa résistance mécanique à la traction, Montsinger aboutit à la conclusion que chaque élévation de 8°C de la température de fonctionnement réduit la durée de vie de moitié, ce qui se traduit par la formule :

$$t = t_0 \cdot 2^{\frac{\theta}{8}} \quad (2.7)$$

Avec :

t : durée de vie

t_0 : constante (correspondant à la durée de vie "normale")

θ : écart en °C par rapport à la température "normale"

Les travaux de Montsinger ont été poursuivis et développés par de très nombreux chercheurs. L'introduction par Fabre d'un critère chimique, le degré de polymérisation de la cellulose (DP_v), dont la corrélation avec la résistance mécanique a été démontrée, permet une étude plus aisée du phénomène de vieillissement et des facteurs d'influence.

La loi de Montsinger est en fait l'approximation d'une loi plus générale, la loi d'Arrhénius définissant la vitesse des réactions chimiques :

$$t = A \cdot e^{\frac{T}{B}} \quad (2.8)$$

t étant le temps nécessaire pour une réaction chimique donnée à la température absolue T et A, B constantes.

L'approximation est valable dans des bandes de température de 80°C à 130°C. À partir de 140°C de nouvelles réactions apparaissent dans la décomposition de la cellulose.

2.7 Conclusion

Le choix d'un matériel isolant ne peut pas se faire en considérant uniquement ses caractéristiques électriques comme par exemple, la rigidité diélectrique. De nombreuses

autres caractéristiques doivent être prises en compte pour résister aux contraintes d'environnement, mécaniques, ou pour permettre la mise en œuvre. Il faut donc :

- recenser toutes les contraintes d'environnement auxquelles le matériau sera soumis, notamment la température et sa vitesse de variation, l'humidité (vapeur ou eau liquide), les contaminants chimiques (gaz, ions,...), les rayonnements (UV, ionisants,...), etc.;
- ne retenir que les matériaux présentant les caractéristiques électriques requises (exemple : rigidité diélectrique élevée ou permittivité faible, résistance au cheminement suffisante...).

Le choix d'un liquide pour une application donnée se fait dans l'optique d'assurer la fiabilité de fonctionnement des appareils ainsi que la sécurité des opérateurs. C'est toujours un compromis entre les performances techniques du liquide et son coût.

Au cours de la vie d'un appareil, les surtensions du réseau peuvent provoquer l'apparition de décharges partielles conduisant à la génération de gaz et autres sous-produits solubles ou insolubles. De même, un échauffement local prolongé peut provoquer la dégradation de l'imprégnant avec également production de sous-produits. Le vieillissement d'un appareil peut être suivi par l'analyse régulière de l'état de l'isolation. Des techniques analytiques pour la caractérisation et l'analyse des produits de dégradation du complexe huile/ papier sont mises au point. C'est l'objet du chapitre suivant.

CHAPITRE 3

MÉTHODES ET TECHNIQUES D'ÉVALUATION DE L'ÉTAT DES TRANSFORMATEURS

CHAPITRE 3

MÉTHODES ET TECHNIQUES D'ÉVALUATION DE L'ÉTAT DES TRANSFORMATEURS

3.1 Introduction

Les domaines électrotechniques utilisent régulièrement les diélectriques liquides et solides, notamment les huiles minérales et le papier Kraft qui ont souvent besoin de techniques analytiques et de méthodes physico-chimiques pour évaluer et caractériser la totalité des propriétés physiques, chimiques et électriques. L'objectif est non seulement la caractérisation des isolants et l'évaluation de leur vieillissement, mais également la recherche de relation entre la structure chimique du diélectrique et ses propriétés électriques fondamentales.

De telles méthodes sont indispensables pour apprécier l'état d'une isolation, soit qu'il s'agisse d'une isolation neuve de titre de contrôle, soit que l'on cherche à connaître le degré et la nature des dégradations subies après des essais d'endurance ou, sur un matériel en service, après quelques années d'utilisation.

Les manufacturiers ont développé plusieurs techniques de diagnostic de l'état de l'isolation (ASTM, CEI, etc). Les normes utilisées dans le cadre de cette étude proviennent de l'ASTM [14].

Dans la littérature, on trouve plusieurs articles qui présentent les différentes techniques de diagnostic [15-17].

3.2 Examen visuel

Cette méthode apporte beaucoup d'informations sur les anomalies des isolations. Lorsqu'il s'agit d'examiner à cœur une isolation solide massive, la méthode exige évidemment une destruction totale. Toutefois, l'examen de l'état superficiel des isolations peut révéler des anomalies telles que le cheminement et le phénomène d'électroérosion. Par ailleurs, pour l'isolation des transformateurs de puissance, on peut faire un compte rendu détaillé de l'examen visuel.

3.3 Méthodes électriques

Les mesures électriques applicables à des échantillons de matériaux sont également pratiquées sur les isolations de matériels complets. On peut sélectionner les mesures de [3] :

- permittivité relative et de facteurs de dissipation;
- capacité;
- indice de polarisation;
- résistivité;
- rigidité diélectrique;
- décharges partielles;
- charges électrostatiques.

Les résultats de ces mesures donnent une moyenne sur l'ensemble d'un volume isolant, électriquement et géométriquement hétérogène, et ne caractérisent pas l'état en tout point de matériaux. Le rôle de ces méthodes est néanmoins très important pour juger, par comparaison et de façon non destructive.

3.3.1 Mesure du facteur de dissipation et de la permittivité relative

La détermination de la permittivité complexe d'un isolant s'effectue en réalisant un condensateur dont la capacité à vide est connue et dont le diélectrique est constitué par le matériau en essai, puis en mesurant la capacité et la tangente de l'angle de perte ($\tan \delta$) qui représente le facteur de dissipation du condensateur ainsi formé (§ 5.1).

Il est parfois nécessaire de disposer d'un circuit équivalent pour le diélectrique constitué par une résistance et une capacitance. Lorsque l'angle de perte est élevé, il y a lieu de faire un choix entre un schéma série et un schéma parallèle (figure 3-1) pour la résistance représentant fictivement l'origine des pertes d'énergie dans le matériau, la valeur de la capacité obtenue n'étant pas la même dans l'un ou l'autre cas.

Les relations entre les éléments des deux circuits s'écrivent ainsi [18]:

$$C_p = \frac{C_s}{1 + \tan^2 \delta} \quad (3.1)$$

$$R_p = \frac{1 + \tan^2 \delta}{\tan^2 \delta} R_s \quad (3.2)$$

D'où $\omega C_s R_s = \frac{1}{\omega C_p R_p}$ (3.3)

Avec C_p et R_p comme capacité et résistance du circuit parallèle équivalent,

C_s et R_s capacité et résistance du circuit série équivalent.

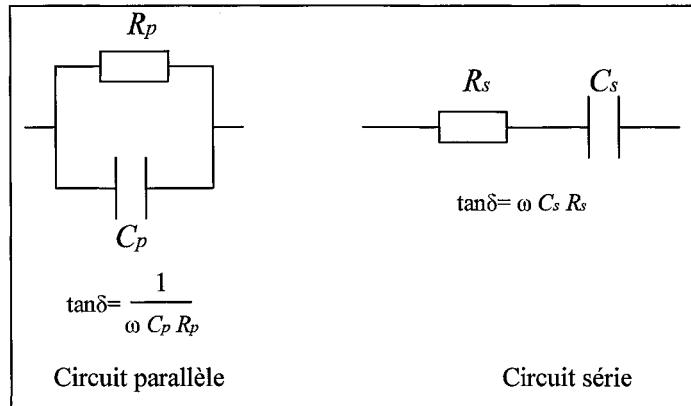


Figure 3-1: Circuits équivalents du diélectrique

On peut subdiviser les méthodes de mesure de la permittivité relative et du facteur de dissipation selon la gamme de fréquence allant de quelques centièmes de hertz à la centaine de mégahertz.

- **Méthodes du pont**

Deux principaux types de ponts sont utilisés : les ponts de type Schering, dans lesquels deux bras sont capacitifs (l'un d'eux étant constitué par le condensateur éprouvette), les deux autres étant résistants. Suivant les types de sources et de détecteurs dont on dispose, et les points reliés à la masse, diverses configurations de ce pont sont possibles [18, 19].

Dans le cas de la figure 3-2, on a :

$$\tan \delta = R_1 C_1 \omega \quad (3.4)$$

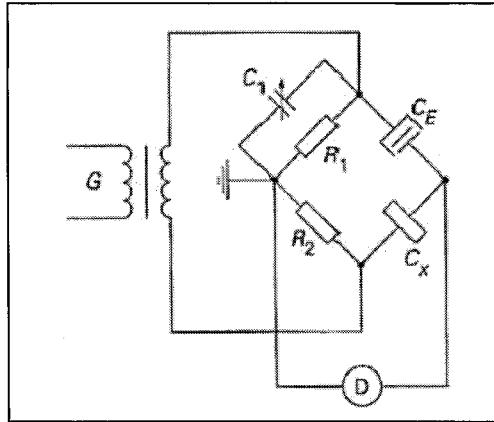


Figure 3-2: Pont de Schering [18]

Du fait des faibles valeurs des capacités mesurées, les capacités parasites, par rapport à la terre notamment, sont susceptibles d'introduire des causes d'erreur non négligeables, et il est souvent utile d'avoir recours, à un dispositif de Wagner, représenté à la figure 3-3, afin d'éliminer cette source d'erreur [18].

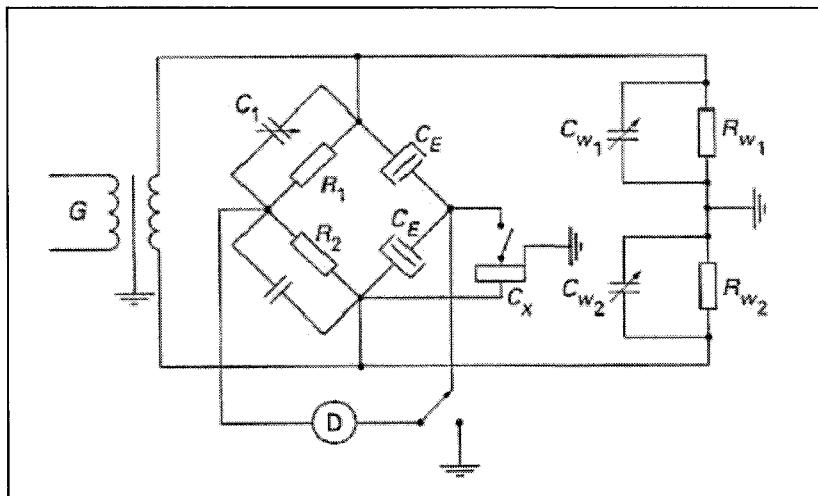


Figure 3-3: Pont de Schering avec branche de Wagner [18]

On peut également choisir une méthode de substitution, afin de réduire les causes d'erreur électriques, en maintenant tous les éléments du pont constants et en rétablissant

l'équilibre, après avoir débranché le condensateur échantillon, au moyen d'un condensateur étalon branché en parallèle avec celui-ci.

- **Méthodes de mesure d'impédance par pont auto-équilibré**

La figure 3-4 montre le principe de cette méthode qui met en œuvre un amplificateur à très grande impédance d'entrée et très grand gain en boucle ouverte.

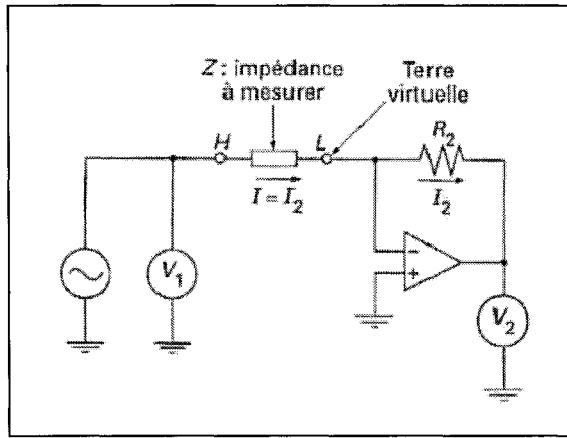


Figure 3-4: Schéma du principe d'un pont auto-équilibré [18]

Boluis *et al* [20], ont signalé que le vieillissement du papier cellulose influence ses propriétés de polarisation qu'on peut détecter par un examen du facteur de dissipation en fonction de la fréquence.

À partir des années 2000, un nouvel appareil de diagnostic d'isolation, appelé IDA 200 (Insulation Diagnostic Analyzer), a été développé. Les méthodes de mesure et d'analyse utilisées dans IDA 200 sont basées sur la recherche effectuée à l'école royale polytechnique à Stockholm. Les mesures de diagnostic sont effectuées en appliquant une tension relativement basse, jusqu'à 140 V. L'IDA 200 mesure les pertes diélectriques et la

capacitance ($\tan \delta$, PF) à des fréquences discrètes, aussi bien au-dessus qu'au dessous de la fréquence du réseau électrique, en évitant la fréquence du réseau électrique et ses harmoniques.

3.3.2 Mesure de la capacité

Les mesures de la capacité constituent l'une des méthodes les plus efficaces pour déceler des claquages partiels d'isolation [3].

3.3.3 Mesure de la résistivité

Lorsque l'on applique une tension continue à une échantillon de matériau isolant, celui-ci, n'étant pas parfait, est traversé par un courant que l'on peut mesurer. Il est donc possible de déterminer sa résistance. Dans certaines conditions, on peut alors calculer une résistivité qui présente théoriquement l'avantage sur la résistance de ne pas dépendre de la géométrie de l'échantillon.

De manière générale, les résistivités dépendent de la température, de l'humidité, du champ appliqué et du temps d'application de la tension [18].

3.3.4 Mesures des décharges partielles (DP)

Les effets des décharges partielles dans les installations haute tension comprenant des matériaux isolants solides peuvent être dramatiques, aboutissant à la destruction complète (par explosion) de l'installation. Ces décharges entraînent des dommages irréversibles, aussi bien physiques que mécaniques, des matériaux isolants. Ces dommages sont causés par

l'énergie libérée par les décharges, sous forme d'électrons, d'ions ou d'ultraviolets, par l'apparition d'ozone attaquant les parois des cavités. Ces dommages sont causés encore par la libération de gaz sous haute pression et des réactions chimiques qui ont tendance à augmenter la conductivité de l'isolant autour de la cavité, autant de phénomènes qui tendent à accélérer et à étendre la dégradation du matériel.

Les DP peuvent être déclenchées par des vides, des fissures ou des inclusions dans un diélectrique solide, aux interfaces dans les diélectriques solides ou liquides (figure 3-5), par des bulles dans les diélectriques liquides ou à la limite entre différents matériaux isolants. La détection et la surveillance des décharges partielles (DP) sont d'une importance capitale car les phénomènes de décharges partielles précèdent souvent un claquage d'isolant dans un équipement de puissance, pouvant entraîner des pannes et des réparations très coûteuses [21].

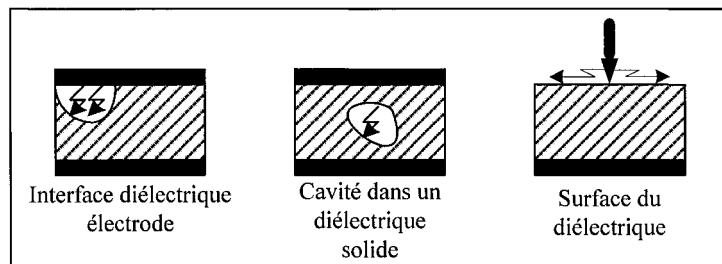


Figure 3-5: Quelques exemples de lieux où peuvent se produire des décharges partielles

De nombreuses méthodes électriques de mesure ont été développées depuis une trentaine d'années. La figure 3-6 [21] présente un montage conventionnel de mesure des décharges partielles. Cette mesure s'effectue à partir de l'analyse du courant obtenu après

application d'une tension sinusoïdale de fréquence 50/60 Hz, sur l'échantillon. En faisant croître le module de la tension, à partir d'un certain seuil, des pics brefs se superposent à la sinusoïde des courants aussi bien positifs que négatifs. Ces pics témoignent de l'ionisation partielle dans les zones gazeuses concernées. Le taux de décharge partielle est défini par le calcul de la valeur absolue de la charge électrique contenue dans les pics de courant [21].

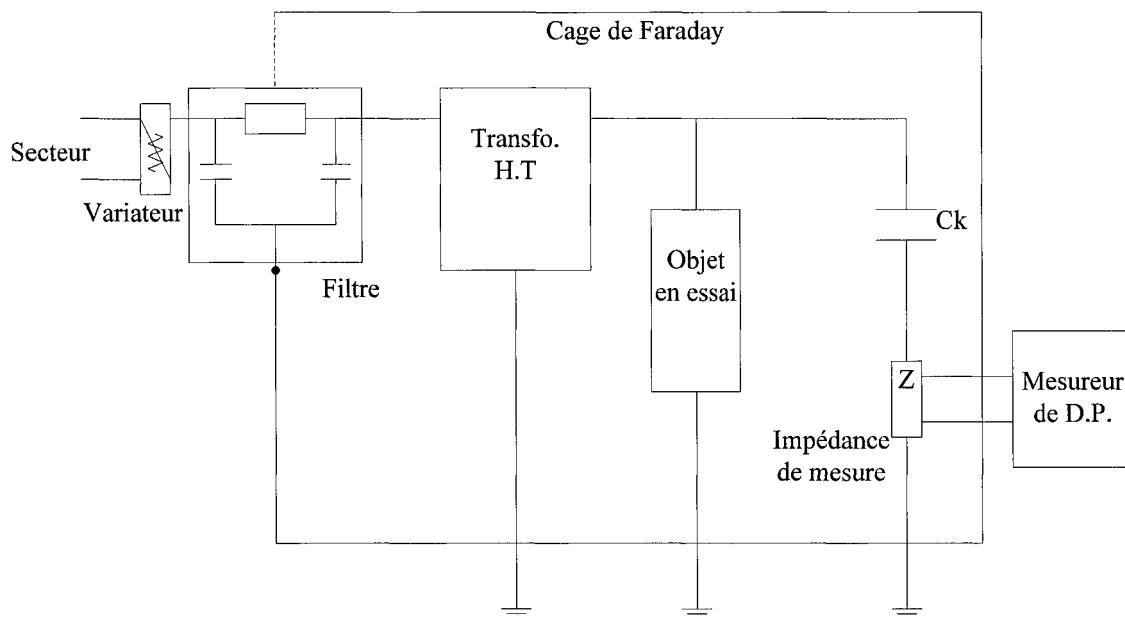


Figure 3-6: Montage conventionnel de mesure des décharges partielles [21]

3.3.5 Réponse diélectrique

Les techniques classiques d'évaluation de l'état de l'isolation des composants électriques sont la mesure de la résistance en courant continu et la détermination du facteur de dissipation ($\tan \delta$). La mesure de la résistance est difficilement applicable aux transformateurs de puissance. L'isolation composée de couches successives de papier, carton et huile forme un schéma équivalent relativement complexe. Lors de l'application

d'une tension continue entre les bornes haute et basse tension, un courant transitoire correspondant à la polarisation des différentes couches vient se superposer à la composante continue. Dans le cas d'un transformateur neuf, plusieurs heures sont nécessaires avant d'atteindre un régime continu stabilisé. En revanche, la mesure de $\tan \delta$ (§ 3.3.1) fait partie des tests couramment effectués sur les transformateurs de puissance. Mise en œuvre pour la fréquence industrielle (50 ou 60 Hz), les mesures sont effectuées entre les enroulements primaire et secondaire respectivement court-circuités. Les résultats de ces tests donnent de bonnes indications sur le vieillissement de l'isolation, les grandeurs mesurées sont malheureusement fortement dépendantes de la composition de l'isolation. En toute rigueur, elles ne peuvent être utilisées que pour surveiller l'évolution de ces paramètres.

Face aux limitations des méthodes traditionnelles, trois méthodes basées sur la dépendance temporelle ou fréquentielle des réponses diélectriques ont été développées. La première, connue sous le nom de spectroscopie diélectrique. Elle est en fait une généralisation de la mesure du facteur de dissipation $\tan \delta$ pour une plage de fréquences donnée [22, 23]. La deuxième technique est appelée mesure de la tension de retour. Elle est basée sur le phénomène suivant: l'application d'une tension continue pendant un temps donné, suivie d'une décharge en court-circuit de durée plus courte, engendre finalement une tension entre les enroulements primaires et secondaires si ceux-ci sont laissés en circuit ouvert. Enfin, la troisième méthode consiste à relever les réponses des courants de polarisation et dépolari-sation, respectivement lors de l'application d'une tension et après suppression de la tension et mise en court-circuit des enroulements vers la terre.

Pour chacune de ces techniques, en connaissant la géométrie de l'isolation et après avoir caractérisé les propriétés diélectriques de l'huile, il est possible de qualifier l'état, plus particulièrement la teneur en eau du papier [23, 24].

3.4 Techniques physico-chimiques

Les méthodes physiques et chimiques sont très utilisées pour évaluer l'état de dégradation des isolations des équipements de haute tension. Dans ce qui suit, nous allons citer quelques techniques des plus utilisées dans les domaines de l'électrotechnique, ainsi que quelques nouvelles techniques chimiques basées sur l'analyse spectrale.

3.4.1 Mesure de la teneur en eau

Parmi les principales causes qui entraînent la défaillance des équipements de haute tension, il y a l'humidité qui provoque l'augmentation de la conductivité électrique et le facteur de dissipation, et la réduction la résistivité électrique du système isolant. Suite à une élévation de température, cette dernière est drainée en dehors du papier qui constitue l'isolation solide vers l'huile de transformateur et par conséquent, elle contribue également à la dégradation de la qualité de l'huile. Le papier contient plus d'humidité que l'huile. Par exemple, un transformateur de 150 MVA, 400 kV avec sept tonnes de papiers peut contenir plus de 223 kg d'eau. Pour le même transformateur, le volume de l'huile est environ 80,000 litres [8]. Admettant une valeur de teneur en eau de 20 ppm, la masse totale de l'eau est environ 2 kg. La mesure de la teneur en eau était souvent calculée par le titrage coulométrique de Karl Fisher selon le standard ASTM D1533. L'évaluation de la teneur en

eau de l'isolation solide se fait généralement d'une façon indirecte via l'huile. Pour cela, des diagrammes d'équilibre ont été développés pour estimer la teneur en eau dans le papier cellulose en mesurant la teneur en eau dans l'huile [8].

Récemment, plusieurs méthodes de mesure directe de la teneur en eau ont été élaborées. Oommen a utilisé un capteur capacitif à couche mince pour mesurer l'humidité dans l'huile [25]. Il y a eu aussi un intérêt considérable pour les techniques de la spectroscopie infrarouge proche (NIR). Gupta a mentionné que la technique NIR est capable de détecter même des faibles variations de la teneur en eau dans le papier isolant [26].

3.4.2 Analyse des gaz dissous

Le gaz chromatographe (GC) est largement utilisé pour l'analyse des gaz dissous dans l'huile isolante (ASTM D3612). En service, le transformateur peut produire les gaz suivants [15]:

- Gaz d'hydrocarbure et d'hydrogène : méthane (CH_4), éthane (C_2H_6), éthylène (C_2H_4), acétylène (C_2H_2), et hydrogène (H_2);
- Oxydes du carbone : monoxyde du carbone (CO) et dioxyde du carbone (CO_2);

L'apparition de défauts d'origine thermique conduit à la dégradation de l'huile. Chaque type de défaut "fait cuire" l'huile ou le papier d'une manière différente, produisant des quantités relatives de gaz dissous qui caractérisent le défaut. Les quantités sont plus ou moins importantes en fonction de l'intensité de la contrainte. La nature des gaz formés et

leurs proportions relatives, permettent d'obtenir des renseignements sur la nature de la contrainte, son intensité et le type de matériaux affectés (tableau 3-1).

Les causes du gaz de défaut sont classées en trois catégories [15]:

- décharges partielles ou corona;
- surchauffe;
- arcs électriques.

Défauts	Gaz détectés	Gaz principaux
Arcs électriques	Formation de quantités importantes d'hydrogène et d'acétylène, avec de petites quantités de méthane et d'éthylène. Il peut y avoir également formation de CO et CO ₂ s'il y a de la cellulose à l'endroit du défaut.	Acétylène
Décharges partielles	Les décharges de faible énergie produisent de l'hydrogène et du méthane, avec de petites quantités d'éthane et d'éthylène. Des quantités comparables de CO et CO ₂ peuvent provenir de décharges dans la cellulose	Hydrogène
Surchauffe de l'huile	Les gaz produits sont l'éthylène et le méthane, avec des petites quantités d'hydrogène et d'éthane. Des traces d'acétylène peuvent être produites si 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)

Tableau 3-1: Gaz de défaut et leurs causes [15]

Différents guides existent pour l'interprétation de ces analyses de gaz dissous. Les méthodes d'interprétation les plus couramment utilisées sont dans la référence [15]: IEEE C57.104-1991, méthode de Doernenberg, méthode de Rogers, IEC 60599 et triangle de Duval.

3.4.3 Nombre total d'acides (TAN)

Au cours de leur vieillissement, les huiles s'oxydent, en formant des produits d'oxydation, en particulier des acides. Avec la présence de l'humidité dans l'isolation, ces

acides peuvent entraîner l'oxydation des parties métalliques. L'augmentation de l'indice d'acidité indique une tendance à la détérioration de l'huile. L'acidité a un impact sur la dégradation du papier cellulosique, elle peut aussi provoquer des corrosions. Le nombre d'acides dans l'huile représente la quantité nécessaire d'hydroxyde de potassium KOH en mg permettant de neutraliser 1 g d'huile. La procédure de préparation et de mesure est expliquée dans l'ASTM D664 [14].

3.4.4 La tension interfaciale (IFT)

La mesure de la tension interfaciale pour évaluer de l'état de l'isolation liquide se fait selon le standard d'ASTM D971 [14] en utilisant un tensiomètre de surface (voir figure 3-7). Cette technique fournit une information sur les contaminants polaires et les produits d'oxydation. Plus l'huile se dégrade, plus cette valeur a tendance à diminuer.

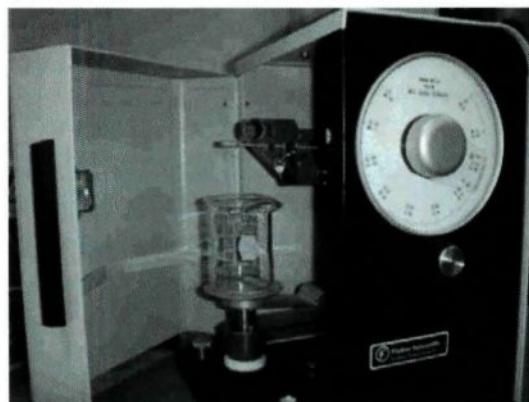


Figure 3-7: Tensiomètre pour mesurer la tension interfaciale d'un liquide

3.4.5 Méthodes d'analyse spectrale

Sous ce terme nous regroupons les méthodes de spectrophotométrie, basées sur l'étude de l'interaction entre le rayonnement (énergie et la matière), telles que la spectrométrie d'absorption infrarouge (IR), la spectrométrie d'absorption dans l'ultraviolet et le visible (UV-Visible), les méthodes de spectroscopie ionique comme la spectrométrie de masse (MS) et les méthodes nucléaire (RMN).

3.4.5.1 La spectrophotométrie infrarouge

Elle permet d'identifier la nature des liaisons chimiques intermoléculaires. En effet, les bandes d'absorption infrarouge (I.R) (vibration et rotation) sont caractéristiques des différents groupes fonctionnels absorbants à une longueur d'onde donnée.

Gedemer *et al* [27] décrivent une méthode de mesure du nombre d'acidité des huiles de transformateurs par analyse IR. La méthode est basée sur la détermination de l'absorption à 1775 cm^{-1} et 1770 cm^{-1} (région carbonyle) des produits d'oxydation.

Récemment, il y a eu un intérêt considérable à l'étude de la spectroscopie infrarouge à Transformée de Fourier (ou FTIR pour *Fourier Transformed InfraRed Spectroscopy*) pour la caractérisation de l'état de dégradation du papier cellulose [28, 29].

3.4.5.2 Spectrophotométrie UV-Visible

Cette technique est utilisée pour la caractérisation des huiles de transformateurs. Elle consiste à mesurer l'absorbance ou la densité optique d'une substance chimique donnée. Plus cette espèce est concentrée, plus elle absorbe la lumière dans les limites de proportionnalités énoncées par la loi de Beer-Lambert.

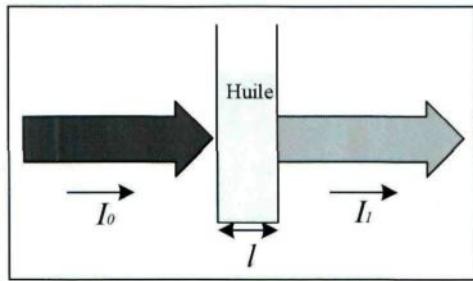


Figure 3-8: Démonstration de la diminution de l'intensité d'un des faisceaux lumineux ($I_1 < I_0$) traversant un milieu d'huile d'épaisseur l .

Lorsqu'une lumière d'intensité I_0 passe à travers une solution, une partie de celle-ci est absorbée par les solutés. L'intensité de la lumière I_1 transmise est donc inférieure à I_0 . On définit l'absorbance de la solution comme suit:

$$A = \log_{10} \left(\frac{I_0}{I_1} \right) \quad (3.5)$$

L'absorbance est une valeur positive, sans unité.

La teneur de l'huile en produits dissous peut être influencée par plusieurs composantes, comme les aldéhydes, les cétones et les acides organiques. Toutes ces composantes vont être absorbées par le papier ce qui conduit au vieillissement du transformateur de puissance.

Selon le Standard D 6802, l'huile isolante peut être évaluée par la spectrophotométrie (figure 3-9) en mesurant l'intégrale de la surface en dessous de la courbe d'absorbance sur une longueur d'onde comprise entre 360 et 600 nm. Cette valeur indique la quantité des produits dissous présents dans l'huile et est appelée DDP (*Dissolved Decay Products*).



Figure 3-9: Spectrophotomètre

3.4.5.3 Spectrométrie de masse (S.M.)

L’application la plus connue de la spectrométrie de masse (S.M.) à l’analyse des huiles minérales est la méthode ASTM D 2425 [14]. Cette méthode permet d’estimer la composition moyenne en hydrocarbures des divers distillats (204 à 343°C). La spectrométrie de masse serait le moyen le plus efficace pour identifier les additifs dans les huiles isolantes.

3.4 5.4 Résonance magnétique nucléaire (RMN)

La RMN donne des informations précises sur la structure, la conformation et la configuration électronique ainsi que sur la dynamique de réorientation des molécules. La plus commune des applications de la RMN est l’identification de la structure des composés organiques. L’inconvénient majeur de cette technique est qu’elle nécessite une quantité relativement importante (200 mg à 1 g) de produit pur à analyser. C’est pourquoi son application à l’analyse des additifs est très restreinte.

3.4.6 Degré de polymérisation (DP_v)

Dans l'industrie électrique, la détermination du degré de polymérisation moyen (DP_v) de la cellulose se fait souvent par une méthode viscosimétrique après dissolution de la cellulose dans la cupréthylènediamine (voir annexe 1).

Le principe de la méthode est décrit dans la norme D4243 d'ASTM [14]. Le degré de polymérisation pour le papier cellulose correspond au le nombre des monomères anhydro- β -glucose, dans une molécule de cellulose (§ 2.6.1).

Des travaux (par exemple [15]), ont permis d'établir une relation entre le taux de réaction à n'importe quel instant t et le nombre de liaisons de cellulose non cassées, décrite comme suit :

$$\frac{1}{DP_{vt}} - \frac{1}{DP_{v0}} = kt \quad (3.6)$$

Tel que : $DP_{vt} = DP_v$ à l'instant t , et $DP_{v0} = DP_v$ initial et k est une constante.

Ensuite, la constante du taux de réaction k a été reliée à la température par la relation d'Arrhenius :

$$k = A e^{-\frac{E}{R(T+273)}} \quad (3.7)$$

Où T est la température en degré Celsius, R est la constante des gaz parfaits et qui vaut 8,314 J/mole/K°, E est l'énergie d'activation et A dépend des conditions d'expérimentation.

En substituant les valeurs du degré de polymérisation initial et final (1000 et 200 respectivement), la relation de la durée de vie restante des transformateurs a été établie et s'écrit :

$$vie = \frac{0,004}{A} e^{\frac{13600}{T+273}} \text{heures} \quad (3.8)$$

3.5 Conclusion

Le dysfonctionnement d'un transformateur de puissance peut induire un arrêt de production. Les pertes financières associées à leur indisponibilité justifient largement la mise en place de moyens de surveillance et de protection dont l'objectif visé consiste à évaluer l'état effectif des transformateurs et limiter leur risque de défaillance. L'analyse du diélectrique (huile/papier), le diagnostic et le suivi de la maintenance permet de prévenir ces risques et de s'assurer de leur performance et de leur pérennité.

Les méthodes de mesure passées en revue dans ce chapitre sont, pour la plupart d'entre elles, largement utilisées et permettent de prévenir de nombreux incidents. Chacune de ces méthodes a cependant ses particularités (sensibilité, aptitude).

CHAPITRE 4

NOUVELLES TECHNIQUES DE PRÉSERVATION DE L'HUILE DANS LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

CHAPITRE 4

NOUVELLES TECHNIQUES DE PRÉServation DE L'HUILE DANS LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

4.1 Introduction

Lorsque la température à l'intérieur d'un transformateur en service augmente, l'huile se dilate et comprime l'air à sa partie supérieure. À l'opposé, lorsque le transformateur se refroidit, l'huile se contracte et produit un phénomène de succion appelé : *respiration du transformateur*. En tenant compte des variations de température, le changement de volume dû à l'expansion de l'huile est d'environ 9%. Ce changement de volume d'huile se produit dans un réservoir d'huile appelé conservateur, où l'huile se dilate librement en contact avec l'air. Ce phénomène ne présente aucun inconvénient majeur pour les petits et moyens transformateurs à faible volume d'huile fermée hermétiquement. Dans les gros transformateurs, par contre, on assiste à une pression élevée.

Lorsque l'huile est en contact avec l'air, elle absorbe l'humidité qui détériore sa rigidité diélectrique ainsi que la rigidité diélectrique du papier isolant. En outre, le contact de l'oxygène de l'atmosphère avec l'huile entraîne des réactions chimiques provoquant ainsi la production d'acides organiques et des boues qui dégradent l'isolation interne des bobines et réduisent la durée de vie probable du transformateur [27]. Pour limiter le contact de l'huile avec l'air, des méthodes de préservation ont été développées : consistant en l'utilisation de diaphragme au-dessus de la surface d'huile dans le conservateur ou encore un autre aspect,

adopté aux États unis, qui consiste à fermer hermétiquement le transformateur avec de l'azote au dessus de l'huile [28].

4.2 Effets de l'oxydation sur l'isolation du transformateur

Le vieillissement de l'huile minérale résulte de l'action simultanée de l'oxygène moléculaire et du champ électrique ainsi que de la température. L'un des facteurs prédominants dans le vieillissement de l'huile est l'oxydation.

Les huiles s'oxydent en donnant des produits de dégradation qui se caractérisent d'abord par des changements de couleur liés à la formation des composés acides, puis par l'apparition de dépôts et de résidus agressifs [12].

Sous l'action d'un champ électrique suffisamment élevé, l'effet thermique ou encore l'agressivité de l'oxygène, les huiles minérales se décomposent en donnant des gaz. La rupture des chaînes d'hydrocarbures ne génère pas seulement des gaz, mais aussi des radicaux libres qui se trouvent dans l'huile et qui essaient de capturer un électron libre. Dans ce cas, ces chaînes d'hydrocarbures deviennent porteuses de charges, conduisant aussi à une augmentation du facteur de dissipation de l'huile isolante. Cependant, un radical libre peut aussi se combiner avec un autre radical similaire en composant une molécule d'hydrocarbure deux fois plus grande que la moyenne. Cette molécule ne pouvant être mélangée avec l'huile, cela produit des résidus que l'on appelle x-waxes [29] et lorsque cette dernière est combinée avec une molécule d'oxygène, le résultat forme des boues.

Les effets de l'oxydation de l'huile influencent surtout la rigidité diélectrique, les pertes diélectriques, la résistivité, l'acidité, la teneur en eau et la coloration.

Lamarre *et al* [13] ont étudié l'influence des produits d'oxydation sur les propriétés électriques des huiles de transformateurs. Ils ont observé que la conductivité et les pertes diélectriques des huiles de transformateur varient avec la teneur des huiles en cuivre (Cu) dissous, en peroxydes et en acide soluble. Ces variations des propriétés électriques avec la durée de l'oxydation sont directement liées à la génération des produits d'oxydation. Ils ont conclu que le facteur de dissipation ($\tan \delta$) et la conductivité des huiles minérales oxydées dépendent de la teneur en Cu dissous, en peroxydes et en acidité soluble ainsi que la concentration des produits d'oxydation qui conduisent à la formation des boues et, par conséquent, à l'augmentation de la viscosité de l'huile. En effet, le vieillissement de l'huile isolante dans les transformateurs est souvent accompagné d'une dégradation accentuée de l'isolation cellulosique. Cette dégradation est activée par l'action des produits d'oxydation de l'huile, notamment les acides et les produits polaires qui sont absorbés par le papier.

Selon la loi de Henry [31], la quantité de gaz dissous dans un liquide est proportionnelle à la pression exercée par ce gaz sur le liquide à une température constante. À la pression atmosphérique, 10% d'air par volume se dissout dans l'huile minérale. La quantité d'oxygène dissoute dans des échantillons d'huile recueillis de conservateurs de transformateurs varie entre 5000 et 40000 ppm [31].

La réduction de la concentration de l'oxygène dans l'huile d'une valeur de saturation de 30,000 ppm à une valeur de 300 ppm, diminue le taux de vieillissement d'un facteur de 16 [30].

Finalement, on peut dire que les conséquences de l'oxydation sur les propriétés électriques et thermiques de l'huile et sur l'isolation peuvent être résumées comme suit :

- Une augmentation des pertes diélectriques et de la conductivité de l'huile dégradant ainsi son pouvoir isolant;
- Une mauvaise évacuation de la chaleur à la suite de l'augmentation de la viscosité de l'huile oxydée et des dépôts;
- Une dégradation plus rapide de l'isolation solide;
- Une corrosion des pièces métalliques de l'appareil par les acides.

4.3 Systèmes de préservation d'huile

Avertis des risques liés au contact avec l'oxygène, des méthodes de préservation ont été développées. Les systèmes de préservation, utilisés à ce jour sont résumés dans les sous-sections suivantes [28, 32].

4.3.1 Système de préservation d'huile à diaphragme

Le principe général de ce système est présenté à la figure 4-1 dans lequel un volume d'expansion plein d'air à pression atmosphérique est au-dessus de l'huile, mais isolé de l'huile par un diaphragme flexible ou une membrane. Lorsque l'huile se dilate, celui-ci pousse le diaphragme vers le haut et, lorsque le niveau d'huile baisse, le diaphragme se dégonfle, en créant du vide qui va être rempli avec de l'air par succion à travers le dessicateur contenant du gel de silice.

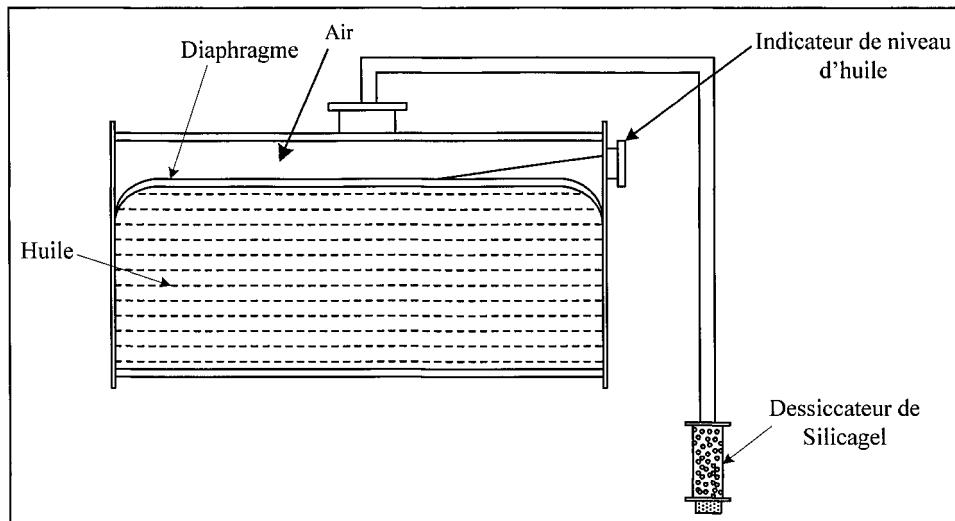


Figure 4-1: Conservateur à diaphragme

L'inconvénient de ce type de système de préservation est que les gaz de défaut ne peuvent pas s'échapper librement du transformateur. Cependant, il existe un autre type de barrière qui prévient le contact entre l'air et l'huile du transformateur, c'est-à-dire un caoutchouc synthétique (figure 4-2).

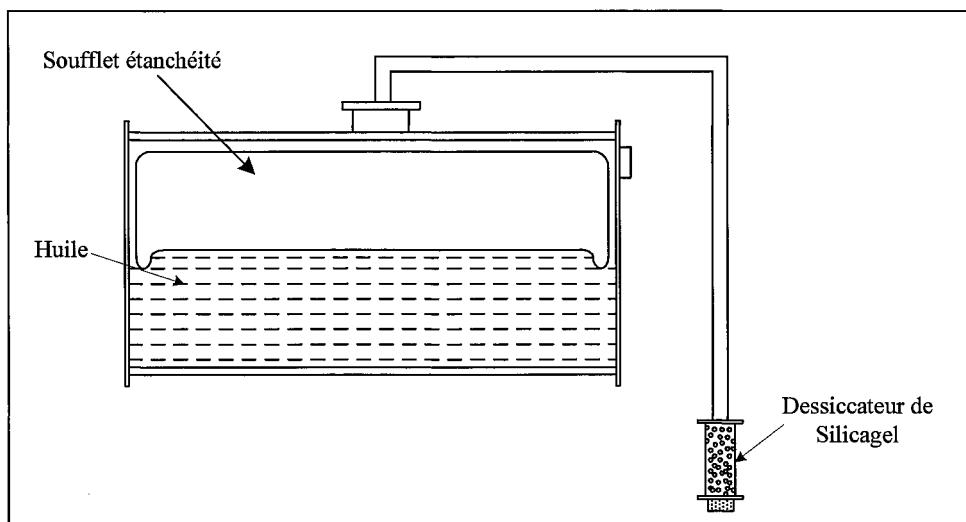


Figure 4-2 : Conservateur à soufflet d'étanchéité.

Il n'y a pas de doute que la prévention du contact de l'oxygène avec l'huile réduit la détérioration de cette dernière. Cependant le problème est que ces méthodes de préservation ne prennent pas en compte de l'effet du champ électrique sur la décomposition de l'huile en générant des gaz qui restent emprisonnés dans le conservateur et peuvent se dissoudre dans cette dernière.

4.3.2 Système de préservation à gaz inerte

Dans ce type de système, le volume d'expansion au-dessus de l'huile est rempli d'un gaz inerte sec, généralement l'azote [33]. Le système est relié à une source de pression contrôlée, ce qui empêche le contact de l'air avec l'huile, comme illustré à la figure (4-3).

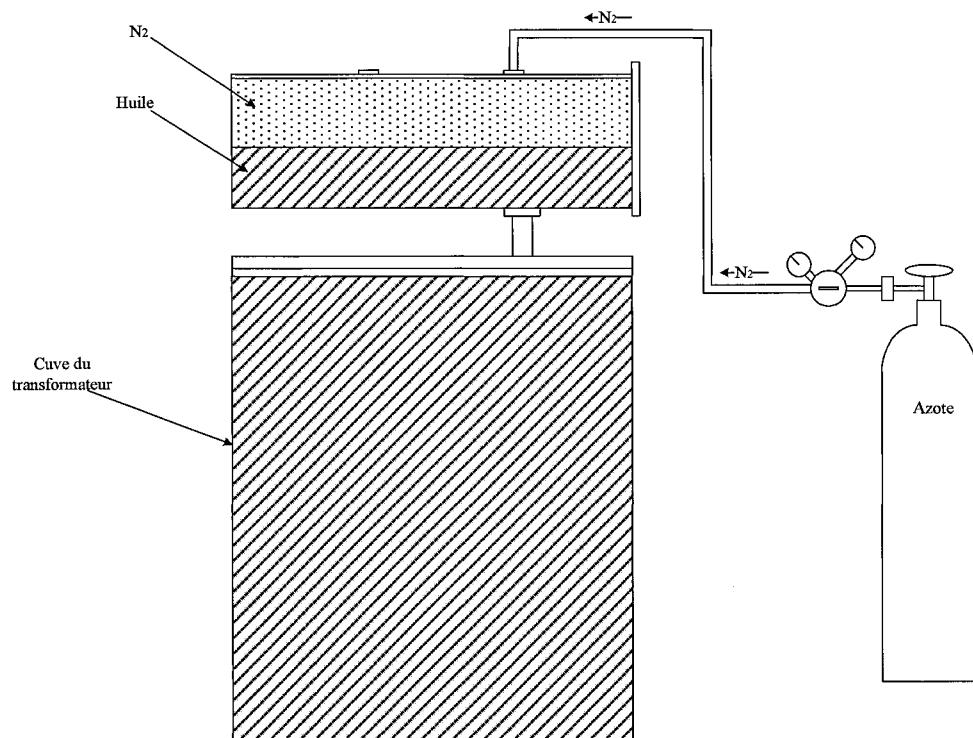


Figure 4-3: Système de préservation avec injection de l'azote

4.3.3 Dessiccateur de Gel de Silice

Ce système est le plus employé comme moyen de prévention contre l'humidité. Il est connecté au conservateur du transformateur et, lorsque le niveau de l'huile diminue dans le conservateur, il va attirer l'air qui passe à travers le dessiccateur de gel de silice qui à son tour absorbe l'humidité de cette dernière.

4.4 Avantages et inconvénients des systèmes de préservation

Le tableau 4-1 présente les avantages et les inconvénients des systèmes de préservation présentés précédemment [32].

Types de systèmes de préservation	Avantages	Inconvénients
Préservation à diaphragme	<ul style="list-style-type: none"> • Hermétique (empêche le contact avec l'air) 	<ul style="list-style-type: none"> • Le prix d'acquisition est élevé • Demande un contrôle régulier du diaphragme • Durée de vie en service limitée • Coût de réparation élevé • Les gaz de défauts qui se produisent dans le transformateur ne peuvent pas s'échapper
Préservation à gaz inerte	<ul style="list-style-type: none"> • Prix d'acquisition moins élevé • Durée de vie en service illimitée • Peut être réparé sur site • Facilité de montage sur des transformateurs sans système de préservation 	<ul style="list-style-type: none"> • Il est absolument nécessaire de contrôler la pression du gaz • La pression du flux de gaz doit être contrôlée régulièrement • La saturation de l'huile avec un tel gaz peut provoquer la création des bulles de gaz pouvant entraîner la défaillance de l'isolation [28] • En absence de l'oxygène, le

		sulfure corrosif réagit avec le cuivre, produisant le sulfure de cuivre (Cu_2S) qui se dépose sur les couches de l'isolation solide en réduisant sa marge de sécurité, et dans ce cas un claquage peut avoir lieu [42]
--	--	--

Tableau 4-1 : Avantages et inconvénients des systèmes de préservation

4.5 L'utilisation d'inhibiteur d'oxydation

Vu les inconvénients et les limites des systèmes cités ci-dessus, 90% des transformateurs de puissance à travers le monde, ont un système de respiration libre (voir figure 4-4). Les manufacturiers des huiles ajoutent des inhibiteurs d'oxydation à l'huile, en ignorant la présence de la quantité d'oxygène déjà existante dans l'huile (20 000 ppm en équilibre) [35]. La fonction de l'inhibiteur est d'accroître la résistance de l'huile à l'oxydation. L'inhibiteur est alors consommé avec le temps, ce qui demande de les réapprovisionner si nécessaire [35].

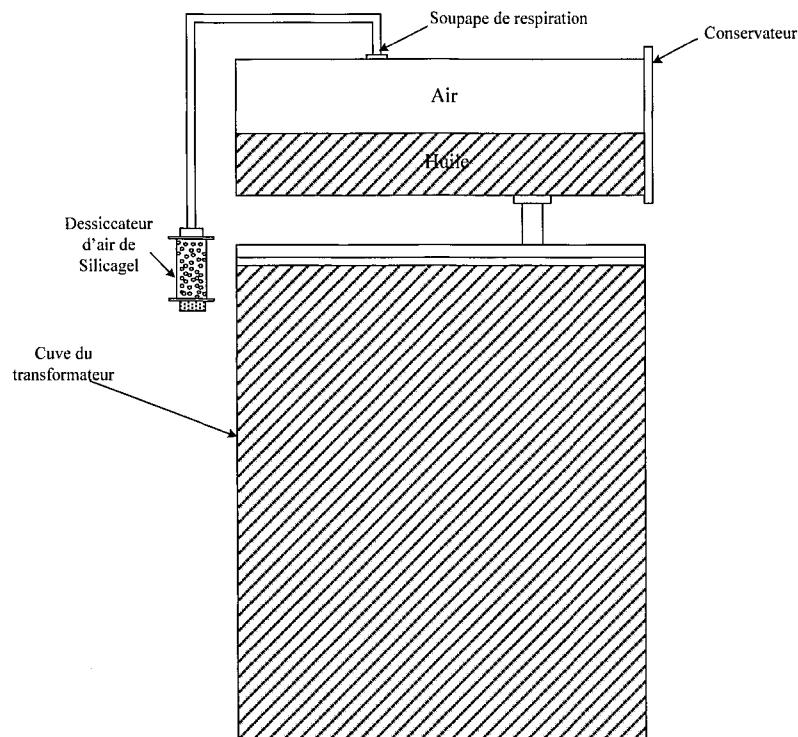


Figure 4-4: Transformateur à respiration libre

4.6 Expériences réalisées sur site

4.6.1 Nouveau système de gaz inerte (Azote) pour les unités de respiration libre

Les contraintes électriques et thermiques combinées à la présence de l'oxygène dissous, génèrent des produits insolubles qui détériorent l'isolation interne des bobines. Pour palier aux inconvénients majeurs des systèmes présentés précédemment, un nouveau système combinant les avantages des systèmes hermétiques et à respiration libre a été proposé et breveté DOMRS (*Dissolved Oxygen and Moisture Removal System*) [33]. Les résultats d'une expérience industrielle, réalisée en vue d'arrêter ou diminuer la détérioration par

oxydation du système d'isolation huile/papier dans les transformateurs à respiration libre en utilisant un nouveau système à gaz inerte (azote), sont présentés [31, 34].

La nouveauté dans ce système est qu'il empêche toujours l'huile d'être en contact avec l'air (et donc l'oxygène), tout en conservant le caractère de respiration libre du transformateur. Dans ce cas, les gaz de défauts qui se diffusent dans le conservateur sont évacués du conservateur par un flux constant et permanent d'azote. Cela permet d'offrir une base fiable pour interpréter les analyses des gaz dissous par DGA (*dissolved gas analysis*).

Cette étude a été réalisée sur la base d'échantillons d'huile provenant des transformateurs de distribution respirants de 5MVA qui utilisent le système de préservation d'huile à gaz inerte (azote). Ces transformateurs de distribution sont situés en Alberta et leur système de préservation est fonctionnel depuis huit ans. Nous avons analysé ces échantillons avec différentes techniques de diagnostic pour évaluer l'efficacité du DORMS, conçu pour arrêter ou réduire le processus de la décomposition de l'isolation huile/ papier par oxydation au cours du temps.

Dans cette expérience, la surface de l'huile dans le conservateur des deux transformateurs a été purgée avec un flux continu d'azote pur (99,5%) comme le montre la figure 4-5. Par conséquent, l'oxygène dissous dans l'huile va être remplacé par l'azote, ce qui permet de renforcer la sécurité opérationnelle et de réduire considérablement les coûts de maintenance préventive.

Le remplissage d'un conservateur contenant un liquide avec un gaz inerte comme l'azote s'appelle « inertage ». Par définition, celui-ci consiste à utiliser un gaz neutre pour

remplacer l'air au contact des liquides dans le but de limiter les phénomènes d'oxydation d'origine chimique.

L'azote a été choisi pour les raisons suivantes [29]:

- Il est chimiquement inerte, donc il n'influence pas les propriétés de l'isolation;
- Il est non polluant pour l'environnement;
- Son taux de dissolution dans l'huile est approximativement 1,5% contrairement à celui de l'air qui est de 10% par volume.

Les transformateurs étaient chargés à moins de 50% de leur capacité totale ce qui fait que la température de l'huile ne dépasse jamais 40°C.

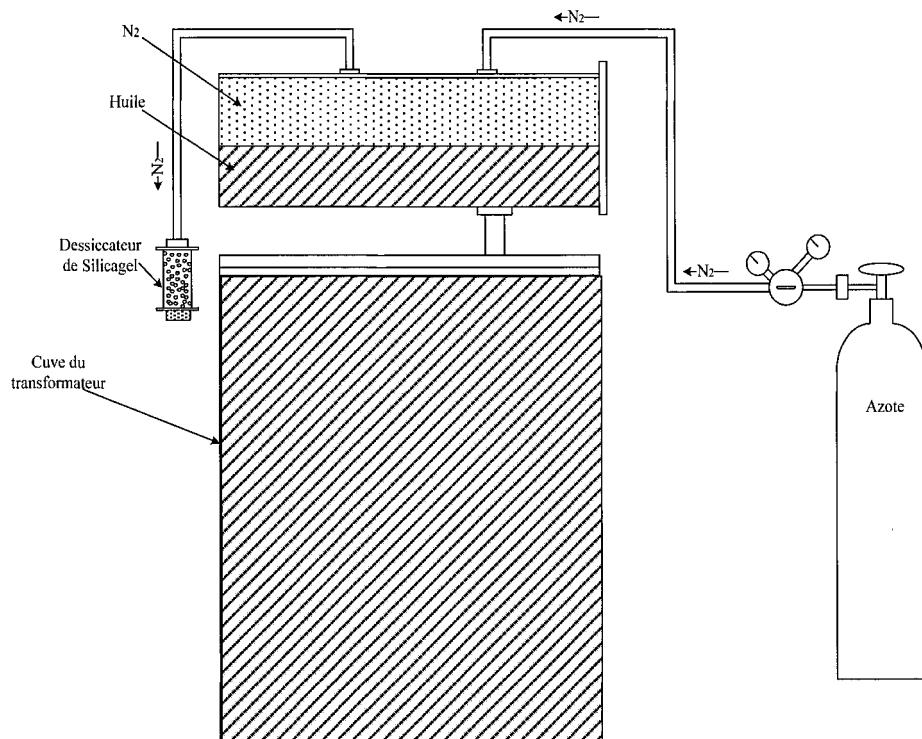


Figure 4-5: Système de préservation avec injection de l'azote pour un transformateur à respiration libre

4.6.2 Résultats

➤ Diminution de la teneur en oxygène dissous dans l'huile

Sur une période de 10 mois, quatre prélèvements d'échantillons d'huile ont été effectués mensuellement sur chaque transformateur. Les gaz dissous ont ensuite été analysés par chromatographie en phase gazeuse. Les résultats obtenus montrent que le système (DORMS) est capable d'éliminer l'oxygène de l'huile en conservant le caractère de respiration libre. La figure 4-6 illustre les résultats de l'analyse de l'huile du transformateur # 2. La quantité d'oxygène a diminué pendant toute la durée de l'expérience. Comme prévu, la diminution de la concentration de l'oxygène était plus rapide dans le conservateur où l'huile est en contact direct avec l'azote par rapport à l'huile de la cuve.

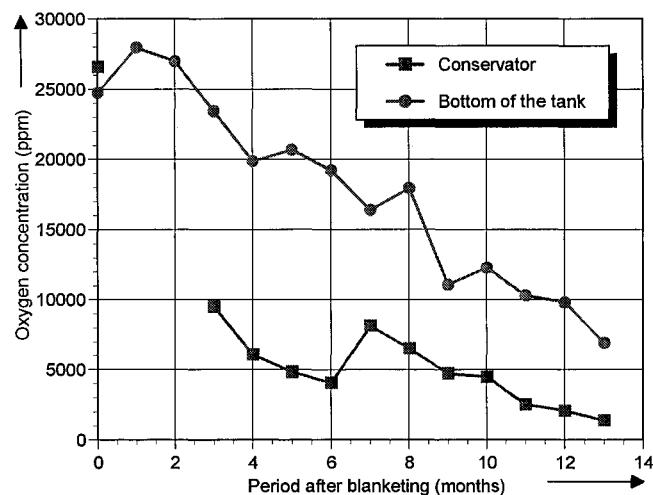


Figure 4-6 : La concentration de l'oxygène dissous en fonction du temps d'inertage par l'azote

Afin de montrer la capacité du système consistant en l'élimination des gaz de défauts, les données des concentrations de ces gaz dans les huiles des transformateurs #1 et #2 respectivement après huit ans d'inertage par l'azote sont illustrées dans les tableaux 4-2 et 4-3. Les concentrations de dioxyde de carbone et d'oxygène ont été diminuées. Cependant, on constate des petites variations dans les concentrations d'hydrogène, méthane, monoxyde de carbone, d'éthane, d'éthylène et d'acétylène.

Gaz	Concentration (ppm)	
	Avant l'inertage avec l'azote	Après 8 ans
Hydrogène	3.3	<5
Oxygène	25859	1450
Azote	57971	83257
Méthane	1.4	2
Monoxyde de Carbone	<1	<25
Dioxyde de Carbone	738	191
Éthylène	3.3	1
Éthane	0.4	<1
Acétylène	<1	<1

Tableau 4-2 : Résultats des gaz dissous dans le transformateur #1

Gaz	Concentration (ppm)	
	Avant l'inertage avec l'azote	Après 8 ans
Hydrogène	<1	<5
Oxygène	26583	1083
Azote	58192	80484
Méthane	1.5	2
Monoxyde de Carbone	<1	<25
Dioxyde de Carbone	775	200
Éthylène	3.1	<1
Éthane		<1
Acétylène	<1	<1

Tableau 4-3: Résultats des gaz dissous dans le transformateur # 2

Ces résultats confirment que l'oxygène dans les huiles des transformateurs a bien été remplacé par l'azote.

➤ **Produits de décomposition**

La rupture des chaînes d'hydrocarbures due aux contraintes thermiques, électriques ou chimiques, provoque la création des boues et l'augmentation du facteur de dissipation (voir section 4.2).

La méthode la plus simple et efficace pour évaluer l'état du transformateur de puissance, est d'analyser son huile. La détection en avance de la détérioration de l'isolation précède une régénération de l'huile afin d'enlever les produits de décomposition avant qu'elles soient adsorbées par la surface du papier cellulose, permet de réduire les coûts de maintenance. À cet effet, plusieurs techniques de tests pour estimer la concentration des impuretés dans l'huile vieillie ont été développées par des entreprises et des laboratoires de recherche [36-40].

Parmi les méthodes de diagnostic des contaminants proposés, on trouve :

- 1- la mesure de la turbidité selon le standard D6181. Cette technique permet de déterminer les quantités de matériaux solides suspendus dans l'huile. Cette valeur est exprimée en NTU (*Nephelometric Turbidity Units*).
- 2- Les méthodes pour la détermination de la quantité relative des produits dissous dans l'huile (DDP) comme des peroxydes, des aldéhydes, des cétones et les acides organiques (§ 3.4.5.2). Selon le standard D 6802, la mesure de l'intégrale de la surface en dessous de la courbe d'adsorption dans le domaine du spectre visible indique la quantité relative en produits dissous présents dans le liquide. Plus le

liquide est contaminé avec des produits de décomposition, plus cette valeur augmente [40].

Les figures 4-7 et 4-8 présentent les courbes d'absorbance des échantillons d'huile prélevés sur les transformateurs de 5 MVA étudiés précédemment. Ces courbes prises avant l'inertage avec l'azote, après 6 mois d'inertage ainsi qu'après 8 ans d'inertage. Les valeurs de l'intégrale de la surface en-dessous de la courbe délimitée par les longueurs d'ondes comprises entre 360 et 600nm et par l'absorbance entre 0 à 2,5 selon le standard D 6181, et les valeurs des turbidités ont été ainsi illustrées. Pour bien comparer les résultats, des courbes d'absorbance pour des huiles neuves ont été ajoutées.

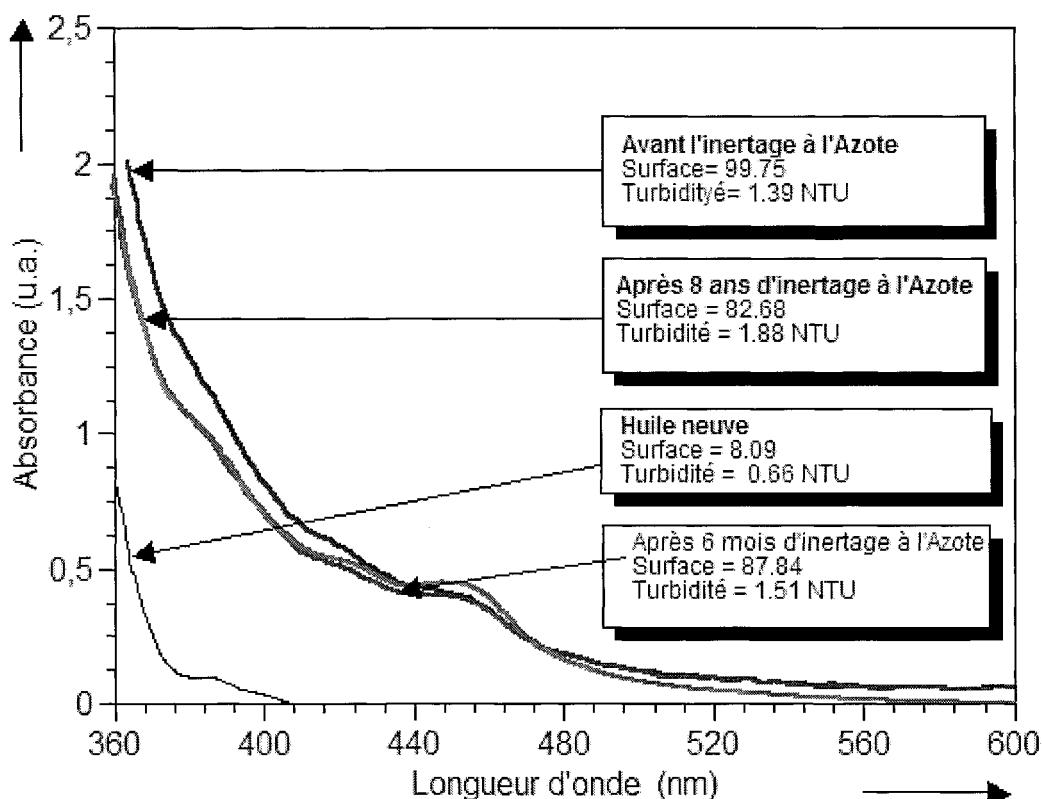


Figure 4-7 : Variation de l'absorbance en fonction de la longueur d'onde et, la turbidité dans l'huile du transformateur # 1

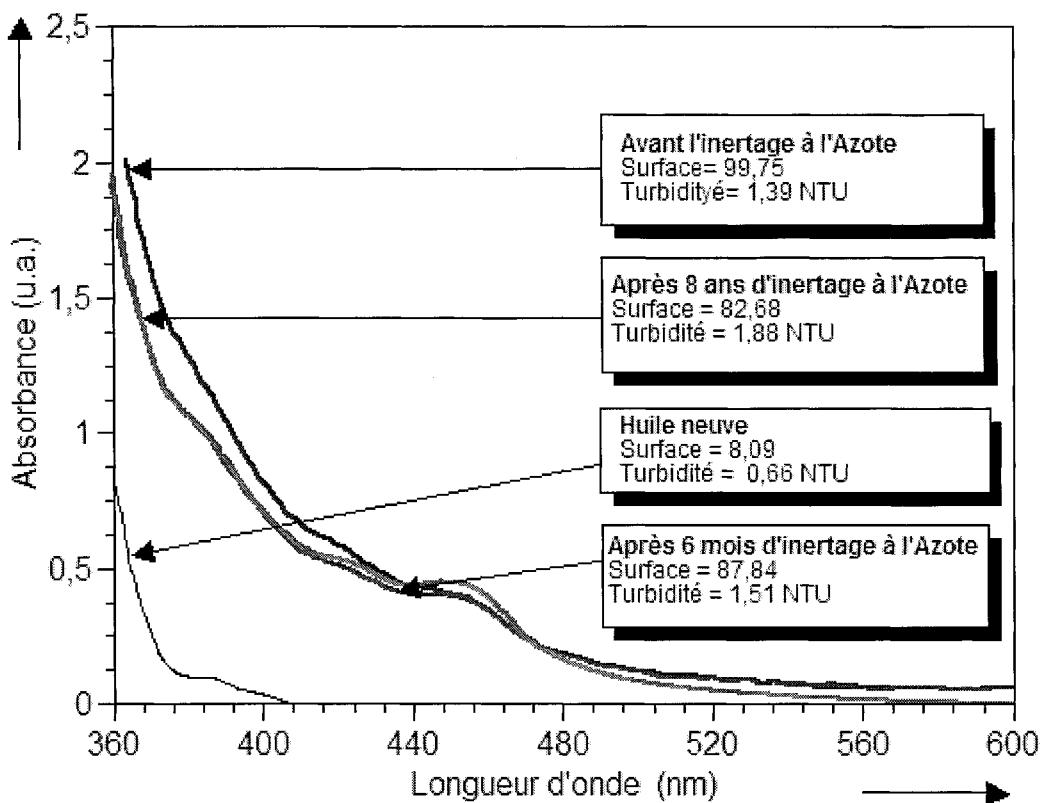


Figure 4-8 : Variation de l'absorbance en fonction de la longueur d'onde et, la turbidité dans l'huile du transformateur # 2

Tous les résultats des tests réalisés sont résumés dans les tableaux 4-4 et 4-5.

TESTS	TESTS	UNITÉS	TRANSFORMATEUR # 1		
			Avant l'inertage	Après 6 mois d'inertage	Après 8 ans d'inertage
DDF à 100°C	D 924	%	-	0,356	0,973
Turbidité	D 6181	NTU	1,39	1,51	1,88
DDP	D 6180	Surface	99,75	87,84	82,68
TAN	D 974	mg KOH/g	0,034	0,026	0,022
Teneur en eau	D 1533	ppm	-	-	16,9
IFT à 22°C	D 971	dynes/cm	-	-	29,5

Tableau 4-4 : Les résultats des tests de l'huile du transformateur # 1 après 6 mois et après 8 ans d'inertage avec l'azote

TESTS	TESTS	UNITÉS	TRANSFORMATEUR # 2		
			Avant l'inertage	Après 6 mois d'inertage	Après 8 ans d'inertage
DDF à 100°C	D 924	%	-	0,452	0,817
Turbidité	D 6181	NTU	1,35	1,52	1,77
DDP	D 6180	Surface	88,09	76,37	72,65
TAN	D 974	mg KOH/g	0,023	0,026	0,03
Teneur en eau	D 1533	ppm	-	-	13,5
IFT à 22°C	D 971	dynes/cm	-	-	31

Tableau 4-5 : Les résultats des tests de l'huile du transformateur # 2 après 6 mois et après 8 ans d'inertage avec l'azote

Les résultats obtenus montrent que le nombre d'acidité (TAN), la turbidité et la surface en-dessous des courbes d'absorption (DDP) varient légèrement avec le temps d'inertage avec l'azote (N_2). Cependant, le facteur de dissipation (DDF) à 100°C a augmenté substantiellement dans les deux transformateurs. Cette augmentation est probablement liée à la présence des radicaux libres qui se transforment en porteurs de charges proprement dits.

4.7 Expériences réalisées en laboratoire

En vue d'étudier et d'améliorer les performances des systèmes de préservation d'huile dans le conservateur des transformateurs, nous avons élaboré des expériences permettant de simuler les phénomènes de fonctionnement au niveau des conservateurs sur site.

La première expérience consiste à étudier l'impact de l'azote sur la déshydratation de l'huile. La deuxième comporte une nouvelle technique de préservation à base de diaphragme.

4.7.1 Concept de déshydratation de l'huile par l'azote (N_2)

Dans le système de préservation à gaz inerte, après que l'azote soit sorti du conservateur, il passe à travers le dessicateur de gel de silice (voir Figure 4-5). Il a été remarqué que la couleur du gel de silice se décolore du rose au bleu, ce qui signifie la déshumidification du gel de silice par l'azote (vu sa pureté et son desséchement), comme le montrent les figures (4-9) et (4-10).



Figure 4-9 : Dessiccateur avant l'injection de l'azote



Figure 4-10: Dessiccateur après l'injection de l'azote

4.7.2 Description de l'expérience de déshydratation de l'huile par l'azote

Afin d'évaluer la capacité de l'azote dans l'extraction de l'humidité, il a été décidé de réaliser une expérience qui simule le phénomène de circulation de l'azote sur la surface de l'huile dans le conservateur du transformateur de puissance en respectant les conditions auxquelles l'huile est soumise dans les transformateurs. La figure 4-11 présente le montage global de l'équipement utilisé.

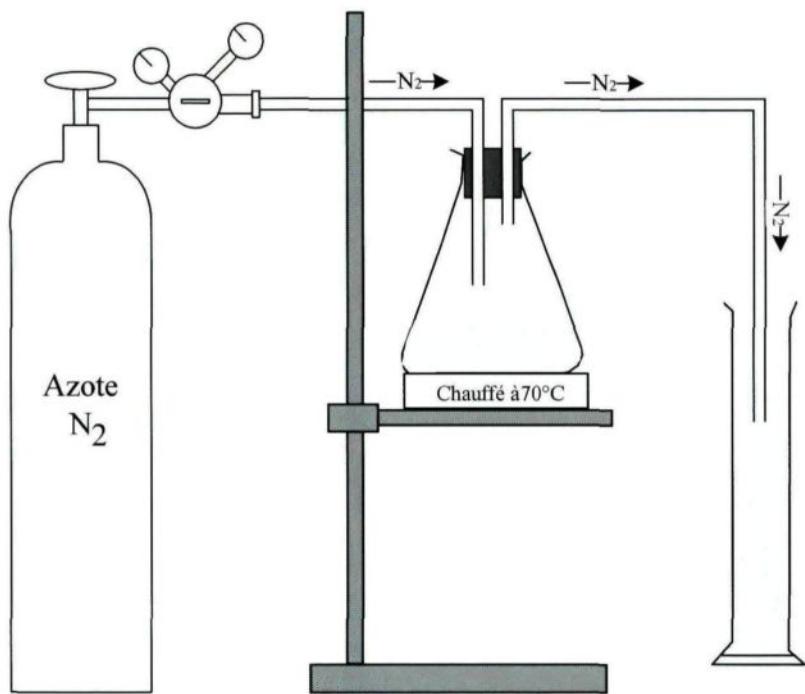


Figure 4-11: Schéma de l'expérience de réduction de la teneur en eau dans l'huile par N₂

Avec de l'azote pur à 99,5% d'azote sec, la surface de l'huile est couverte avec un flux continu d'azote pendant 24 heures. De plus, au cours de cette période, l'huile a été soumise à un échauffement par l'intermédiaire d'une plaque chauffante à 70°C en même temps qu'avec un agitateur magnétique. L'azote qui sort de l'autre côté est imbibé dans un récipient contenant de l'huile afin d'éliminer tout retour à l'air. Cette expérience a été

réalisée sur des huiles ayant différentes teneur en eau ainsi qu'un essai sur une huile végétale commercialisée sous le nom d'Envirotemp FR3.

La teneur en eau a été mesurée par un appareil qui utilise le titrage coulométrique de Karl Fisher (figure 4-12). Le principe de cette méthode est basé sur la génération de l'iode qui réagit quantitativement avec H₂O du matériau analysé en présence des réactifs selon l'équation globale suivante :



Par une relation quantitative entre la quantité de courant et la quantité de l'iode produite, la teneur en eau peut être déterminée.

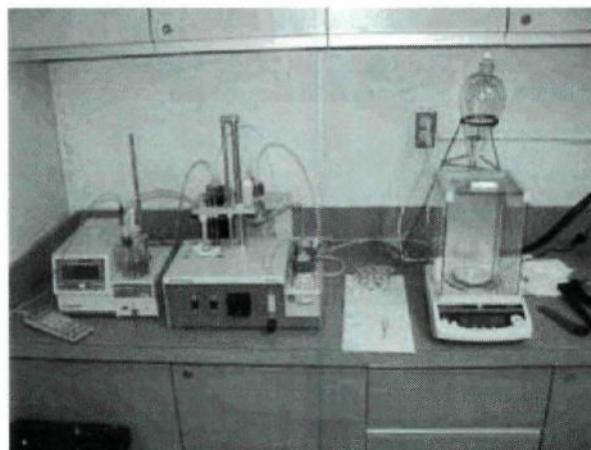


Figure 4-12 : Coulomètre de Karl Fisher (KF831)

Les résultats obtenus sont récapitulés dans le tableau 4-6 :

Huiles	Valeur initiale de teneur en eau (ppm)	Valeur finale (ppm)
Huile minérale 1	11,6	5,1
Huile minérale 2	19	3
Huile minérale 3	48	5,4
Envirotemp FR3	90,7	6

Tableau 4-6: Valeurs de la teneur en eau avant et après la déshumidification avec l'azote

Les résultats obtenus montrent que l'azote sec injecté a capté et remplacé les molécules d'eau pour enfin l'évacuer en dehors du système.

4.7.3 Étude d'un nouveau système de préservation d'huile à diaphragme

Comme nous avons vu dans la section 4.3.1 de ce chapitre, l'inconvénient principal du système de préservation à diaphragme est son inhibition aux gaz de défauts échappés dans le vide du conservateur pour que ces derniers fuient enfin à l'extérieur du transformateur.

Cette expérience a pour but de réaliser et étudier un nouveau système de préservation à diaphragme qui permet en même temps la fuite des gaz de défauts vers l'atmosphère.

Dans un four à convection, nous avons mis deux récipients en acier inoxydable contentant de l'huile. Dans le premier récipient, l'huile est soumise aux conditions atmosphériques, tandis que la deuxième huile est recouverte par un couvercle qui flotte au-dessus. La figure 4-13 présente le montage et le principe de l'expérience. Le diaphragme qu'on a utilisé ne couvre pas toute la surface de l'huile. En laissant un espace de quelques millimètres entre le récipient et le couvercle, cela permet aux gaz de défauts, non dissous, de s'échapper librement, en protégeant en même temps le contact de l'huile avec l'air.

Afin de simuler le phénomène de respiration au niveau du conservateur des transformateurs, le four a été programmé en mode marche/arrêt chaque 60 minutes, cela permettra à l'huile de se dilater et de se contracter en fonction de la température.

La température maximale de fonctionnement choisie est de 75°C. Lors du mode arrêt, cette température a tendance à diminuer progressivement. Elle atteint une valeur de 50°C après 30 minutes d'arrêt pour atteindre une valeur de 40°C à la fin de cette période. Étant donné sa résistance à la chaleur, qui atteint 280°C, sa bonne tenue chimique en général et sa bonne stabilité dimensionnelle [41], le Teflon a été choisi comme matériau pour le couvercle (diaphragme).

Les deux échantillons d'huiles ont été testés et analysés selon différentes techniques de diagnostic (teneur en eau, tension interfaciale (IFT), turbidité, spectrophotométrie (DDP), facteur de dissipation (DDF), analyseur des gaz dissous (DGA)).

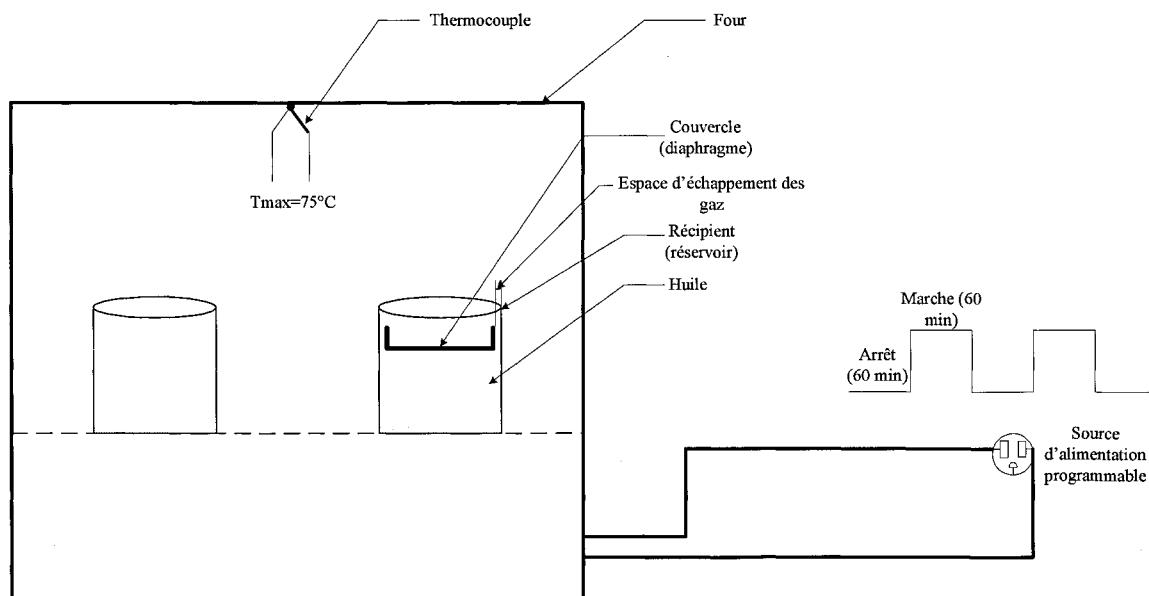


Figure 4-13: Expérience du conservateur à diaphragme

4.7.4 Résultats et analyses de système de préservation d'huile à diaphragme

Pendant toute la durée du vieillissement en alternance (marche/arrêt) à 75°C, la teneur en eau a été plus élevée dans l'huile à préservation sans diaphragme que dans celle avec diaphragme. La figure 4-14 montre la différence de teneur en eau entre les deux conservateurs (avec et sans diaphragme). Après 2000 heures, cette valeur a augmenté jusqu'à 37 ppm dans le conservateur sans diaphragme. Cependant, elle est restée presque constante dans le conservateur à diaphragme.

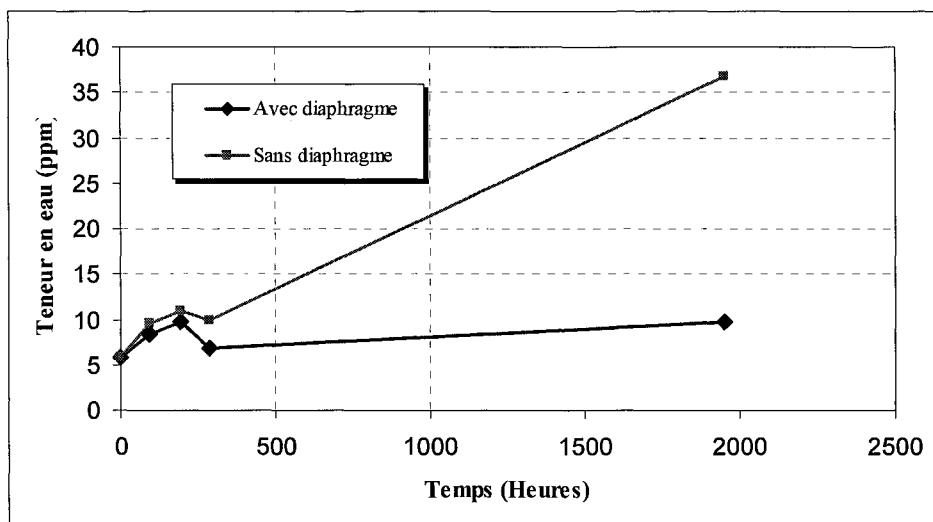


Figure 4-14 : La teneur en eau dans l'huile en fonction de la durée de vieillissement dans les deux conservateur (avec et sans diaphragme)

Les figures 4-15 et 4-16 illustrent les résultats des produits dissous et des turbidités dans le conservateur à diaphragme et sans diaphragme. On constate qu'au début les deux conservateurs ont les mêmes quantités en produit dissous (DDP). En augmentant le temps, la valeur de la surface augmente dans l'huile du conservateur sans diaphragme (voir figure 4-15). Or, elle varie légèrement dans l'huile du conservateur à diaphragme. Cette

augmentation est due à l'agressivité de l'oxygène qui provoque la rupture des chaînes d'hydrocarbures en créant des molécules qui changent la couleur de l'huile dans le conservateur sans diaphragme. Ainsi, la valeur de la turbidité est plus grande dans le conservateur sans diaphragme que dans celui avec diaphragme comme le montre la figure 4-16. Les variations dans les valeurs du DDP et de la turbidité sont petites, en raison de la température de vieillissement ($70\sim75^{\circ}\text{C}$) et du mode marche/arrêt qui ne permettent pas d'avoir un vieillissement accéléré.

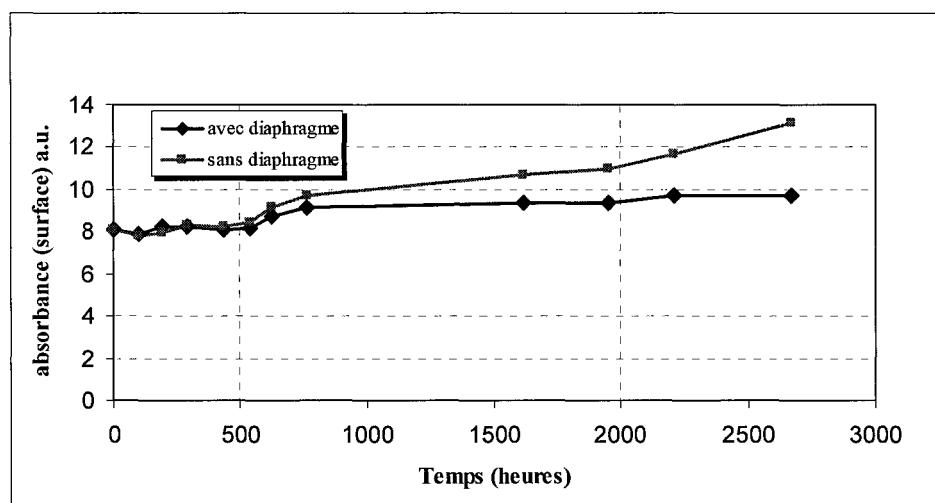


Figure 4-15 : Mesure de l'intégrale de la surface pour les courbes d'absorption en fonction du temps de vieillissement

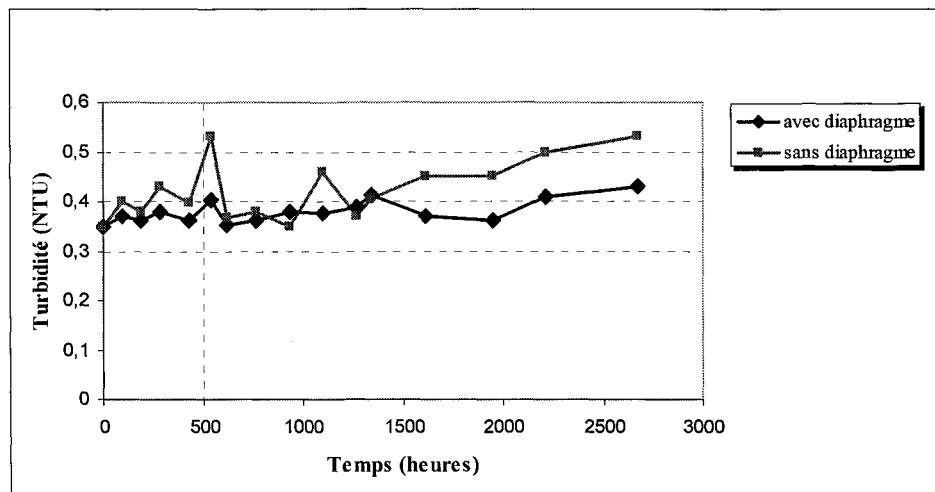


Figure 4-16 : Mesure de la turbidité des huiles des deux conservateurs en fonction du temps de vieillissement

Le tableau 4-7 montre les concentrations des gaz dissous dans les huiles des deux conservateurs. Ces valeurs sont prises pour une huile neuve (avant le vieillissement) et après 2800 heures de vieillissement. Ces résultats montrent la diminution de dioxyde de carbone, de l'oxygène et de l'azote dans les deux conservateurs par rapport à l'huile neuve. En effet, la diminution des concentrations de gaz dans le conservateur à diaphragme est due à l'échappement de ces derniers à travers le petit espace entre le conservateur et le diaphragme en protégeant à la fois l'huile du contact avec l'air. Il y a aussi les réactions chimiques de la molécule de d'oxygène avec les autres molécules sous l'effet thermique qui peut réduire la teneur en oxygène dans l'huile. En revanche, il est à noter que la concentration de l'oxygène dans l'huile du conservateur sans diaphragme avoisine la valeur de l'huile neuve. Cela due à l'échange entre les deux milieux huile/air, tandis que la concentration de l'azote est plus grande dans l'huile de conservateur sans diaphragme que dans l'huile neuve et l'huile dans le conservateur à diaphragme.

Gaz	Concentration (ppm)		
	Huile neuve	Après 2800 heures avec diaphragme	Après 2800 heures sans diaphragme
Méthane			
Monoxyde de carbone	20	27	
Dioxyde de carbone	561	242,3	180,13
Éthylène		3,4	
Éthane			
Acétylène			
Hydrogène			
Oxygène	33155,2	27517,211	31078,56
Azote	77484,6	69408	84067,56
Total	110639,8	96925,11	115146,12

Tableau 4-7 : Concentrations des gaz dissous dans l'huile neuve, à diaphragme et sans diaphragme

Afin de bien comparer les résultats. Le tableau 4-8 illustre les résultats de comparaison des tests pour une huile avec diaphragme et une huile sans diaphragme après 3300 heures de vieillissement par rapport à une huile neuve.

Tests	Unités	Huile neuve	Après 3300 heures de vieillissement	
			Sans diaphragme	Avec diaphragme
IFT à 22°C	Dynes/cm	36	32	33
Acidité	mgKOH/g	0,019	0,030	0,029
DDP	Surface	8,12	16,12	10,37
Turbidité	NTU	0,35	0,55	0,5
Teneur en eau à 2000 heures	ppm	5,8	36,8	9,7

Tableau 4-8: Résultats des tests de l'huile du système de préservation avec et sans diaphragme

4.8 Conclusion

Ce travail a consisté à:

- 1- évaluer un système d'inertage par l'azote pour un transformateur à respiration libre;
- 2- étudier l'impact de l'azote sur la teneur en eau de l'huile;
- 3- étudier un système de préservation de l'huile à diaphragme permettant l'échappement des gaz de défauts.

L'expérience d'inertage par l'azote a été réalisée en Alberta. Elle avait pour objectif d'évaluer la capacité d'un tel système d'arrêter ou de réduire le processus de la décomposition de l'isolation huile/papier par l'effet de l'oxydation au cours du temps. Pour ce faire, la surface de l'huile dans le conservateur a été purgée par un flux constant d'azote. Les résultats obtenus montrent que cette technique est capable de réduire/diminuer l'effet de l'oxydation sur le système.

Dans le même concept, une expérience a été réalisée dans le laboratoire afin d'étudier la capacité de l'azote à réduire la teneur en eau dans l'huile. Les résultats de cette expérience ont été très intéressants. Pendant une courte durée, la teneur en eau a été diminuée d'une valeur approximative de 40 ppm jusqu'à 5 ppm.

Les résultats du système de préservation d'huile à diaphragme qui permet l'échappement des gaz non dissous de défauts montrent que l'objectif visé par cette expérience a été atteint. La teneur en oxygène a diminué et le diaphragme a inhibé le contacte de l'air avec l'huile. La teneur en eau dans le conservateur à diaphragme est restée presque constante, à l'opposé de celle du conservateur sans diaphragme était très élevée.

CHAPITRE 5

ÉTUDE DE FAISABILITÉ D'UN CAPTEUR POUR LE CONTRÔLE ET LA SURVEILLANCE DES TRANSFORMATEURS DE PUISSSANCE EN LIGNE

CHAPITRE 5

ÉTUDE DE FAISABILITÉ D'UN CAPTEUR POUR LE CONTRÔLE ET LA SURVEILLANCE DES TRANSFORMATEURS DE PUissance EN LIGNE

5.1 Introduction

L’isolation des transformateurs de puissance est constituée généralement du papier imprégné d’huile. Le rôle primaire de l’huile est de transférer la chaleur à partir du noyau et enroulements aux radiateurs externes où la chaleur est alors évacuée dans l’air environnant. Les trois fonctions principales sont : évacuer les pertes d’énergie, isoler au sens strict (c’est à dire ralentir l’oxydation directe de l’isolation solide), isoler au sens électrique. À ces trois fonctions fondamentales, il y a lieu d’ajouter la fonction de résistance à l’incendie. Ces fonctions sont toujours en étroite relation avec les isolants solides utilisés (cellulose) sous forme de papiers, cartons, qui peuvent être associés à des vernis et composés d’imprégnation divers. Le papier cellulosique sert à s’opposer au passage du courant entre les conducteurs et également à maintenir mécaniquement les conducteurs. Avant d’imprégnier le papier, il doit être séché. Ce papier est ensuite imbibé d’huile pour remplacer les cavités d’air en augmentant ainsi sa résistance diélectrique.

La durée de vie d’un transformateur dépend étroitement de son état d’isolation, en particulier du papier cellulose qui le compose [43, 44]. La dégradation du papier est fortement influencée par la rupture et le raccourcissement des chaînes de cellulose, qui sont définies par un nombre appelé DP_v (degré de polymérisation) (§ 2.6.1).

L’évaluation de l’état de l’isolation solide se fait généralement d’une façon indirecte via l’huile. À cet effet, des diagrammes d’équilibre ont été développés pour estimer la teneur en

eau dans le papier cellulose en mesurant la teneur en eau dans l'huile [8] ainsi que l'état de dégradation du papier qui ne se caractérise qu'à travers les produits furaniques existant dans l'huile.

Comme nous l'avons mentionné dans le premier chapitre (§ 1.3.2), nous étudions la faisabilité de l'utilisation d'un capteur pour déterminer l'état du système isolant dans le transformateur de puissance, en utilisant l'analyse de la spectroscopie diélectrique comme outil de diagnostic. Ainsi, une nouvelle étude, qui n'a jamais été réalisée auparavant au meilleur de nos connaissances, en utilisant les pôles de la réponse en fréquence comme paramètres pour évaluer l'état de l'isolation solide, a été effectuée. Les calculs des pôles ont été obtenus à partir d'un programme d'optimisation qui utilise le modèle de Debye. Des tests physicochimiques sur l'huile et le papier ont été ainsi réalisés.

Les isolants liquides et solides sont caractérisés par leur permittivité complexe qui détermine la qualité de ces derniers [45].

Lorsqu'une différence de potentiel alternatif est appliquée à travers un condensateur constitué de deux électrodes parallèles incorporant le diélectrique de test, ce dernier va être polarisé à différentes valeurs de fréquence. Et puisque l'isolant est imparfait (huile/papier), le courant qui circule se compose d'un courant de déplacement et d'un courant de conduction. On peut représenter l'isolant sous forme d'un circuit composé d'une résistance R_p et d'une capacité C_p montées en parallèle, comme à la figure suivante :

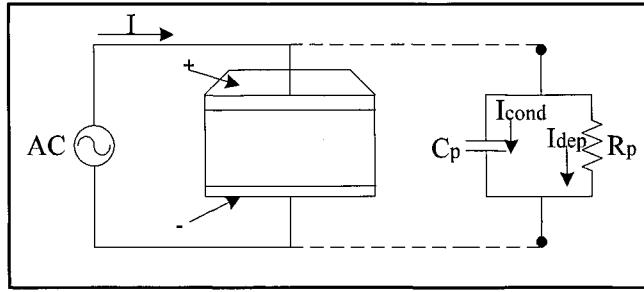


Figure 5-1 : Circuit équivalent «parallèle» représentant un diélectrique

Dans ce cas, l'expression du courant est donnée par :

$$I = I_{dep} + I_{cond} = V \cdot \left(j\omega C_p + \frac{1}{R_p} \right) \quad (5.1)$$

Et le module du courant total est donné par :

$$I = V \sqrt{\frac{1}{R_p^2} + \omega^2 C_p^2} \quad (5.2)$$

La permittivité relative ou constante diélectrique ϵ'_r est définie comme le rapport entre la capacité d'un condensateur rempli du diélectrique en question C_p , et la capacité du même condensateur à vide C_0 . Donc $C = \epsilon'_r \cdot C_0$ et $G = \omega \cdot C_0 \cdot \epsilon''_r$

Où ϵ''_r est l'image des pertes, dans ce cas le courant total s'écrit :

$$I = V \cdot (j\omega \epsilon'_r C_0 + \omega C_0 \epsilon''_r) = V \cdot (j\omega C_0) \cdot \epsilon_r^* \quad (5.3)$$

où :

$$\epsilon_r^* = \epsilon'_r - j \cdot \epsilon''_r \quad (5.5)$$

Tel que ε_r^* est la permittivité complexe du diélectrique. Elle consiste en une partie réelle ε'_r qui représente le stockage et une partie imaginaire ε''_r qui représente les pertes.

La partie réelle de la permittivité relative représente l'énergie qui peut être stockée sous l'effet d'un champ électrique. La partie imaginaire de la permittivité relative est appelée *indice de perte* qui représente les pertes qui peuvent avoir un diélectrique sous l'effet d'un champ électrique.

Le ratio entre les pertes d'énergie et l'énergie stockée représente le facteur de dissipation ou le $\tan \delta$.

$$\tan \delta = \frac{I_{abs}}{I_{cond}} = \frac{\varepsilon''_r}{\varepsilon'_r} \quad (5.6)$$

Où δ est l'angle de perte.

Le $\tan \delta$ est une propriété d'un système d'isolation électrique. Elle permet de mesurer les pertes diélectriques d'une isolation. Des faibles valeurs de facteur de dissipation sont habituellement considérées comme preuve de la qualité de l'isolation. Avec le temps, l'augmentation progressive de ce facteur de dissipation est liée étroitement à la dégradation chimique qui accompagne le vieillissement thermique du système isolant [22, 46].

En pratique, pour l'expression de $\tan \delta$, il faut tenir compte aussi des pertes par conduction [47].

$$\tan \delta = \frac{\varepsilon''_r + \frac{\sigma_c}{\omega \varepsilon_0}}{\varepsilon'_r} \quad (5.7)$$

D'après M. Koch et S. Tenbohlen, la présence de l'eau dans l'isolation augmente aussi la conductivité σ_c de cette dernière par la dissociation de la molécule d'eau en ions [24].

Donc à partir de l'équation (5-7), il est possible de conclure que l'augmentation du facteur de dissipation est due à la fois à la dégradation chimique et à l'humidité.

La réponse fréquentielle du diélectrique a été largement utilisée comme outil de diagnostic pour les systèmes d'isolation papier/huile [22, 43, 46, 48]. Le spectre de mesure est souvent utilisé sur une gamme de fréquences allant de mHz ou moins, jusqu'au kHz ou plus et elle peut parfois atteindre les MHz.

5.2 Partie expérimentale

5.2.1 Description du capteur

Le capteur est de type capacité plan dont le diélectrique utilisé pour séparer les deux électrodes consiste en un papier Kraft que l'on retrouve aussi dans les transformateurs de puissance. Ce papier est séché et est imprégné d'huile avant d'être utilisé.

Le capteur est conçu selon des normes conformes aux standards ASTM [19] en référant ainsi au guide de la compagnie Tettex Instruments [49].

La figure 5-2 montre le schéma du condensateur conçu.

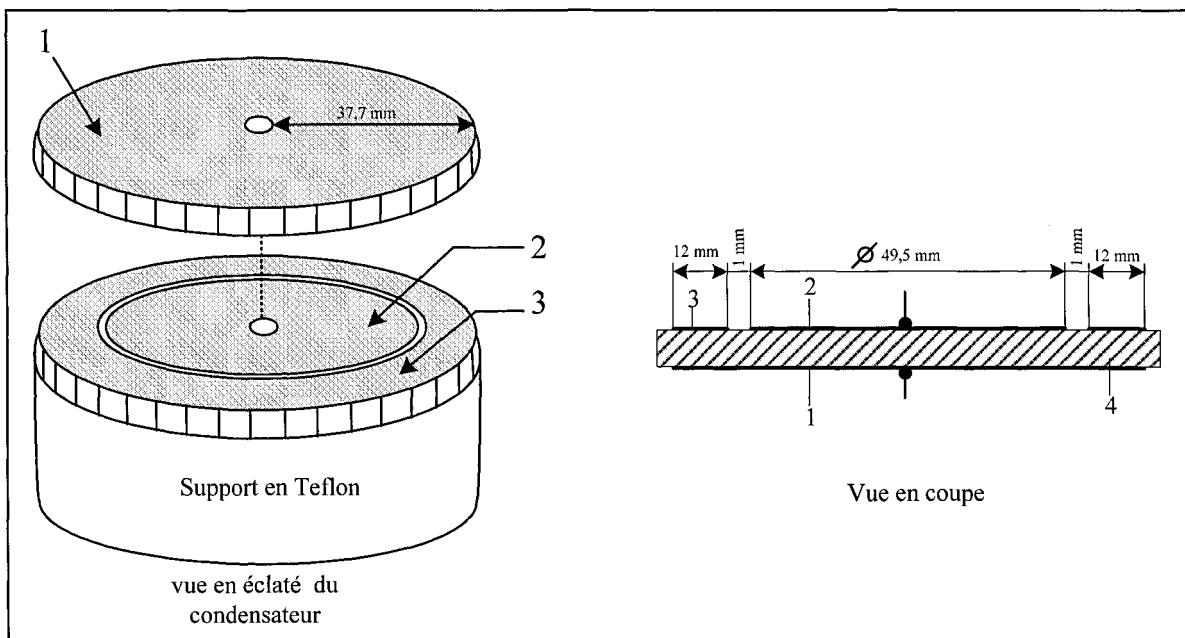


Figure 5-2: Schéma du condensateur plan en tant que capteur capacitif

Il est composé de :

- 1- Électrode Haute tension
- 2- Électrode de mesure
- 3- Anneau de garde
- 4- Échantillon de papier Kraft

Le condensateur est constitué de deux disques plans où le diamètre des électrodes (1) et (2) est de 49,5 mm et la largeur de l'anneau de garde (3) de 12 mm. Un espace de 1 mm sépare l'électrode de garde (3) et celle de mesure. Le matériau utilisé pour les électrodes est un acier inoxydable. La figure suivante présente le condensateur conçu au laboratoire.

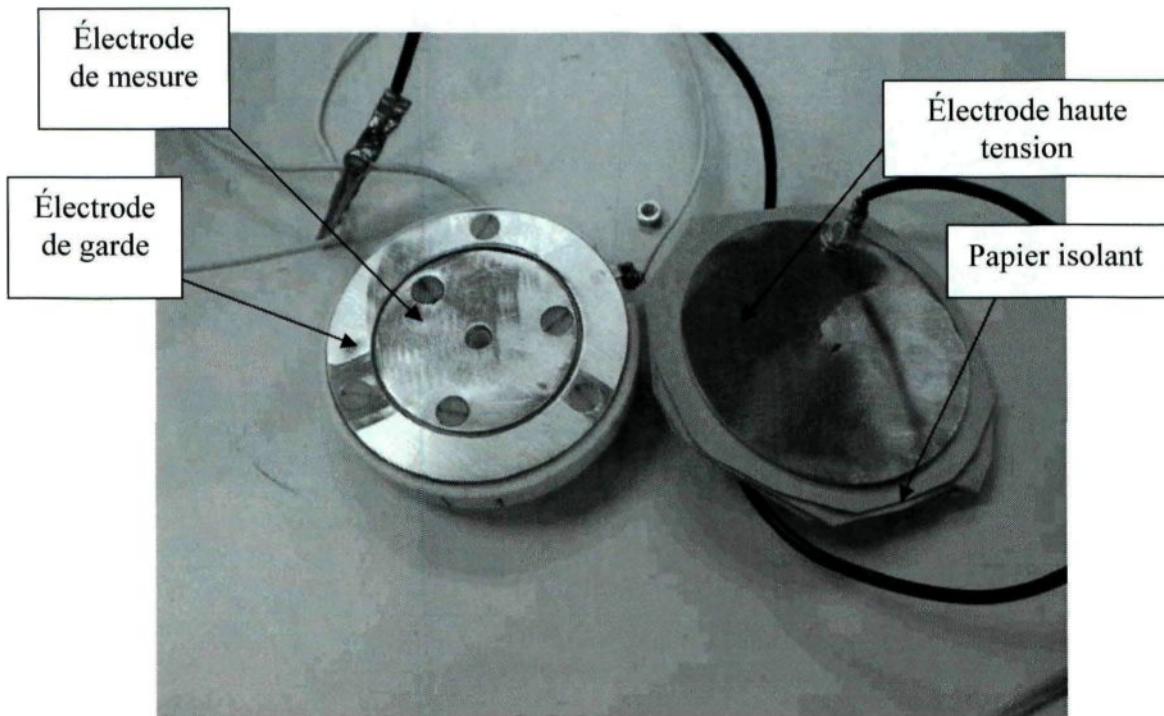


Figure 5-3: Condensateur conçu au laboratoire pour la mesure de la réponse diélectrique

L'électrode de garde et de mesure ont été fixées sur une disquette de téflon de 15 mm d'épaisseur. L'assemblage du condensateur est assuré par une vis en plastique spéciale pour résister aux températures très élevées.

5.2.2 Mode opératoire

Un récipient (bécher) contenant de l'huile minérale (1600 ml), le capteur et les échantillons du papier, ont été soumis à une température de 115°C en utilisant un four à convection et en présence de cuivre métallique afin d'accélérer le processus du vieillissement [50], pendant une durée de 500 heures. Des prélèvements périodiques permettent de suivre l'état de vieillissement de l'échantillon.

5.2.3 Dispositif d'agitation

L'agitation de l'huile est assurée par un agitateur magnétique, avec un barreau magnétique de 10 mm de diamètre et 45 mm de longueur.

5.2.4 Conditionnement des échantillons (huile/papier)

Avant de commencer le processus de vieillissement, le papier et l'huile ont été préalablement séchés. L'huile est séchée dans une cuve contenant du gel de silice hermétiquement fermée pour qu'il n'y ait pas de contact avec l'air en agitant en même temps avec l'agitateur magnétique pendant 48 heures comme illustré à la figure 5-4. Le papier est séché sous vide dans un four à 110°C pendant 24 heures. Ce traitement réduit la teneur en eau dans l'huile de 18 ppm à moins de 5 ppm et dans le papier de 6% à 1%. Les échantillons de papier ainsi préparés sous vide sont immédiatement imprégnés d'huile.

L'huile utilisée durant toute l'expérience est de l'huile minérale VOLTESSO 35 voir l'index en annexe pour les caractéristiques de l'huile, et le papier est de type Kraft (index).

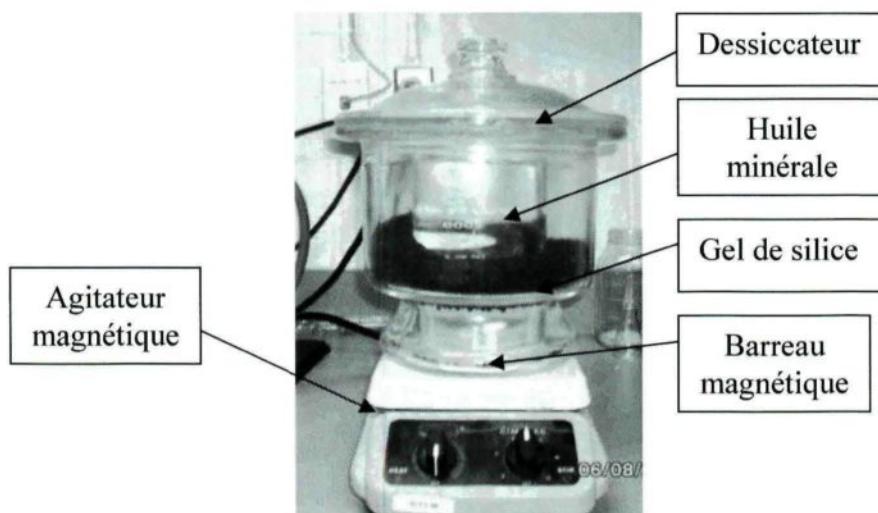


Figure 5-4: Séchage de l'huile minérale dans un dessiccateur à gel de silice

5.2.5 Mesures de la réponse diélectrique

Pour le papier, une seule couche entre les électrodes du condensateur de 0,25 mm d'épaisseur a été utilisée. La figure 5-5 présente le montage expérimental de mesure de la réponse diélectrique.

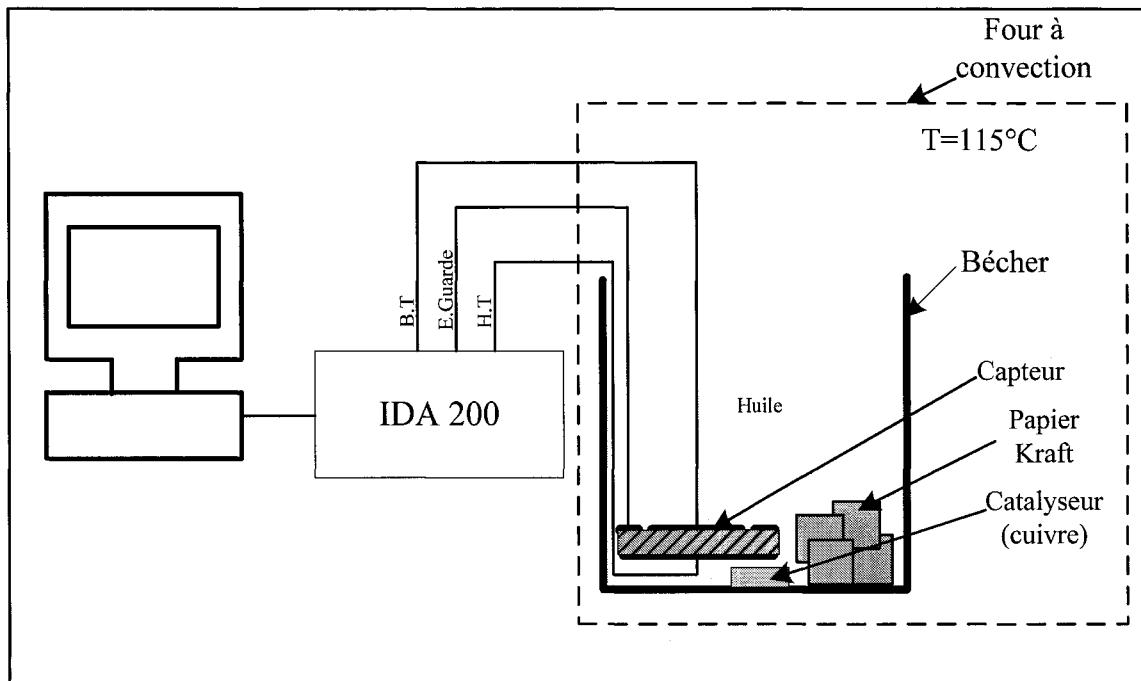


Figure 5-5 : Montage expérimentale pour la mesure de la réponse diélectrique

Dans le bêcher, des échantillons de papier de $70 \times 70\text{mm}^2$ ont été mis avec le capteur afin qu'ils vieillissent dans les mêmes conditions. Les mesures de la réponse diélectrique ont été prises à la même température de vieillissement (115°C) sur une gamme de fréquence allant de 1 kHz à 0,01 Hz.

Ces mesures sont effectuées avec l'appareil de diagnostic de l'isolation électrique appelé IDA200 (*Insulation Diagnostics System*). Cet appareil est conçu pour mesurer les réponses diélectriques dans le domaine fréquentiel (§ 3.3.1).

5.2.6 Autres mesures

Des tests physicochimiques ont été réalisés sur le papier et l'huile à chaque prélèvement d'échantillons. Le tableau 5-1 résume les tests réalisés avec le standard qui correspond à chaque test.

Standard ASTM	Description
D971-99	Standard pour tester la tension interfacial des huiles isolantes.
D1533	Standard pour déterminer la teneur en eau dans les isolants liquides en utilisant la titration coulométrique de Karl Fisher
D6181	Standard pour mesurer la turbidité dans les huiles minérale
D6802	Standard permettant la détermination des produits dissous dans les huiles minérales par spectrophotomètre.
D4243	Standard pour mesurer le degré de polymérisation du papier isolant.

Tableau 5-1: Les normalisations ASTM [14]

Le vieillissement a duré 500 heures. Des prélèvements d'échantillons ont été effectués périodiquement (72 heures, 144, 240, 312, 425 et 500 heures) et ont été suivis par des analyses physicochimiques. L'analyse du degré de polymérisation a été réalisée sur quatre périodes (neuf, 144 heures, 312 et 500 heures).

5.2.7 Prélèvement des échantillons

Lors de chaque essai, des prélèvements d'huile et de papier ont été effectués au cours du temps. 30 ml d'huile ont été prélevés à chaque période de temps et, ont été conservés dans un flacon de 40 ml pour éviter toute contamination extérieure. Ainsi, des morceaux de

papier ont été prélevés pour analyser leur teneur en eau et leur degré de polymérisation, et ont été conservés par la suite dans des sacs à conservation.

L'organigramme de la figure 5-6 résume les prélèvements ainsi que les analyses effectuées.

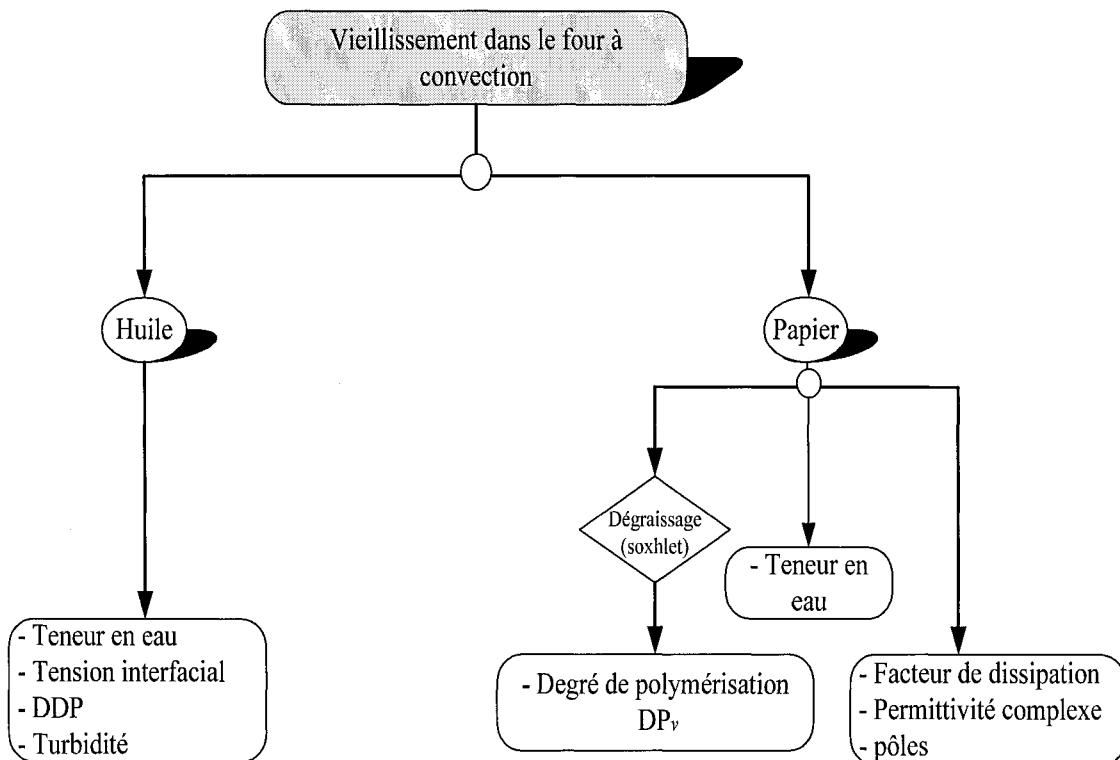


Figure 5-6: Organigramme des analyses

5.3 Résultats et discussion

5.3.1 Mesure du facteur de dissipation

La figure 5-7 présente l'effet du vieillissement du papier imprégné d'huile sur les pertes diélectriques.

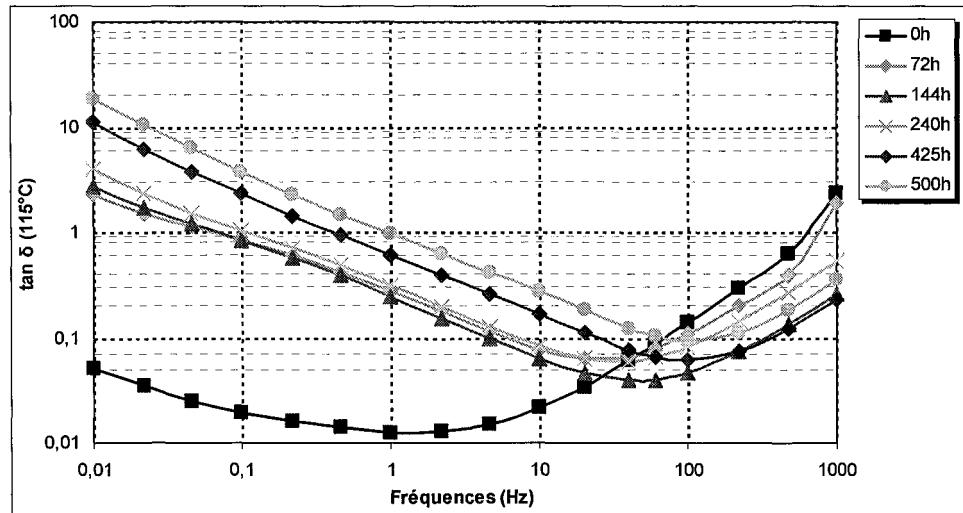


Figure 5-7: Effet du vieillissement sur le facteur de dissipation du papier imprégné d'huile

Ces courbes montrent une évolution du facteur de dissipation au cours du temps. Cette évolution est plus nette aux basses fréquences comme le montre la figure 5-8. Cette augmentation de l'angle de pertes est due à des phénomènes d'oxydation et de pyrolyses qui affectent l'état de l'isolation solide pendant le vieillissement.

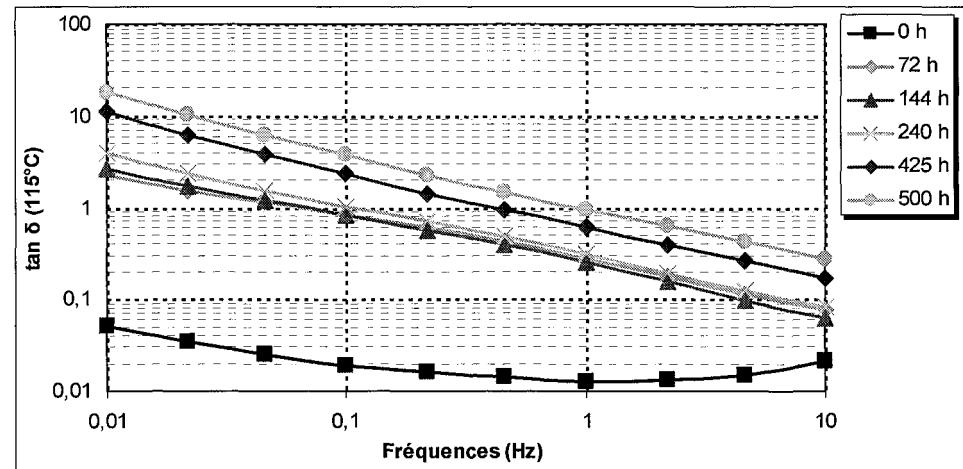


Figure 5-8: Facteur de dissipation à basse fréquence pour papier imprégné d'huile

Cependant à haute fréquence (10 Hz - 1 kHz), on observe qu'il y a des interférences des courbes attribuables à des phénomènes complexes comme l'illustre la figure 5-9. Entre 450 Hz et 1 kHz, on remarque qu'il y a un rapport entre le facteur de dissipation mesuré dans cette gamme de fréquences et la teneur en eau mesurée dans le papier pour chaque durée du vieillissement (tableau 5-2).

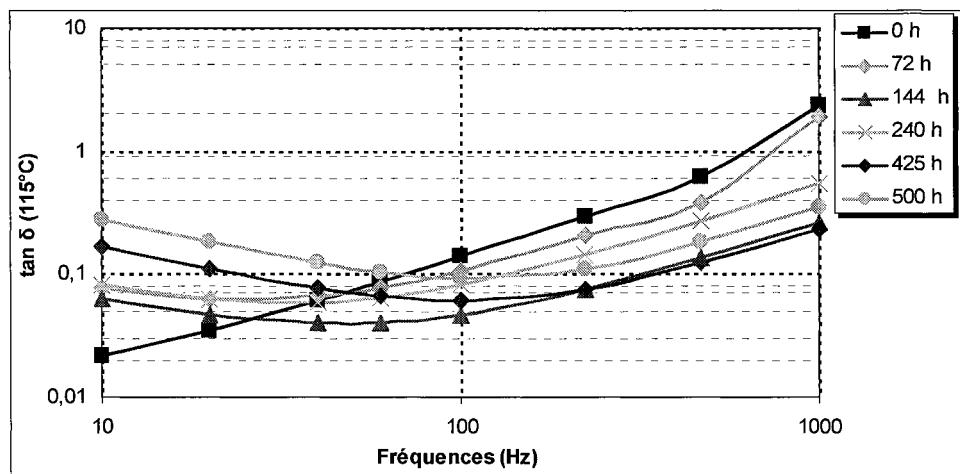


Figure 5-9: Facteur de dissipation à haute fréquence

Durée de vieillissement (heures)	La teneur en dans le papier (%)	La teneur en dans l'huile (ppm)
0	2	4
72	1,8	9,8
144	0,9	13,3
240	1,3	9,4
312	1,2	11,7
425	0,6	18,2
500	0,7	20

Tableau 5-2: Valeurs de la teneur en eau dans le papier et dans l'huile

Pour comprendre le phénomène d'échange de la teneur en eau entre l'huile et le papier, la figure 5-10 illustre une relation inversement proportionnelle entre les deux milieux.

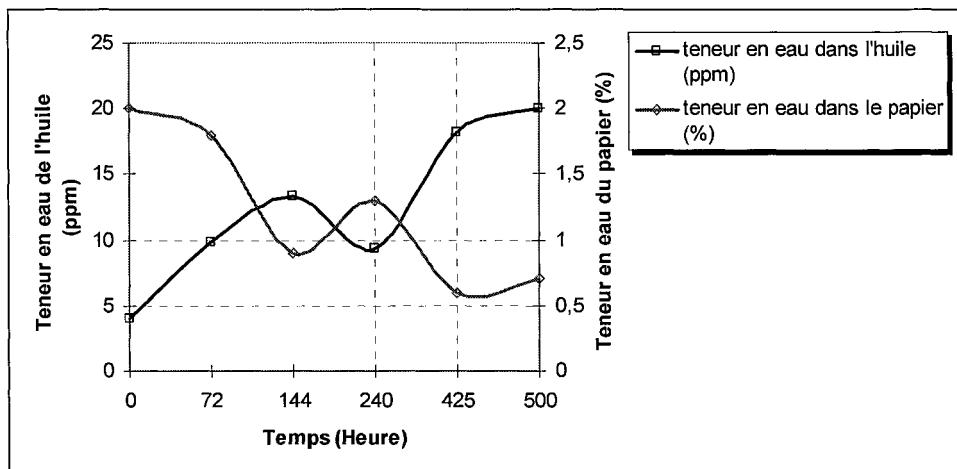


Figure 5-10: Échange de la teneur en eau entre le papier et l'huile

Les deux courbes passent par des minimums et des maximums, la teneur en eau dans l'huile augmente et passe par un maximum à 144 heures qui correspond au premier minimum dans le papier (13 ppm dans l'huile et 0,9 % dans le papier). Un autre échange de la teneur en eau (papier ↔ huile) se produit à 240 heures (9,4 ppm dans l'huile et 1,3 % dans le papier). À partir de 425 heures, la teneur en eau dans l'huile augmente jusqu'à 20 ppm et elle diminue en même temps dans le papier jusqu'à 0,5%, pour atteindre une asymptote en fin de vieillissement. En effet, dans un premier temps, il s'établit un équilibre huile ↔ papier conduisant à l'augmentation de l'eau dans l'huile et à la diminution de ce dernier dans le papier, puis il s'établit un deuxième équilibre entre l'huile et l'air conduisant à la diminution de l'eau dans l'huile et à une augmentation dans le papier. Une

fois l'équilibre huile \leftrightarrow papier et huile \leftrightarrow air établi, l'augmentation de la teneur en eau dans l'huile est due à l'oxydation de l'huile et à la dépolymérisation du papier.

Comme la variation de $\tan \delta$ dépend de la conductivité des milieux selon l'équation 5-7, le facteur de dissipation est influencé par la teneur en eau contenue dans l'isolation.

D'après les résultats obtenus, une relation entre la teneur en eau dans le papier et le facteur de dissipation dans la zone de fréquence commençant par 450 Hz à 1 kHz peut être établie. La figure 5-11 ci-dessous montre les variations du facteur de dissipation à 1 kHz et la teneur en eau dans le papier imprégné d'huile en fonction de la durée de vieillissement.

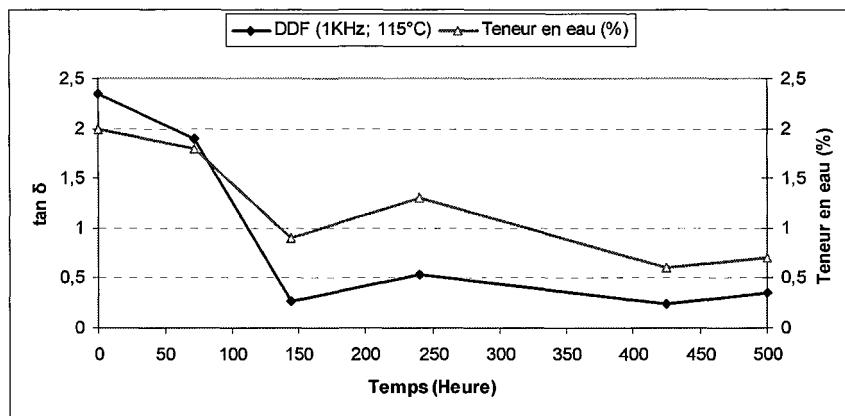


Figure 5-11: Variation de la teneur en eau et $\tan \delta$ dans le papier imprégné d'huile à 115°C

À partir de 144 heures, la teneur en eau dans le papier imprégné d'huile et le facteur de dissipation mesuré par le capteur varient de la même manière jusqu'à la fin du vieillissement.

5.3.2 Étude de la permittivité complexe

Les figures 5-12 et 5-13 présentent l'évolution de la permittivité complexe ϵ' et ϵ'' respectivement pour les différentes durées de vieillissement en fonction de la fréquence.

La mesure de la constante diélectrique ε' (figure 5-12) ne montre pas une évolution logique en fonction de la durée du vieillissement, ou encore en fonction des autres paramètres comme la teneur en eau, le degré de polymérisation dans le papier, la tension interfaciale et la turbidité pour l'huile. Par contre, d'après les résultats de la figure 5-13 les pertes diélectriques ε'' augmentent à basse fréquence. Cette augmentation est croissante sauf pour les pertes à 72 heures qui ont des valeurs très grandes par rapport aux autres.

Dervos C.T. *et al* [43] ont montré que la partie réelle ε' de la permittivité complexe augmente en fonction du vieillissement de l'huile. On peut cependant dire que pour un milieu inhomogène (papier imprégné d'huile), ce phénomène n'est pas observable, comme l'ont démontré les résultats de la figure 5-12.

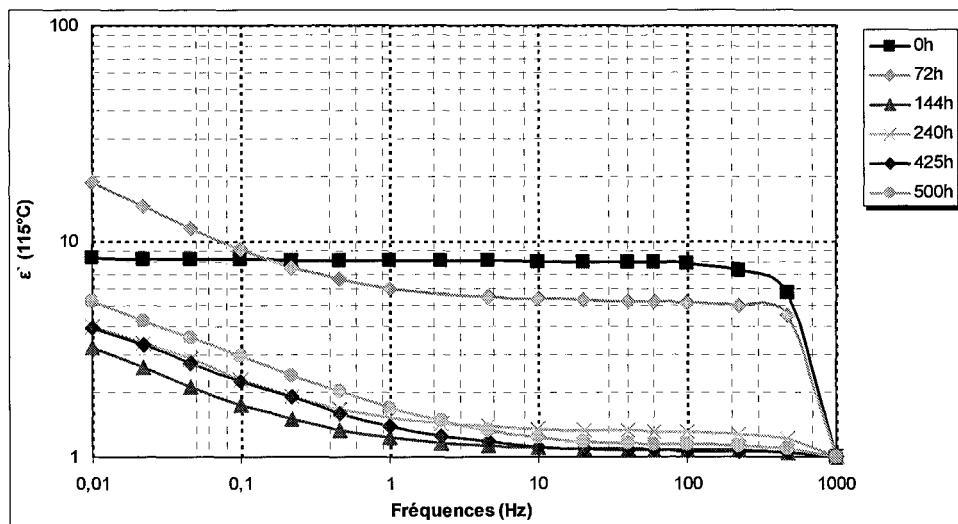


Figure 5-12: La réponse fréquentielle de la constante diélectrique

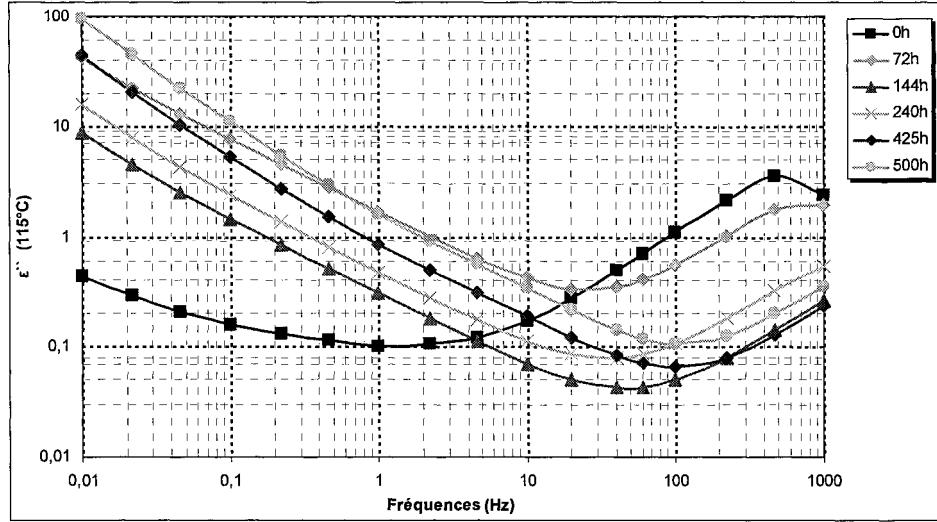


Figure 5-13: La réponse fréquentielle des pertes diélectriques

5.4 Modèle du système d'isolation huile/ papier pour l'analyse de la réponse diélectrique

Afin de bien comprendre la réponse diélectrique du système isolant de transformateur (huile/papier), ce dernier a été modélisé par un circuit équivalent. Ce circuit est basé essentiellement sur le modèle RC de Debye [51, 52, 53].

Dans un diélectrique, l'application du champ électrique produit des courants de polarisation (déplacement) où chaque groupe polaire peut avoir une configuration différente de celles des molécules voisines. Ainsi, le temps de réponse diffère d'un groupe à un autre [52]. Ce phénomène peut être modélisé par un enchaînement parallèle des branches composées de résistances en série avec des capacités comme présente dans la figure 5-14 [51, 52]. Les dipôles sont représentés par les branches R_i-C_i distribuées arbitrairement et où le temps de réponse de chaque dipôle est donné par $\tau_i = R_i C_i$. Avec le courant de

polarisation, il y a aussi le courant de conduction qui se produit dans l'isolation en présence du champ électrique, ce courant étant dû à la résistance de l'isolation qui est représentée par la résistance R_0 à la figure 5-14. C_0 représente la capacité géométrique du système isolant.

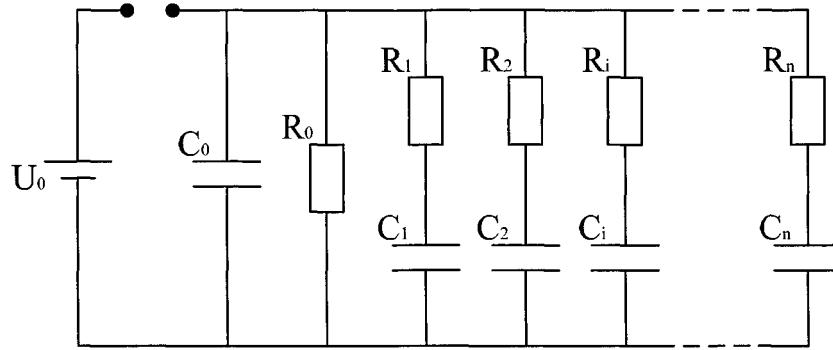


Figure 5-14: Circuit équivalent pour modéliser un système isolant huile/ papier

5.4.1 Résultats du modèle de système d'isolation huile/ papier (Debye)

Les paramètres du circuit équivalent sont obtenus par un calcul d'optimisation non linéaire avec un code MATLAB en exploitant les données de l'impédance (amplitude et phase) calculée par IDA200. Ce code a été développé auparavant au sein de la chaire ISOLIME [51].

Le nombre de branches étant dépendant de la nature du courant de dépolariation [52], dans ce travail une seule branche a donné un bon ajustement de courbe avec moins d'erreurs.

La réponse en fréquence d'un système électrique est déterminée par l'analyse du module (amplitude) et de la phase de la fonction de transfert du circuit, comme le montre la figure 5-15 qui représente l'interface du code Matlab utilisé. À partir de la réponse fréquentielle de l'impédance Z obtenue d'IDA 200, les valeurs de la résistance R_0 et la

capacitance C_0 avec le code, sont estimées. Cette estimation permet d'obtenir une réponse fréquentielle de même allure que celle obtenue à partir d'IDA 200. Afin d'optimiser deux réponses fréquentielles, une branche de résistance en série avec une capacité (R_I-C_I) est ajoutée.

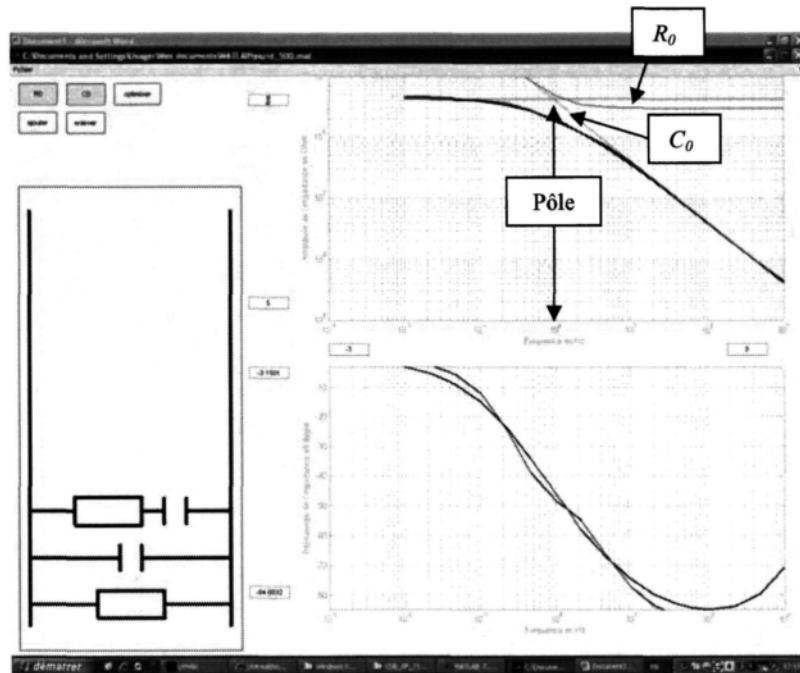


Figure 5-15: Interface graphique du code développé [51]

À basse fréquence ($f \rightarrow 0$), le condensateur se comporte comme un circuit ouvert. En revanche, à hautes fréquences, le condensateur se comporte comme un court-circuit tel que constaté sur l'évolution de l'amplitude de l'impédance dans la figure 5-15.

Les pôles sont les racines du dénominateur d'une fonction de transfert. Elles déterminent la stabilité d'un système ainsi que ses performances. Comme le système est de premier ordre, on peut calculer les pôles à l'aide de la formule suivante :

$$P = \frac{1}{R_0 C_0} \quad (5.8)$$

5.4.2 Étude des pôles

Comme mentionné dans l'introduction de ce chapitre, cette section est consacrée à l'étude des pôles de la réponse fréquentielle du modèle de système d'isolation huile/ papier pour évaluer l'état de l'isolation solide.

Les pôles sont certainement l'une des premières notions les plus importantes à saisir. Ce sont eux qui déterminent la stabilité, la rapidité et la dynamique d'un système. Donc ils caractérisent un système dans son intégralité.

La dégradation du papier cellulose provoque l'augmentation des pôles. Cet accroissement est causé par les variations de la résistance et de la capacité géométrique. La dégradation du papier imprégné d'huile au cours du temps par effet thermique et en présence d'oxygène provoque la création des charges libres qui circulent dans l'isolation en diminuant la résistance (R_0) de celle-ci (voir figure 5-16). La capacité géométrique (C_0) quant à elle ne montre pas une variation considérable en fonction du vieillissement (figure 5-17). Ces résultats de résistance et de capacité sont en accord avec les résultats de Saha *et al* [53].

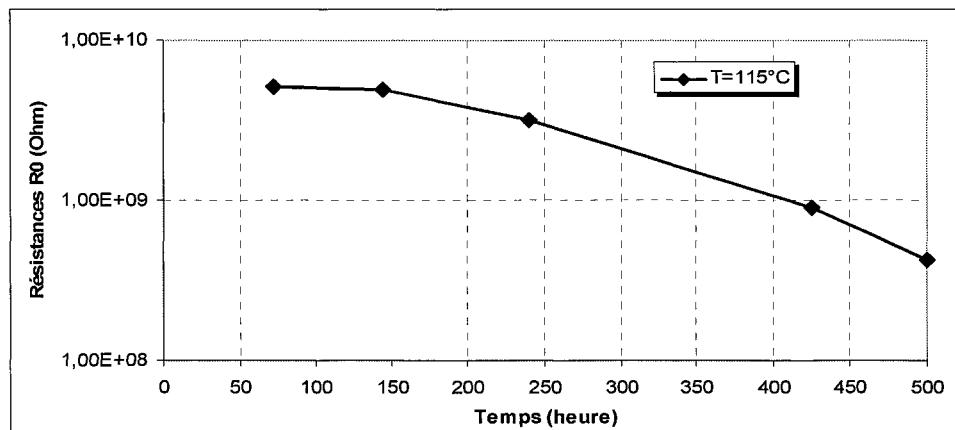


Figure 5-16: Variation de la résistance R_0 en fonction du temps de vieillissement

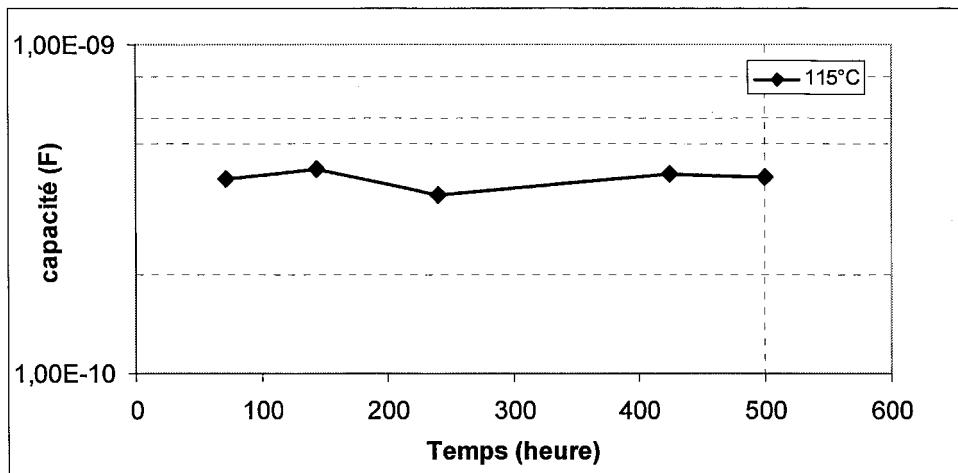


Figure 5-17: Variation de la capacité C_0 en fonction du temps de vieillissement

Les valeurs de R_i-C_i ont été estimées à chaque durée de vieillissement et, par conséquent, les pôles de la réponse fréquentielle ont été calculés. La figure 5-18 montre l'évolution des pôles calculée à partir de R_0-C_0 , obtenus à l'aide de la formule 5.8.

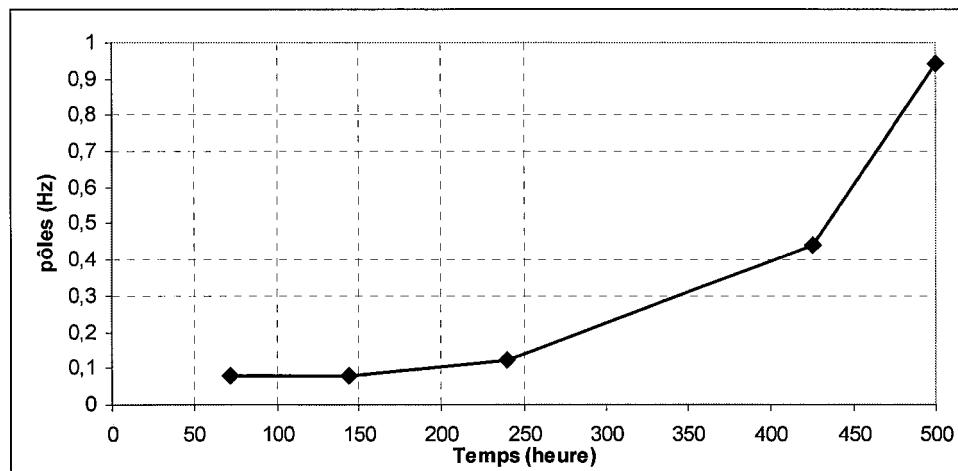


Figure 5-18: Évolution de pôles au cours du vieillissement

Comme la résistance et la capacité dépendent de la géométrie de l'isolation, les pôles se caractérisent par leur indépendance géométrique comme le montre les calculs suivants :

$$\begin{cases} R = \rho \frac{L}{S} \\ C = \epsilon_0 \epsilon_r \frac{S}{L} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} P = \frac{1}{RC} \\ P = \frac{1}{\rho \epsilon_0 \epsilon_r} \end{cases} \quad (5.9)$$

où S et L représentent respectivement la section et la distance entre les électrodes, et ρ la résistivité.

5.4.3 Évaluation de la dégradation du papier cellulose

Comme on peut le constater sur la figure 5-19, il existe un profil de dépolymérisation du papier en fonction de la durée du vieillissement.

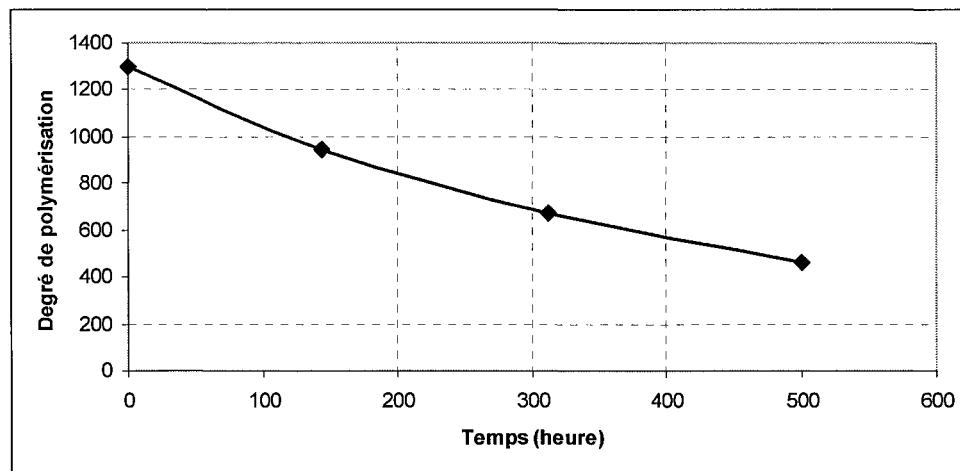


Figure 5-19: Évolution du degré de polymérisation du papier au cours du vieillissement à 115°C

Cependant, il a été démontré qu'il y a une augmentation des valeurs de pôles en fonction de la durée du vieillissement, d'après les résultats de la figure 5-17. Par conséquent, il serait intéressant d'exprimer ces valeurs en fonction du degré de polymérisation moyen. L'évolution du degré de polymérisation en fonction des pôles mesurés à partir du modèle équivalent au système isolant à 115°C est illustrée par la figure 5-20. D'après cette figure, il est possible de constater que la dégradation du papier cellulose résultant de la rupture des chaînes de cellulose et donc de la diminution de degré de polymérisation moyen est accompagnée d'une augmentation de la valeur des pôles obtenue à partir de la réponse fréquentielle.

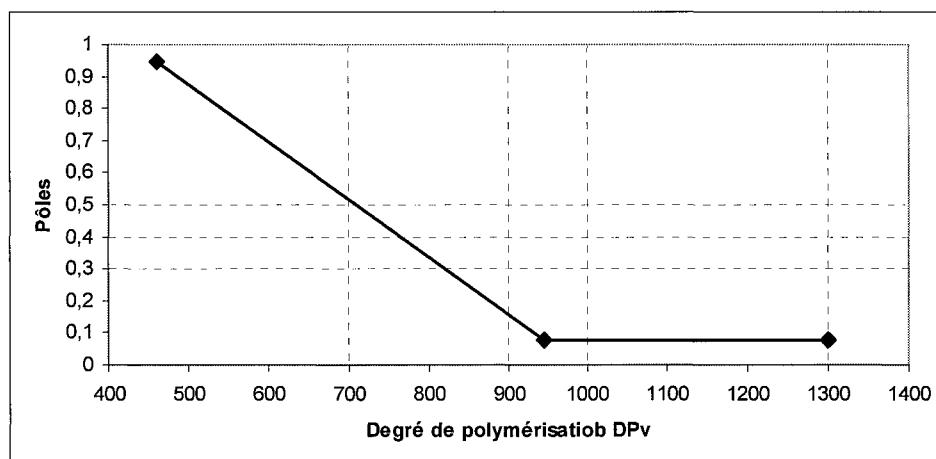


Figure 5-20: Variation du degré de polymérisation du papier en fonction des pôles

La figure 5-21, présente une corrélation entre les différents paramètres calculés (C_0 , R_0 , DP_v , pôles) ci-dessus. Cette comparaison permet d'avoir des informations sur la sensibilité à la détection des contraintes de dégradation.

Tous les résultats ont été tracés sur le même graphique afin d'avoir une bonne comparaison. En effet, les paramètres sont exprimés en valeur par unité qui représente le rapport entre la valeur réelle et la valeur de base de la même quantité. Ici, les valeurs de base ou de référence sont les valeurs des échantillons à l'état neuf (avant le vieillissement).

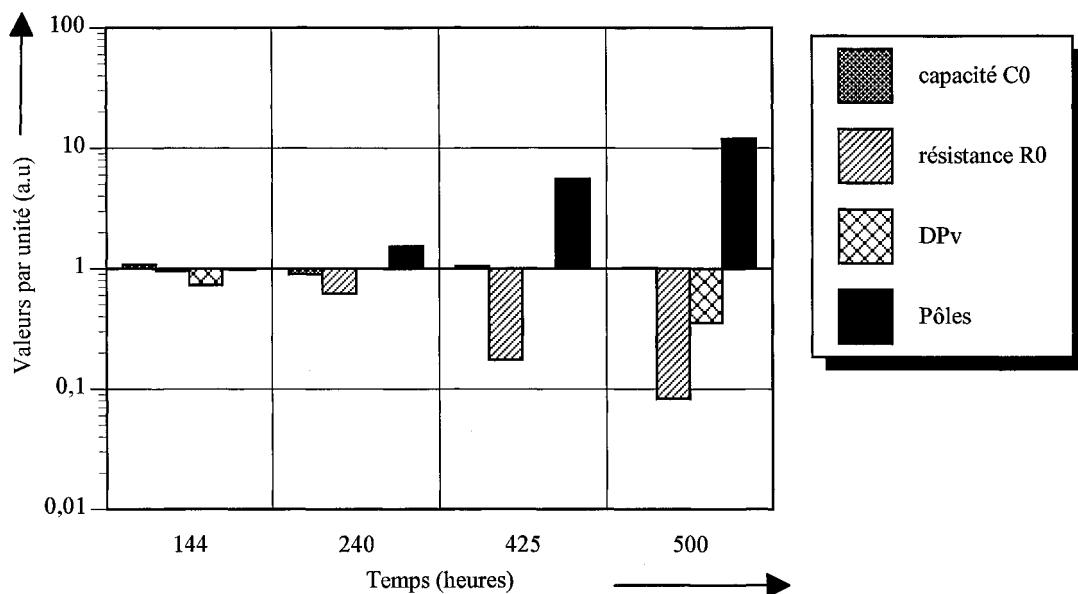


Figure 5-21: Corrélation entre les différents paramètres

Cette figure montre bien l'impact du vieillissement thermique: celui-ci dégrade la qualité de l'isolation solide par la diminution de DP_v . Le rapport de la valeur mesurée par rapport à la valeur de base au cours du temps est beaucoup plus grand pour les pôles et les résistances R_0 par rapport à la capacité C_0 . Ceci nous amène à conclure que les pôles et la résistance R_0 sont plus sensibles aux phénomènes de dégradation au cours du temps.

5.5 Estimation des pôles à partir des résultats obtenus par IDA 200

Dans la figure 5-22 qui représente les valeurs de module de l'impédance complexe en fonction des fréquences, il est possible de constater qu'à partir de 144 heures jusqu'à 500 heures, il y a un effet capacitif (à partir de 1Hz jusqu'à 1kHz) dominant. En revanche, à basse fréquence, un effet résistif peut être observé, sauf que pour celle de 0 heure, dont l'effet résistif n'est pas claire parce que les pertes sont très petites (papier/huile neufs). Autant pour 0 heure que pour 72 heures, un effet résistif à haute fréquence est à noter en raison des valeurs de la teneur en eau qui sont plus élevées pendant ces deux moments comme le montre le tableau 5-2.

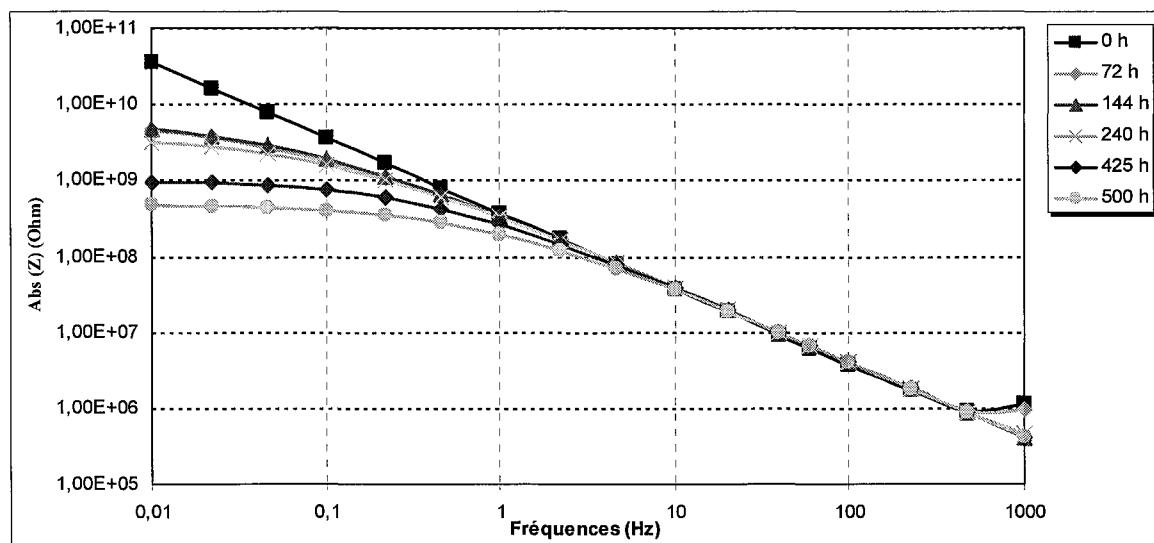


Figure 5-22: Module de l'impédance équivalent en fonction des fréquences

Afin d'estimer les valeurs des pôles à partir des valeurs des résistances et des capacités calculées par IDA à chaque point de fréquence, il a fallu prendre les valeurs pour lesquelles les résistances et les capacités restent stables en fonction de la fréquence. Les courbes de

l'impédance absolues montrent que toutes les résistances se stabilisent à partir de 0,1 Hz en descendant vers 0,01 Hz. Cependant, les valeurs des capacités sont plus stables dans la gamme de fréquence de 10 à 100 Hz.

Pour chaque durée de vieillissement, les valeurs de la résistance parallèle R_p à 0,01 Hz et de la capacité C_p à 40 Hz étaient prises. Les pôles pour ces valeurs sont calculés d'après l'équation (5-8). La figure 5-23 présente les deux courbes des pôles calculées par la méthode du modèle de Debye et les valeurs de pôles obtenues à partir d'IDA 200.

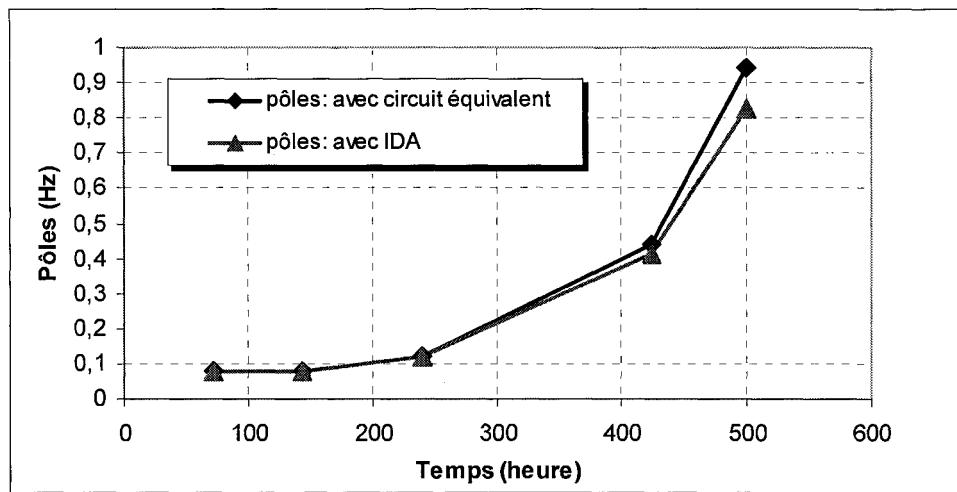


Figure 5-23: Pôles calculés à partir du circuit équivalent (modèle de Debye) et des résultats de IDA

Les deux courbes ont quasiment la même tendance, ce qui prouve que l'estimation de pôles peut être obtenue directement à partir des résultats de la réponse diélectrique dans le domaine fréquentiel (IDA 200) sans recours au modèle équivalent de Debye.

5.6 Comparaison entre les différentes techniques de diagnostic

La décomposition du papier cellulose et de l'huile génère des boues et des produits dissous. Plusieurs méthodes de diagnostic ont été développées pour détecter la production de ces produits de décomposition (§ Chapitre 3). Dans ce contexte, une corrélation entre les différentes techniques permet d'avoir des informations sur la sensibilité à la détection des contraintes de dégradation.

5.6.1 Description des techniques utilisées

Comme le montre l'organigramme de la figure 5-6, lors du prélèvement de l'échantillon huile/papier, des analyses chimiques ont été faites sur chaque échantillon. Les techniques utilisées dans cette étude et les standards ASTM correspondantes à chaque technique sont présentés dans le tableau 5-1.

5.6.2 Résultats et discussion de la corrélation entre les différentes techniques

La figure 5-24 représente la corrélation entre les différentes techniques citées ci-dessus, appliquées sur des échantillons prélevés à côté du capteur. Tous les résultats ont été tracés sur le même graphique afin d'avoir une bonne comparaison. En effet, les paramètres sont exprimés en valeur par unité qui représente le rapport entre la valeur réelle et la valeur de base de la même quantité. Ici, les valeurs de base ou de référence sont les valeurs des échantillons à l'état neuf (avant le vieillissement).

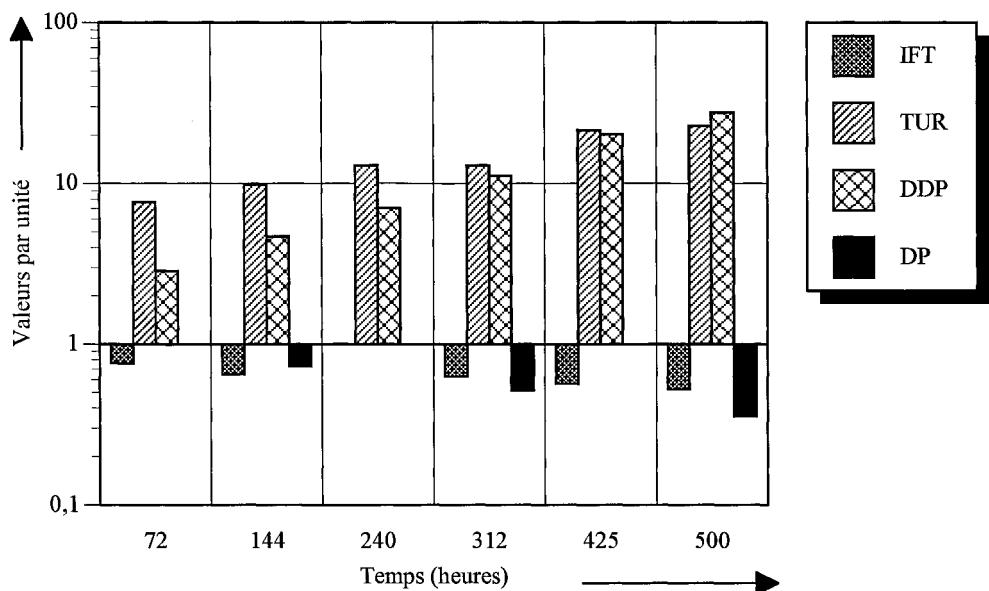


Figure 5-24: Corrélation entre les différentes techniques

À partir de cette figure, il est possible de voir les mesures de la turbidité et de la surface de DDP dans un côté et, l'IFT et DP dans l'autre côté en fonction de la durée du vieillissement. Cette figure montre bien l'impact du vieillissement thermique: celui-ci dégrade vraiment la qualité de l'isolation solide par la diminution de DP. On constate aussi que l'huile isolante autour du capteur a été contaminée (augmentation de turbidité et DDP et, diminution de IFT). Le rapport entre la valeur mesurée et la valeur de base est beaucoup plus grand pour la turbidité et le DDP comparé aux valeurs d'IFT et de DP. Ce qui nous amène à dire que la turbidité et le DDP sont plus sensibles aux phénomènes de dégradation au cours du temps.

On remarque aussi que, malgré la présence des produits solubles et insolubles avec des quantités élevées, l'IFT n'est affectée que par des petites variations dues à l'absorption des impuretés par la surface du papier cellulose, provoquant un début de défaillance électrique.

Cependant, cette période de début de dégradation peut ne pas être observée par l'évaluation de l'isolation par IFT.

La combinaison entre ces tests chimiques sur le système huile/papier nous montre l'efficacité de ces techniques utiles pour suivre pas en pas la dégradation de l'isolation.

5.7 Conclusion

Ce chapitre a permis d'étudier la faisabilité de l'utilisation d'un capteur capacitif pour le contrôle et la surveillance en ligne des transformateurs de puissance, ce qui nous a semblé fiable et prometteur.

Avec un tel capteur, la mesure du facteur de dissipation $\tan \delta$ à basse fréquence pourrait donner une information dynamique sur l'état de vieillissement et/ou le taux d'humidité de l'isolation solide imprégnée. Le capteur peut être utile pour estimer la teneur en eau dans le papier cellulose.

L'étude des pôles de la réponse fréquentielle semble intéressante comme paramètre d'évaluation pour le système d'isolation huile/ papier. Cette mesure est indépendante de la géométrie de l'isolant. Des faibles valeurs de pôles indiquent une bonne isolation, tandis que de grandes valeurs indiquent la dégradation de l'isolation.

La corrélation entre les techniques de diagnostic, montre que les techniques d'analyse spectrales (turbidité et spectrophotométrie) sont plus sensibles au vieillissement de l'isolation liquide au cours du temps comparativement aux techniques traditionnelles.

CHAPITRE 6

CONCLUSIONS GÉNÉRALES ET RECOMMANDATIONS

CHAPITRE 6

CONCLUSIONS GÉNÉRALES ET RECOMMANDATIONS

6.1 Conclusions

Le travail, qui a fait l'objet de ce mémoire, avait pour objectif de développer et/ou d'explorer de nouvelles techniques ou outils d'aide à la décision permettant un diagnostic précis de l'isolation des transformateurs de puissance en vue de prolonger leur durée de vie.

Les travaux ont consisté à :

- 1- Étudier de nouvelles techniques de déshydratation et de préservation de l'huile des conservateurs dans les transformateurs de puissance;
- 2- Étudier la faisabilité d'un capteur pour le contrôle et la surveillance des transformateurs de puissance en ligne;
- 3- Étudier l'évolution des pôles de la réponse en fréquence comme paramètre d'évaluation de l'état de l'isolation solide;
- 4- Comparer l'efficacité de différentes techniques de diagnostic utilisées dans ce travail, en termes de sensibilité à la détection précise de la dégradation de l'isolation.

Concernant l'étude des nouvelles techniques de préservation de l'huile dans les conservateurs des transformateurs de puissance, deux types de systèmes de préservation ont été étudiés.

Le premier type consistait en une étude sur site des transformateurs à respiration libre qui utilisent l'azote inerte pour empêcher le contact de l'huile avec l'air au niveau du conservateur. Cette étude a été réalisée sur la base d'échantillons d'huile provenant des transformateurs respirants qui utilisent ce nouveau système de préservation. Elle avait pour objectif d'évaluer la capacité d'un tel système à arrêter ou à réduire le processus de la décomposition de l'isolation huile/ papier par l'effet de l'oxydation au cours du temps. À cette effet plusieurs techniques de diagnostic afin d'évaluer l'huile du conservateur ainsi que l'huile dans la cuve du transformateur ont été utilisés. Nous en résumons ci-dessous les résultats :

- au cours du temps, il y avait une diminution de la concentration de l'oxygène dissous dans l'huile du conservateur ainsi que de l'huile prise au niveau de la cuve,
- comme prévu, la diminution de la concentration de l'oxygène était plus rapide dans le conservateur où le contact de l'huile est direct avec l'azote que dans l'huile de la cuve,
- les concentrations du dioxyde de carbone et de l'oxygène ont diminués. Cependant, des petites variations dans les concentrations de l'hydrogène, méthane, monoxyde de carbone, éthane, éthylène et l'acétylène ont été constatés,
- les tests électriques et chimiques utilisés pour analyser l'état de l'huile des transformateurs montrent une légère variation dans le nombre d'acidité (TAN), la turbidité et les produits dissous (DDP).

L'impact de l'azote sur la déshumidification de l'huile a aussi été étudié. Les résultats obtenus à partir de cette étude, ont montré que la teneur en eau dans les huiles testées avec le titrage coulométrique de Karl Fisher a été diminuée rapidement pour une huile minérale ou synthétique. Pendant 24 heures, la teneur en eau a diminué d'une valeur approximative de 40 ppm à 5 ppm pour l'huile minérale et de 90 à 6 ppm pour l'huile synthétique.

Un nouveau système de préservation de l'huile à diaphragme a aussi été étudié. Ce diaphragme a été conçu pour être exploité pour les conservateurs de type parallélépipède. Dans cette expérience, deux conservateurs contenant de l'huile ont été réalisés, l'un avec diaphragme et l'autre sans diaphragme. Ces conservateurs ont été soumis à un vieillissement en simulant en même temps les conditions de fonctionnement dans les transformateurs de puissance. L'analyse des deux huiles (avec et sans diaphragme) nous permettent de conclure que :

- pendant la durée de vieillissement, le diaphragme garde l'huile dans son état sec (pas d'absorption d'humidité),
- les concentrations des gaz dissous ont été diminuées dans l'huile avec diaphragme.

Par contre, une augmentation de ces gaz dans l'huile sans diaphragme a été constatée.

Le cinquième chapitre s'est focalisé sur l'étude de faisabilité d'un capteur capacitif pour l'analyse de vieillissement du papier. Dans ce contexte, un capteur capacitif dont l'isolant utilisé est le même papier cellulose, utilisé comme diélectrique solide dans le transformateur, a été fabriqué. Cette analyse s'est basée sur la mesure des paramètres diélectriques : permittivité et facteur de dissipation ($\tan \delta$). Le capteur a été soumis à un

vieillissement accéléré pendant 500 heures. La réponse diélectrique du capteur a été analysée à différentes durées de vieillissement au moyen de l'analyseur de la réponse fréquentielle (IDA 200). Dans ce même chapitre, les pôles de la réponse fréquentielle comme nouveau paramètre d'évaluation de l'état de l'isolation solide ont été étudiés. Ce paramètre qui se caractérise par son indépendance de la géométrie de l'isolation donne une bonne information sur l'état de dégradation de l'isolation solide. Nous avons élaboré une comparaison entre les différentes techniques de diagnostic utilisées dans ce travail. Il ressort de cette étude que :

- *la mesure du facteur de dissipation $\tan \delta$ à basse fréquence pourrait donner une information dynamique sur l'état de vieillissement de l'isolation solide imprégnée,*
- *le capteur peut être utile pour estimer la teneur en eau dans le papier cellulose à haute fréquence (par exemple 1 kHz),*
- *à basse fréquence, le facteur de dissipation renseigne mieux sur l'état de vieillissement du papier imprégné,*
- *l'étude de la permittivité complexe ne donne pas une information sur l'état de dégradation du papier imprégné d'huile,*
- *de petites valeurs de pôles indiquent une bonne isolation alors que de grandes valeurs de pôles indiquent une dégradation de l'isolation solide,*
- *la corrélation entre les techniques de diagnostic montre que les techniques d'analyse spectrales (turbidité et spectrophotométrie) sont plus sensibles au vieillissement de l'isolation liquide au cours du temps comparativement aux techniques traditionnelles.*

En conclusion, les résultats précédents s'accordent à dire que le système de préservation de l'huile avec l'azote pour les transformateurs à respiration libre contribue efficacement à la prolongation de la durée de vie des transformateurs en diminuant considérablement l'humidité et l'oxygène contenus dans l'huile. Le système à diaphragme contribue également à maintenir l'humidité presque constante dans le conservateur en permettant ainsi au gaz non dissous de s'échapper en dehors du conservateur.

L'étude de la faisabilité de l'utilisation d'un capteur capacitif pour le contrôle et la surveillance en ligne des transformateurs de puissance, semble être fiable et prometteuse.

Un tel projet présente un intérêt évident pour les exploitants de réseaux électriques qui disposeraient ainsi d'un outil approprié pour le diagnostic et/ou la surveillance en service des transformateurs et la planification de leurs investissements, dans le cadre du renouvellement des équipements existants. Les résultats découlant des travaux de recherche pourraient ainsi permettre de relever de manière innovatrice le niveau de fiabilité de l'approvisionnement d'électricité, d'accroître la sécurité de l'alimentation ou de distribution de l'électricité aux utilisateurs. En effet, si on peut prévoir les pannes, il devient possible de les éviter!

6.2 Recommandations

Au cours de cette étude, nous avons rencontré quelques difficultés, principalement au niveau de la mesure et de la réalisation. La température de vieillissement utilisée pour le système de préservation d'huile à diaphragme étant limitée à 70°C, elle ne permettait pas d'avoir une bonne évolution des paramètres d'évaluation de l'état de l'huile. En effet lorsqu'on augmente la température de vieillissement à 80°C, d'abord l'huile se dilate plus, ensuite elle sort à travers l'espace désigné pour l'échappement des gaz de défaut, enfin elle se reverse au-dessus du diaphragme. Pour pouvoir augmenter la température et donc avoir un vieillissement plus accéléré, nous recommandons la construction d'un diaphragme adéquat pour empêcher l'huile de se verser au-dessus en augmentant la hauteur des parois du diaphragme avec une forme d'arc par exemple.

L'étude de faisabilité d'un capteur capacitif pour évaluer l'état de l'isolation solide dans les transformateurs de puissance paraît prometteuse. Il sera donc intéressant de réaliser des investigations à très basses fréquences et d'intégrer plusieurs échantillons avec un historique d'humidité et de vieillissement bien contrôlé. Le choix de l'emplacement du capteur devra aussi faire l'objet de recherche, suivi d'une démarche de conception et de la fabrication en tenant compte de l'emplacement choisi. Ensuite, il faudra procéder à la maîtrise quantitative des sources parasites pour une mesure en ligne et de l'influence des champs électrostatiques et électromagnétiques.

RÉFÉRENCES

- [1] CEI 505, *Guide pour l'évaluation et l'identification des systèmes d'isolation du matériel électrique.* 1975.
- [2] ASTM D117-2., *Standard guide for sampling, test methods, and specifications for electrical insulating oils of petroleum origin.* 2005.
- [3] Fournié, R., *les isolants en électrotechnique.* Essais Mécanisme de dégradation Applications industrielles. 1990.
- [4] Heathcote, M.J., *The J & P Transformer Book. A Practical Technology of the Power transformer,* ed. 12. 1998: Newnes.
- [5] ASTM D4243-99, *Standard Test Method for Measurement of Average Vescometric Degree of Polymerization of New and Aged Electrical Papers and Boards* 2004.
- [6] Berger, N., *Liquides isolants en électrotechnique.* Techniques de l'ingénieur. **D 2470.**
- [7] Rouse, T.O., *Mineral insulating oil in transformers.* IEEE Electrical Insulation Magazine, 1998. **14**(3): p. 6-16.
- [8] Du, Y., *Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems.* IEEE Electrical Insulation Magazine, 1999. **15**(1): p. 11-20.
- [9] Fofana, I., H. Borsi, and E. Gockenbach., *Fundamental investigations on some transformer liquids under various outdoor conditions.* IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2001. **8**(6): p. 1040-1047.
- [10] Lamp, W. and E. Spicar., *Rapport CIGRE.* 1978. **n°15-05.**
- [11] Emsley, A.M. and G.C. Stevens., *Kinetics and mechanisms of the low-temperature degradation of cellulose.* Cellulose, 1994. **1**(1): p. 26-56.
- [12] Bouaicha, A., I. Fofana, and M. Farzaneh., *Effect of oxygen on oil decay products formation.* in *2009 IEEE Electrical Insulation Conference, EIC 2009.* 2009.
- [13] Lamarre, C., J.P. Crine, and M. Duval. *influence of oxidation on the electrical properties of inhibited naphthenic and paraffinic transformer oils.* IEEE transactions on electrical insulation, 1987. **EI-22**(1): p. 57-62.
- [14] *Annual Book of ASTM Standards,* in *Electrical insulation and electronics.* 2005.

- [15] Saha, T.K., *Review of Modern Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2003. 10(5): p. 903-917.
- [16] Ward, B.H., *A survey of new techniques in insulation monitoring of power transformers*. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2001. 17(3): p. 16-23.
- [17] Suwanasri, T., et al. *Diagnostic techniques to evaluate internal condition of power transformer*. in *2009 6th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, ECTI-CON 2009*. 2009.
- [18] Menguy, C., *Mesure des caractéristiques des matériaux isolants solides*. Techniques de l'Ingénieur, 1997. D2310.
- [19] *Standard Test Methods for AC Loss Characteristics and Permittivity (Dielectric Constant) of Solid Electrical Insulation*. ASTM, 2004. D150: p. 1-20.
- [20] Van Bolhuis, J.P., E. Gulski, and J.J. Smit, *Monitoring and diagnostic of transformer solid insulation*. IEEE Transactions on Power Delivery, 2002. 17(2): p. 528-536.
- [21] Toureille, A., *Mesures électriques des matériaux diélectriques solides*. Techniques de l'Ingénieur, 2009. R1115.
- [22] Gubanski, S.M., et al., *Dielectric response methods for diagnostics of power transformers*. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2003. 19(3): p. 12-18.
- [23] Gafvert, U., et al. *Dielectric spectroscopy in time and frequency domain applied to diagnostics of power transformers*. in *Proceedings of the IEEE International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials*. 2000.
- [24] Maik Koch and S. Tenbohlen, *Diagnostics of Oil-Paper-Insulations Using Relaxation Currents*. Proceedings of the XIVth International Symposium on High Voltage Engineering, Tsinghua University, Beijing, China, 2005: p. 1-6.
- [25] Oommen, T.V. *On-line moisture sensing in transformers*. in *Proceedings of the Electrical/Electronics Insulation Conference*. 1991.
- [26] Gupta, B.K. *Direct determination of moisture in solid oil-paper insulation*. in *Conference Record of IEEE International Symposium on Electrical Insulation*. 1998.
- [27] Sanghi, R., *Chemistry Behind the Life of a Transformer*. RESONANCE, 2003: p. 17-23.

- [28] Limited, B.H.E., *Transformers*, ed. L. Bharat Heavy Electricals. 2005: New York ; Toronto : McGraw-Hill.
- [29] Sabau, J., *A new type of nitrogen blanketing system for freely breathing power transformers*. SAIT/CEA Technology Symposium, Calgary (Alberta), june 1998.
- [30] J. Fabre and A. Pichon, *Deteriorating processes and products of paper in oil. Application to transformers*. CIGRE, 1960. **paper 137**: p. 1-18.
- [31] I. Fofana and J. Sabau, *Application of Petroleum-based oil in Power Transformer*, in *In Natural Gas Research Progress*, N.S.P. Nathan David and Theo Michel, Inc., Editor. 2008. p. 23.
- [32] Ing. Altmann, *Comparison of hermetization methods of power transformers*. www.ars-altmann.com/en/.../Hermetization_of_power_transformers.pdf
- [33] Kerwin and A.S.T. J. Boser, *Power transformer design, construction and field*. Electricity Today 2003(Issue 4): p. 26-27.
- [34] United Sates Patent No. 7,208,874 B2 entitled “*Method and Apparatus for Decreasing Gassing and Decay of Insulating Oil in Transformers*”. Inventor: Ioan Sabau, Alberta, CA Assignee: IonsOil Canda Ltd. Calgary, CA.
- [35] *Standard Test Method for 2,6-di-tert-Butyl- p-Cresol and 2,6-di-tert-Butyl Phenol in Electrical Insulating Oil by Infrared Absorption*, ASTM: D2668-07
- [36] *Standard Test Method for Measurement of Turbidity in Mineral Insulating Oil of Petroleum Origin*. 2003, ASTM: D 6181.
- [37] *Test Method for Determination of the Relative Content of Dissolved Decay Products in Mineral Insulating Oils by Spectrophotometry*. 2002, ASTM: D 6802-02.
- [38] Ferguson, R., A. Lobeiras, and J. Sabau, *Suspended particles in the liquid insulation of aging power transformers*. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2002. **18**(4): p. 17-23.
- [39] E. Briosso, I. Fofana, B. Robertson and J. Sabau, *Enhancing the Maintenance of Transformer Oils to Diminish the Risk of Blackouts*. Energetica, December 2007. **Vol. 55**: p. 465-469.
- [40] Sabau, J., *Determination of solid suspensions in electrical insulating oils by turbidimetry*. SAIT/CEA Technology Symposium, Calgary (Alberta), June 1998: p. 11-12

- [41] Catalogue produits., *POLYTETRAFLUORETHYLENE (PTFE): TEFLON.* Disponible en ligne à: <http://www.novaplest.fr/catalogue/semi/TEFLON.html>.
- [42] Lewand, L.R., *THE ROLE OF CORROSIVE SULFUR IN TRANSFORMERS AND TRANSFORMER OIL*. Doble Engineering Company, USA, 2002.
- [43] Dervos, C.T., et al., *A complex permittivity based sensor for the electrical characterization of high-voltage transformer oils*. Sensors, 2005. **5**(4-5): p. 302-316.
- [44] Morgan, V.T., *Effects of frequency, temperature, compression, and air pressure on the dielectric properties of a multilayer stack of dry kraft paper*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 1998. **5**(1): p. 125-131.
- [45] Goetz, M.P. *Permittivity measurements of frequency dependent electronic materials*; Hewlett-packard Application Note 5964-1506E, CA,USA, 1995.
- [46] Bouaicha, A., I. Fofana, and M. Farzaneh. *Application of modern diagnostic techniques to assess the condition of oil and pressboard*. in *2008 IEEE International Conference on Dielectric Liquids, ICDL 2008*. 2008.
- [47] Fournié, R., *Les isolants en électrotechnique*. Concepts et théories. Vol. 63. 1986.
- [48] Linhjell, D., L. Lundgaard, and U. Gafvert, *Dielectric response of mineral oil impregnated cellulose and the impact of aging*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2007. **14**(1): p. 156-169.
- [49] Instruction Manual, *Test cell for solid insulants, Type 2914*. Tettex Instruments.
- [50] *Standard Test Method for Oxidative Aging of Electrical Insulating Petroleum Oils by Open-Beaker Method*. ASTM, 2004. **D1934-95**: p. 1-3.
- [51] Fofana, I., et al. *Low temperature and moisture effects on oil-paper insulation dielectric response in frequency domain*. in *2009 IEEE Electrical Insulation Conference, EIC 2009*. 2009.
- [52] Saha, T.K., P. Purkait, and F. Müller, *Deriving an equivalent circuit of transformers insulation for understanding the dielectric response measurements*. IEEE Transactions on Power Delivery, 2005. **20**(1): p. 149-157.
- [53] Saha, T.K. and P. Purkait, *Investigations of temperature effects on the dielectric response measurements of transformer oil-paper insulation system*. IEEE Transactions on Power Delivery, 2008. **23**(1): p. 252-260.

ANNEXES

ANNEXE 1

Description de la méthode de mesure du degré de polymérisation moyen viscosimétrique (DP_v)

Le principe de la méthode est décrit dans la norme ASTM D 4243

Préparation du papier imprégné

Le papier imprégné d'huile est préalablement dégraissé à l'hexane au Soxhlet, puis conservé au dessiccateur à température ambiante.

Dissolution du papier

Une masse de papier (25 mg) est découpée en petits morceaux de 1 à 2 mm² avec des ciseaux et en portant des gants pour ne pas toucher le papier, puis mise dans un erlenmeyer contenant 22,5 ml d'eau distillée. On laisse mouiller le papier pendant 30 minutes. Après quoi, on ajoute 22,5 ml de Cupriéthylènediamine 1 N. Le volume d'air au dessus de la solution est chassé grâce à un courant d'azote. L'rlenmeyer est fermé hermétiquement puis mis en agitation pendant 18 heures sur un agitateur (250 oscillations/min). Après les 18 heures de dissolution, on laisse décanter la solution pendant 1 heure.

Mesure de la viscosité

Elle est effectuée à l'aide d'un viscosimètre de type cellulose (Cannon-Fenske Routine), de constante C comprise entre 0,0001 et 0,00013 Stokes/ seconde, dans un bain thermostaté à $20 \pm 0,1$ °C.

Détermination du DP_v

Le DP_v est calculé à partir de la relation :

$$\eta = k \cdot DP_v^\alpha$$

Où k et α sont des constantes caractéristiques du système polymère-solvant.

Pour le système papier-Cupriéthylènediamine : $k=7,5 \cdot 10^{-3}$ et $\alpha=1$.

La viscosité intrinsèque η est obtenue à partir de la viscosité spécifique η_s par la formule empirique donnée par Martin :

$$\eta_s = \eta \cdot c \cdot 10^{k \cdot \eta \cdot c}$$

Avec

$$\eta_s = \frac{\text{temps d'écoulement de la solution de papier} - \text{temps d'écoulement du solvant}}{\text{temps d'écoulement solvant}}$$

$$c = \frac{(\text{masse de papier}) \times 100}{45} \times \frac{1}{1+H}$$

H = la teneur en eau dans le papier

ANNEXE 2

Résultats de l'étude du capteur

- Résultats des tests physico-chimiques

Temps (heures)	TUR (NTU)	DDP (Surface)	Teneur en eau dans l'huile (ppm)	Teneur en eau dans le papier (%)	IFT (dynes/cm)	DP _v
0	0,74	8,86	4	2	31,6	--
72	5,65	25,31	9,8	1,8	23,9	1300
144	7,26	41,55	13,3	0,9	20,5	945
240	9,56	62,26	9,4	1,3	--	--
312	9,6	98,99	11,7	1,2	19,9	--
425	15,8	178,15	18,2	0,6	17,9	--
500	16,8	244,75	20	0,7	16,5	462

- Résultats des tests électriques

Résultats obtenus à partir d'IDA 200

1. Paramètres diélectriques pour huile neuve

Fréquence (Hz)	ϵ'	ϵ''	C _p (F)	R _p (Ω)	Abs(Z)	Arg(Z)	$\tan \delta$
1000	1	2,3513	5,43E-11	1,25E+06	1,15E+06	-0,40212	2,3513
470,59	5,7243	3,5307	3,11E-10	1,76E+06	9,26E+05	-1,0181	0,6168
222,22	7,3238	2,1553	3,98E-10	6,12E+06	1,73E+06	-1,2846	0,29429
100	7,834	1,0856	4,26E-10	2,70E+07	3,70E+06	-1,4331	0,13858
60,15	7,9368	0,69668	4,31E-10	6,99E+07	6,11E+06	-1,4832	0,087779
40	7,977	0,4939	4,33E-10	1,48E+08	9,16E+06	-1,509	0,061915
20	8,0145	0,27581	4,35E-10	5,31E+08	1,83E+07	-1,5364	0,034414
10	8,0363	0,17323	4,37E-10	1,69E+09	3,64E+07	-1,5492	0,021556
4,6003	8,054	0,12234	4,38E-10	5,21E+09	7,91E+07	-1,5556	0,01519
2,2002	8,0686	0,10507	4,38E-10	1,27E+10	1,65E+08	-1,5578	0,013022
1	8,0878	0,10194	4,39E-10	2,87E+10	3,62E+08	-1,5582	0,012605
0,46001	8,1155	0,11503	4,41E-10	5,54E+10	7,85E+08	-1,5566	0,014174
0,22	8,1467	0,12978	4,43E-10	1,03E+11	1,63E+09	-1,5549	0,01593
0,1	8,1835	0,15671	4,45E-10	1,87E+11	3,58E+09	-1,5516	0,01915
0,046	8,2297	0,20682	4,47E-10	3,08E+11	7,74E+09	-1,5457	0,02513
0,022	8,2822	0,28949	4,50E-10	4,60E+11	1,61E+10	-1,5359	0,034953
0,0099999	8,3672	0,43039	4,55E-10	6,81E+11	3,50E+10	-1,5194	0,051438

2. paramètres diélectriques après 72 heures de vieillissement

Fréquence (Hz)	ϵ'	ϵ''	C _p (F)	R _p (Ω)	Abs(Z)	Arg(Z)	$\tan \delta$
1000	1	1,8939	7,68E-11	1,09E+06	9,67E+05	-0,4858	1,8939
470,59	4,5116	1,7484	3,47E-10	2,52E+06	9,10E+05	-1,2011	0,38754
222,22	5,0045	1,0251	3,85E-10	9,09E+06	1,82E+06	-1,3688	0,20484
100	5,1835	0,55627	3,98E-10	3,72E+07	3,97E+06	-1,4639	0,10731
60,15	5,2338	0,40829	4,02E-10	8,43E+07	6,56E+06	-1,4929	0,07801
40	5,2646	0,34747	4,05E-10	1,49E+08	9,81E+06	-1,5049	0,066
20	5,3161	0,33626	4,09E-10	3,08E+08	1,94E+07	-1,5076	0,063254
10	5,3846	0,41825	4,14E-10	4,95E+08	3,83E+07	-1,4933	0,077676
4,6003	5,5059	0,63565	4,23E-10	7,08E+08	8,12E+07	-1,4559	0,11545
2,2002	5,6999	1,0053	4,38E-10	9,36E+08	1,63E+08	-1,3962	0,17637
1	6,0378	1,6728	4,64E-10	1,24E+09	3,31E+08	-1,3005	0,27706
0,46001	6,6597	2,7749	5,12E-10	1,62E+09	6,24E+08	-1,176	0,41667
0,22	7,5827	4,5312	5,83E-10	2,08E+09	1,07E+09	-1,0322	0,59757
0,1	9,1177	7,6593	7,01E-10	2,70E+09	1,74E+09	-0,87211	0,84005
0,046	11,416	13,018	8,77E-10	3,46E+09	2,60E+09	-0,71991	1,1404
0,022	14,616	22,241	1,12E-09	4,23E+09	3,54E+09	-0,58138	1,5218
0,0099999	18,622	41,449	1,43E-09	5,00E+09	4,56E+09	-0,42225	2,2258

3. paramètres diélectriques après 144 heures de vieillissement

Fréquence (Hz)	ϵ'	ϵ''	C _p (F)	R _p (Ω)	Abs(Z)	Arg(Z)	$\tan \delta$
1000	1	0,26234	3,74E-10	1,62E+06	4,12E+05	-1,3142	0,26234
470,59	1,0537	0,14154	3,94E-10	6,39E+06	8,51E+05	-1,4373	0,13433
222,22	1,0709	0,079573	4,00E-10	2,41E+07	1,78E+06	-1,4966	0,074305
100	1,0799	0,050727	4,04E-10	8,39E+07	3,94E+06	-1,5239	0,046972
60,15	1,085	0,043513	4,06E-10	1,63E+08	6,52E+06	-1,5307	0,040103
40	1,0894	0,04325	4,07E-10	2,46E+08	9,76E+06	-1,5311	0,0397
20	1,0985	0,050575	4,11E-10	4,21E+08	1,94E+07	-1,5248	0,046042
10	1,111	0,070134	4,15E-10	6,07E+08	3,82E+07	-1,5078	0,063128
4,6003	1,1326	0,11146	4,23E-10	8,30E+08	8,13E+07	-1,4727	0,09841
2,2002	1,166	0,17996	4,36E-10	1,08E+09	1,64E+08	-1,4177	0,15433
1	1,2266	0,30411	4,59E-10	1,40E+09	3,37E+08	-1,3278	0,24792
0,46001	1,3292	0,51148	4,97E-10	1,81E+09	6,50E+08	-1,2035	0,38481
0,22	1,4979	0,84096	5,60E-10	2,30E+09	1,13E+09	-1,0592	0,56144
0,1	1,7435	1,4471	6,52E-10	2,94E+09	1,88E+09	-0,87804	0,82999
0,046	2,1147	2,5295	7,91E-10	3,66E+09	2,81E+09	-0,69633	1,1961
0,022	2,6037	4,4631	9,73E-10	4,34E+09	3,75E+09	-0,52812	1,7141
0,0099999	3,2105	8,6283	1,20E-09	4,93E+09	4,62E+09	-0,35621	2,6875

4. paramètres diélectriques après 240 heures de vieillissement

Fréquence (Hz)	ϵ'	ϵ''	C _p (F)	R _p (Ω)	Abs(Z)	Arg(Z)	$\tan \delta$
1000	1	0,53983	3,09E-10	9,54E+05	4,53E+05	-1,0758	0,53983
470,59	1,2093	0,32694	3,74E-10	3,35E+06	8,73E+05	-1,3068	0,27036
222,22	1,2777	0,18255	3,95E-10	1,27E+07	1,80E+06	-1,4289	0,14287
100	1,303	0,10539	4,03E-10	4,88E+07	3,94E+06	-1,4901	0,080887
60,15	1,3122	0,085687	4,06E-10	9,99E+07	6,51E+06	-1,5056	0,065299
40	1,3194	0,078498	4,08E-10	1,64E+08	9,74E+06	-1,5114	0,059495
20	1,3332	0,084732	4,12E-10	3,04E+08	1,93E+07	-1,5073	0,063557
10	1,3519	0,11221	4,18E-10	4,59E+08	3,80E+07	-1,488	0,082996
4,6003	1,3843	0,17407	4,28E-10	6,43E+08	8,02E+07	-1,4457	0,12575
2,2002	1,4343	0,27903	4,43E-10	8,39E+08	1,60E+08	-1,3786	0,19455
1	1,5234	0,47351	4,71E-10	1,09E+09	3,23E+08	-1,2694	0,31082
0,46001	1,6748	0,80469	5,18E-10	1,39E+09	6,02E+08	-1,1229	0,48047
0,22	1,9072	1,3433	5,90E-10	1,74E+09	1,00E+09	-0,95717	0,70433
0,1	2,2795	2,3612	7,05E-10	2,18E+09	1,57E+09	-0,7678	1,0358
0,046	2,8325	4,2606	8,76E-10	2,63E+09	2,19E+09	-0,58671	1,5042
0,022	3,3531	7,8159	1,04E-09	2,99E+09	2,75E+09	-0,40526	2,331
0,0099999	4,0196	15,747	1,24E-09	3,27E+09	3,17E+09	-0,24992	3,9176

5. paramètres diélectriques après 425 heures de vieillissement

Fréquence (Hz)	ϵ'	ϵ''	C _p (F)	R _p (Ω)	Abs(Z)	Arg(Z)	$\tan \delta$
1000	1	0,23235	3,76E-10	1,82E+06	4,12E+05	-1,3425	0,23235
470,59	1,0419	0,12771	3,92E-10	7,04E+06	8,57E+05	-1,4488	0,12257
222,22	1,0558	0,079469	3,97E-10	2,40E+07	1,80E+06	-1,4957	0,075269
100	1,0644	0,065587	4,00E-10	6,45E+07	3,97E+06	-1,5093	0,061619
60,15	1,0704	0,070839	4,02E-10	9,93E+07	6,56E+06	-1,5047	0,066177
40	1,0766	0,082932	4,05E-10	1,28E+08	9,80E+06	-1,4939	0,077033
20	1,0919	0,12182	4,11E-10	1,74E+08	1,93E+07	-1,4597	0,11157
10	1,1184	0,18832	4,21E-10	2,25E+08	3,73E+07	-1,404	0,16838
4,6003	1,1709	0,30913	4,40E-10	2,98E+08	7,60E+07	-1,3127	0,26401
2,2002	1,254	0,49752	4,72E-10	3,87E+08	1,43E+08	-1,1931	0,39674
1	1,3876	0,84915	5,22E-10	4,98E+08	2,60E+08	-1,0216	0,61194
0,46001	1,5895	1,4991	5,98E-10	6,14E+08	4,21E+08	-0,81467	0,9431
0,22	1,9123	2,6835	7,19E-10	7,17E+08	5,84E+08	-0,61915	1,4033
0,1	2,236	5,1895	8,41E-10	8,16E+08	7,49E+08	-0,40683	2,3209
0,046	2,727	10,313	1,03E-09	8,92E+08	8,63E+08	-0,2585	3,7819
0,022	3,286	20,527	1,24E-09	9,37E+08	9,26E+08	-0,15874	6,2467
0,0099999	3,9841	44,452	1,50E-09	9,52E+08	9,48E+08	-0,08938	11,157

6. paramètres diélectriques après 500 heures de vieillissement

Fréquence (Hz)	ϵ'	ϵ''	C_p (F)	R_p (Ω)	Abs(Z)	Arg(Z)	$\tan \delta$
1000	1	0,3519	3,50E-10	1,29E+06	4,29E+05	-1,2324	0,3519
470,59	1,0922	0,20025	3,82E-10	4,82E+06	8,70E+05	-1,3895	0,18334
222,22	1,121	0,12477	3,92E-10	1,64E+07	1,81E+06	-1,4599	0,11131
100	1,1358	0,10567	3,98E-10	4,30E+07	3,99E+06	-1,478	0,093037
60,15	1,1455	0,11905	4,01E-10	6,35E+07	6,56E+06	-1,4672	0,10392
40	1,1558	0,14272	4,05E-10	7,96E+07	9,76E+06	-1,4479	0,12348
20	1,1828	0,21511	4,14E-10	1,06E+08	1,89E+07	-1,3909	0,18186
10	1,2311	0,33693	4,31E-10	1,35E+08	3,56E+07	-1,3036	0,27369
4,6003	1,3247	0,55883	4,64E-10	1,77E+08	6,87E+07	-1,1716	0,42185
2,2002	1,4654	0,91492	5,13E-10	2,26E+08	1,20E+08	-1,0127	0,62435
1	1,6827	1,6103	5,89E-10	2,82E+08	1,95E+08	-0,80738	0,95697
0,46001	2,0107	2,953	7,04E-10	3,35E+08	2,77E+08	-0,59779	1,4687
0,22	2,3898	5,4619	8,37E-10	3,78E+08	3,47E+08	-0,41244	2,2855
0,1	2,9202	10,901	1,02E-09	4,17E+08	4,03E+08	-0,26175	3,7328
0,046	3,5485	22,208	1,24E-09	4,45E+08	4,39E+08	-0,15845	6,2583
0,022	4,281	44,573	1,50E-09	4,64E+08	4,62E+08	-0,09575	10,412
0,0099999	5,2541	95,467	1,84E-09	4,76E+08	4,76E+08	-0,05498	18,17

Résultats obtenus à partir du modèle de Debye

Le tableau suivant présente les valeurs de la résistance R_0 , la capacité C_0 et les pôles calculés à l'aide des résultats du code Matlab.

Temps (heures)	Capacité C_0 (F)	Résistance R_0 (Ω)	pôles
72	3,91E-10	5124123322	0,0795
144	4,19E-10	4897686106	0,0776
240	3,51E-10	3,17E+09	0,1213
425	4,06E-10	893555852	0,4391
500	3,96E-10	425720061	0,9449

INDEXE

L'huile utilisée au cours de ce travail est l'huile minérale VOLTESSO 35 dont les caractéristiques moyennes sont présentées dans le tableau suivant :

	Méthode d'essai ASTM	VOLTESSO 35 CLASSE A Type 1
Propriétés physiques		
Couleur, ASTM	D1500	< 0,5
Masse volumique, 15°C, kg/m ³	D1298	877
Tension interfaciale, 25°C mN/m	D971	49
Viscosité cinématique, cSt	D445	
100°C		2,1
40°C		7,62
0°C		45,1
-40°C		2000
Point d'écoulement, °C	D97	-62
Composition		
Teneur en inhibiteur, % en masse	D2668	0,07
Teneur en eau, ppm	D1533	20
Soufre corrosif	D1275	Néant
Indice d'acidité totale	D974	< 0,01
Teneur en BPC, ppm	D4059	< 2
Propriétés électriques		
Rigidité diélectrique, kV, 60Hz	D877	53
Résistance à la tension de choc, kV	D3300	> 225
Facteur de puissance, 60 Hz, % à 100°C	D924	0,07
Tendance à dégager des gaz, µl/min	D2300	17

Quelques caractéristiques techniques du papier cellulose (Kraft)

	Méthode d'essai ASTM	Papier Kraft
Propriétés physiques		
Résistance à la traction, PSI	D202	12,000

Compressibilité, % résistance à la flexion, PSI	D3394 D790	5 12,000
Composition		
Teneur en eau, % Absorption d'huile, %	D3394 D3394	< 7 12
Propriétés électriques		
Constante diélectrique, à 25°C Facteur de dissipation, %	D150 D150	4,6 0,4 à 25°C et 3 à 130°C