

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ	ii
ABSTRACT.....	iv
REMERCIEMENTS.....	v
TABLE DES MATIÈRES	vii
Liste des figures	x
Liste des abréviations et symboles	xiv
Liste des articles publiés issus de ces travaux.....	xvi
CHAPITRE 1	
INTRODUCTION	
1.1 Introduction.....	18
1.2 Objectifs de la recherche.....	20
1.3 Méthodologie	21
1.3.1 Préparation des échantillons pour les vieillissements	21
1.3.2 Mesures	23
1.3.3 Analyses des mesures.....	24
CHAPITRE 2	
REVUE DE LITTÉRATURE	
2.1 Introduction.....	28
2.2 Processus de décomposition de l'huile	28
2.3 Pertes dans les transformateurs directement liées à la charge.....	44
2.4 Principe général d'échange de chaleur.....	45
2.5 Analyse des gaz.....	50
2.6 Vieillissement thermique	56
2.7 Stabilité sous champ électrique.....	58
2.8 Couverture d'azote sur les huiles régulières	60
2.9 Conclusions.....	63

CHAPITRE 3

MATÉRIEL ET MÉTHODES DE MESURES

3.1 Introduction.....	66
3.2 La tension interfaciale de l'huile	67
3.3 Facteur de dissipation diélectrique.....	68
3.4 Viscosité.....	71
3.5 La densité	73
3.6 Conductivité thermique.....	74
3.7 L'acidité	75
3.8 Quantité relative de produits dissous	77
3.9 Turbidité.....	79
3.10 Quantification des radicaux libres par réaction avec le DPPH	81
3.11 Couleur.....	83
3.12 Conclusions.....	84

CHAPITRE 4

ESSAIS DE VIEILLISSEMENT EFFECTUÉS EN LABORATOIRE

4.1 Introduction.....	87
4.2 Simulation des contraintes thermiques.....	88
4.3 Simulation des contraintes thermiques avec présence d'azote.....	89
4.4 Simulation du point chaud local.....	90
4.5 Impact du champ électrique sur la tendance au gazage des fluides	93
4.6 Conclusions.....	95

CHAPITRE 5

ANALYSES ET DISCUSSIONS DES RÉSULTATS OBTENUS

5.1 Introduction.....	98
5.2 Vieillissement thermique	100
5.3 Stabilité sous contraintes électriques	114
5.4 Stabilité sous contrainte thermique locale.....	121
5.5 L'impact de l'atmosphère inerte à l'azote sur le vieillissement d'un fluide biodégradable..	125
5.6 Transmittance avec le DPPH	128
5.7 Conclusions.....	131

CHAPITRE 6

CONCLUSIONS

Recommandations.....	137
Références.....	138

Liste des figures

Figure 1 : Influence de la proportion des molécules aromatiques sur les propriétés physico-chimiques de l'huile.....	33
Figure 2 : Diverses contraintes appliquées à l'isolation	34
Figure 3 : Aperçu des paramètres physicochimiques influençant le vieillissement des transformateurs	35
Figure 4 : Rupture des liaisons covalentes des molécules d'huile.....	36
Figure 5 : Exemple de boues déposées dans les enroulements d'un transformateur	38
Figure 6 : Exemple de boues présentes dans un transformateur.....	38
Figure 7 : Diminution de la vie en unité relative des transformateurs en fonction de la température	39
Figure 8 : Machine permettant de bobiner les transformateurs	40
Figure 9 : Représentation du facteur de puissance et du facteur de dissipation diélectrique.	41
Figure 10 : Circuit équivalent parallèle.	42
Figure 11 : Circuit équivalent série.....	43
Figure 12 : Pertes générales dans un transformateur	44
Figure 13 : Processus d'échange thermique entre dans le transformateur via l'air extérieur	46
Figure 14 : Inspection typique du système de détection du niveau d'huile critique d'un transformateur de puissance.....	48
Figure 15 : Capteurs de température de l'huile ainsi que de l'enroulement	48
Figure 16 : Capteurs de température installés sur un transformateur de puissance	49
Figure 17 : Détecteur de niveau de liquide dans la cuve d'un transformateur de puissance.....	49
Figure 18 : Gaz clés selon la norme IEEE C.57.104-2009	51
Figure 19 : Hydran modèle M2.....	54
Figure 20 : Courbes d'absorbance d'huiles en service (T1 et T2) comparées avec de l'huile neuve et deux huiles vieilles en laboratoire.....	57
Figure 21 : Quantité relative de produits dissous (DDP) en fonction du vieillissement pour différents fluides	57
Figure 22 : Turbidité en fonction de la durée de vieillissement pour différents fluides.....	58

Figure 23 : Diagramme de formation de gaz de différents échantillons de fluides isolants.	60
Figure 24 : Diagramme du prototype d'inertage par l'azote	61
Figure 25 : Influence de la teneur en antioxydant sur le processus de dégradation de l'huile en fonction du temps.....	63
Figure 26 : Tensiomètre de type DuNouy de marque Fisher Scientific.	68
Figure 27 : Appareil de test IDA 200.	70
Figure 28 : Cellule pour liquide diélectrique 2903.....	70
Figure 29 : Contrôleur de température 2967.....	71
Figure 30 : Viscosimètre capillaire.....	72
Figure 31 : Bain d'eau de type Isotemp 3016D de la marque Fisher Scientific.	73
Figure 32 : Recommandation pour la lecture du ménisque pour déterminer la densité du fluide	74
Figure 33 : Appareil de mesure de conductivité thermique; Lambda ThermTest.	75
Figure 34 : Montage pour test d'acidité.....	76
Figure 35 : Spectrophotomètre UV visible.....	77
Figure 36 : Principe de la méthode spectrophotométrique	78
Figure 37 : Turbidimètre.....	79
Figure 38 : Principe de fonctionnement du turbidimètre.....	80
Figure 39 : Structure chimique du radical libre DPPH• (2,2-diphényl-1-picrylhydrazyle)..	82
Figure 40 : Appareil de marque Orbeco-Hellige pour le test de couleur.....	84
Figure 41 : Aperçu de la configuration utilisée pour le vieillissement thermique.....	89
Figure 42 : Montage du four avec l'azote.....	90
Figure 43 : Dispositif expérimental pour une surchauffe locale des échantillons de fluides isolants	91
Figure 44 : Cellule de décharge ASTM D6180-05.....	94
Figure 45 : Source haute tension 10 kV c.a.	95
Figure 46 : Évolution des valeurs relatives des paramètres de l'huile 1 (oil 1) en fonction du vieillissement	101
Figure 47 : Évolution des propriétés de l'huile 1 (oil 1) en fonction de la viscosité.....	102
Figure 48 : Graphique de l'absorbance en fonction de la longueur d'onde pour différentes périodes de vieillissement pour l'huile 1	103
Figure 49 : Viscosité de l'huile en fonction du vieillissement mesurée à 40 °C	104
Figure 50 : Viscosité de l'huile en fonction de la température pour différents degrés de vieillissement (DV) exprimé en heures	105

Figure 51 : Évolution des paramètres a et b en fonction de la durée du vieillissement Dv	106
Figure 52 : Conductivité thermique relative de l'huile vieillie en fonction de la durée de vieillissement	108
Figure 53 : Conductivité thermique (TC) de l'huile vieillie thermiquement en fonction de la turbidité et de la quantité relative de produits dissous dans l'huile (DDP)	109
Figure 54 : Sommaire comparatif des paramètres en fonction du temps de	111
vieillissement	111
Figure 55 : Évolution de la couleur de l'huile tout au long du vieillissement	113
Figure 56 : Exemples de molécules polaires	114
Figure 57 : Exemples de molécules apolaires	114
Figure 58 : Évolution de la tendance au gazage de fluides isolants soumis à une décharge électrique	117
Figure 59 : Turbidité des fluides à la suite de l'exposition aux décharges électriques	119
Figure 60 : Quantité relative de produits dissous (DDP) des fluides à la suite de l'exposition aux décharges électriques	119
Figure 61 : Tension interfaciale des fluides à la suite de l'exposition aux décharges électriques	120
Figure 62 : Facteur de dissipation (DDF) des fluides isolants à 60 Hz et 100 °C à la suite de l'exposition aux décharges électriques	120
Figure 63 : Tendance au gazage via l'élément chauffant.	122
Figure 64 : Évolution de la température des fluides en fonction du temps.	123
Figure 65 : Quantité de gaz généré en fonction de la température pour le premier test thermique.	124
Figure 66 : Quantité de gaz généré en fonction de la température pour le dernier test thermique.	125
Figure 67 : Turbidité et DDP du fluide (ester synthétique) en fonction du vieillissement régulier et du vieillissement avec couverture d'azote et ce pour	127
Figure 68 : Transmittance avec le DPPH d'huile minérale neuve ou vieillie thermiquement en fonction du temps (huile 3)	128
Figure 69 : Transmittance avec le DPPH de l'huile 1 et l'huile 2 neuves, à la suite de 12 tests d'application de contrainte thermique locale en fonction du temps	129
Figure 70 : Transmittance avec le DPPH d'une huile neuve et d'huile ionisée en fonction du temps d'exposition (huile 1)	130
Figure 71 : Transmittance avec le DPPH d'une huile neuve et d'huile ionisée en fonction du temps d'exposition (huile 2)	130

Liste des tableaux

Tableau 1 : Appareils utilisés pour les expérimentations.	23
Tableau 2 : Mélange des différentes sortes de liquide isolants.....	32
Tableau 3 : Énergie requise pour briser les liaisons des molécules.....	36
Tableau 4 : Mécanisme d'oxydation de l'huile isolant.....	62
Tableau 5 : Abréviations utilisées pour les divers types de fluides examinés.	98
Tableau 6 : Caractéristiques physicochimiques et électriques sélectionnées des fluides investigués, fournis des manufacturiers.....	99
Tableau 7 : Caractéristiques des 3 huiles minérales utilisées.	100
Tableau 8 : Constantes pour la tendance à la production des gaz des fluides.	116
Tableau 9 : Comparatifs des fluides	136
Tableau 10 : Source 10 kV	143
Tableau 11 : IDA 200	143
Tableau 12 : Cellule pour liquide	144
Tableau 13 : Contrôleur de température	144
Tableau 14 : Four à convection Napco 5831	144
Tableau 15 : Four à convection Yamamoto DKN900	145
Tableau 16 : Viscosimètre	145
Tableau 17 : Bain-marie	146
Tableau 18 : Spectrophotomètre	146
Tableau 19 : Turbidimètre	147
Tableau 20 : Tensiomètre	147
Tableau 21 : Pesée	148
Tableau 22 : Appareil pour la conductivité thermique	148

Liste des abréviations et symboles

kV	Kilovolts
ppm	Parties par millions
g	Gramme(s)
ASTM	American Society for Testing and Materials
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
CIGRÉ	Conseil international des grands réseaux électriques
CEI	Commission électrotechnique internationale
ISO	Organisation internationale de normalisation
TAN	Total Acid Number (acidité en français)
UV	Ultraviolet
VIS	Visible
ABS	Absorbance
DPPH	2,2-diphenyl-1-picrylhydrazyle
IFT	Interfacial Tension (tension interfaciale en français)
KOH	Hydroxyde de potassium
A	Ampère(s)
Std.	Standard (norme en français)
cSt	Centistokes
NTU	Unités de turbidité néphélométriques
Ni	Nickel
Cr	Chrome
nm	Nanomètre
ϵ_0	Permittivité du vide ($8,854187 \times 10^{-12} \text{ F x m}^{-1}$)

ε'_r	Partie réelle de la permittivité (énergie accumulée dans le médium)
ε''_r	Partie imaginaire de la permittivité (énergie perdue dans le médium)
σ	Conductivité spécifique
ω	Fréquence angulaire (2π *fréquence appliquée)

Liste des articles publiés issus de ces travaux

L. Loiselle, I. Fofana and J. Sabau, "Influence of Ageing by-products on the Stability of some Transformer Fluids", 7th Annual CIGRÉ Canada Conference on Power Systems, Montréal (Quebec) Canada, September 24 – 26th 2012.

L. Loiselle, I. Fofana, J. C. Olivares-Galvan and E. Campero, "Stability of Environmental Friendly Fluids under Electrical and Thermal Stresses", IEEE 2012 International Symposium on Electrical Insulation, San Juan, Puerto Rico, June 10-13th, 2012.

S. Magdaleno-Adame, J. C. Olivares-Galvan, R. Escarela-Perez, I. Fofana, L. Loiselle, P. S. Georgilakis, "Study of Parameters Influencing the Performance of Connectors Used for Load and Temperature Tests on Transformers", IEEE 2012 International Symposium on Electrical Insulation, San Juan, Puerto Rico, June 10-13th, 2012.

L. Loiselle, I. Fofana and D. Hume, "Influence of Transformer Oil Decay Products on its Thermal Conductivity", 31st International Thermal Conductivity Conference (ITCC) and the 19th International Thermal Expansion Symposium (ITES), June 26-30, 2011, Saguenay, Canada.

L. Loiselle et I. Fofana, "Influence de la qualité de l'huile isolante sur le refroidissement des transformateurs de puissance", X^{ème} Colloque interuniversitaire franco-québécois sur la thermique des systèmes, 20-22 juin 2011, Saguenay, Canada.

J. S. N'Cho, L. Loiselle, I. Fofana, T. Ngnui-Aka and A. Beroual, "Parameters Affecting the Electrical and Thermal Properties of Transformer Oils", 2010 IEEE Annual Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), West Lafayette (Indiana, USA), October 17-20th, 2010.

CHAPITRE 1
INTRODUCTION

CHAPITRE 1

INTRODUCTION

1.1 Introduction

Les transformateurs de puissance sont des unités parmi les plus importantes sur les réseaux d'énergie, aussi bien en production, en transport qu'en distribution. Ils sont des composants cruciaux aux réseaux d'énergie, car ils permettent de transformer la tension à différents potentiels. À titre d'exemple, les transformateurs élévateurs permettent de réduire le courant sur les lignes de transport en augmentant la tension et par le fait même, de diminuer les pertes ainsi que la grosseur des conducteurs. Les transformateurs sont des composants très coûteux. En termes d'investissement, ils représentent pratiquement 60 % du coût total d'un poste de transformation [1]. Les investissements sur les réseaux d'énergie électrique se chiffrent en centaine de milliards de dollars, seulement pour l'achat des transformateurs. Leurs durées de vie doivent être prolongées au maximum afin de ne pas dépenser des sommes faramineuses pour les remplacer au fil des ans. Il faut donc trouver des solutions pour augmenter leurs durées de vie au maximum. Il y a plusieurs paramètres qui accélèrent le vieillissement des transformateurs. Parmi ces paramètres, il y a les contraintes électriques, thermiques et environnementales qui produisent, en état de service, une variété de produits de décomposition (gaz, acides, cires et autres produits colloïdaux) qui attaquent (dégradent) les fibres de l'isolant solide (papier) à l'intérieur du transformateur. La qualité de cet isolant solide (papier) diminue en fonction du type et de la sévérité des contraintes, ainsi que du temps.

Une fois la qualité de ce papier isolant sérieusement diminué (avec un degré de polymérisation proche de 200), il est recommandé de retirer ce transformateur du réseau électrique car les risques de pannes et d'éventuelles explosions sont élevés. Le papier isolant peut être remplacé qu'en ouvrant et qu'en débobinant le transformateur. Associé au vieillissement, il y a également l'augmentation des pertes d'énergie. Ces pertes augmentent au prorata de l'âge du transformateur et de la demande énergétique. L'énergie produite dans les centrales doit non seulement combler la demande énergétique des utilisateurs, mais également les pertes d'énergie le long de la transmission. Ces pertes se traduisent par une augmentation de la température à l'intérieur du transformateur. Afin de retarder le vieillissement thermique du transformateur, il faudrait disposer d'un bon système de dissipation de chaleur et d'un bon fluide diélectrique possédant de bonnes propriétés thermiques, une stabilité à l'oxydation et aux contraintes électriques. En fait, l'huile minérale possède deux fonctions principales à l'intérieur du transformateur. Elle renforce, du point de vue diélectrique l'isolation solide et sert de dissipateur de chaleur. Plus l'huile assure un transfert de chaleur optimal, plus la durée de vie du transformateur sera préservée, et ce pour plusieurs années. Un phénomène très important concernant les transformateurs de puissance est l'apparition des points chauds qui dégradent très rapidement le papier isolant. Une fois ce papier dégradé, il perd ses propriétés isolantes et mécaniques, ce qui se traduit par la fin de vie utile du transformateur. Une autre conséquence très importante associée à ce phénomène est la tendance à la formation de gaz [2]. Ces gaz peuvent survenir aussi lors de courts-circuits [3] ou lorsqu'il y a d'autres problèmes d'origine électriques ou thermiques.

Un effet secondaire relié au gazage des huiles est la formation de produits colloïdaux tels que les cires, les boues, etc. [4]. Bien que des huiles isolantes soient très soigneusement raffinées par l'industrie pétrolière, l'impact des contraintes électriques, thermiques et chimiques engendre une variété de produits de décomposition en état de service. De telles impuretés réduisent l'espérance de vie et la fiabilité des transformateurs en service.

1.2 Objectifs de la recherche

L'objectif principal de cette recherche consiste à étudier l'impact des produits de dégradation sur la stabilité des fluides en tant que diélectrique et fluide caloporteur. L'idée ici était de simuler certaines contraintes qui entraînent le vieillissement prématuré de l'isolation liquide des transformateurs de puissance.

Plus spécifiquement, les aspects suivants ont été étudiés :

- l'impact des produits solubles et insolubles sur les propriétés thermiques et diélectriques de l'huile;
- l'impact du champ électrique sur la tendance à la formation de gaz (ASTM D6180);
- l'impact d'une contrainte thermique locale sur la tendance à la formation de gaz;
- l'impact du vieillissement thermique d'un fluide biodégradable sous un débit d'azote en remplacement de l'air ambiant.

1.3 Méthodologie

Pour commencer, une étude bibliographique a été réalisée afin de comprendre les mécanismes de dégradation de l'isolation liquide des transformateurs. De plus, il a fallu s'informer sur les travaux déjà effectués concernant le sujet de recherche.

L'étude bibliographique a permis non seulement d'augmenter les connaissances techniques de l'auteur, mais de bien cibler les objectifs du travail à réaliser, et de pouvoir définir les étapes à suivre pour l'atteinte des objectifs.

Il faut alors préparer les échantillons pour reproduire les conditions de vieillissement voulues et ensuite analyser ces derniers.

1.3.1 Préparation des échantillons pour les vieillissements

Pour **tous les vieillissements**

- Déterminer le type de fluide qui sera vieilli.
- Déterminer la quantité de fluide nécessaire au vieillissement.
- Dégazer et sécher le fluide (humidité ≤ 5 ppm).

Pour le **vieillissement thermique**

- Vieillir le fluide dans des béchers au four à convection avec l'ajout de catalyseur de cuivre de 3 grammes de limailles par litre de fluide, et ce, pour des périodes de temps variés (84 h, 168 h, 252 h, 336 h, etc.).

- Dans cette étude, des béchers de capacité de 2 litres ont été utilisés pour chaque niveau de vieillissement avec une quantité de 1,5 litre de fluide et 4,5 grammes de limailles de cuivre contenus dans du papier filtre ont donc été insérés dans le bécher.

Pour le **vieillissement thermique avec inertage à l'azote**

- Le vieillissement est pratiquement identique au vieillissement thermique conventionnel. Il y a un écoulement constant d'azote qui remplace l'oxygène et l'air dans le four.

Pour la simulation du **point chaud local** (hot spot)

- Introduire 800 millilitres de fluide dans le bécher.
- Soumettre le fluide au « point chaud local » pendant 30 minutes, et ce, à courant constant (20 ampères dans notre cas pour une puissance de 190 watts).
- Mesurer la quantité de gaz générée par l'élément chauffant ainsi que la température par le thermocouple, et ce à chaque minute.

Pour la stabilité **sous contrainte électrique** (test de stabilité)

- Introduire 100 millilitres de fluide dans un vase Erlenmeyer.
- Créer le vide avec la pompe à vide pendant plusieurs heures (5 heures minimum).
- Arrêter la pompe à vide et appliquer la contrainte électrique de 10 kilovolts, et ce, pendant la durée de temps spécifique.

- Prendre la mesure de la pression aux heures si possible ou pour les longues durées de plus de 12 heures, établir une plage de mesure raisonnable pour être apte à avoir des valeurs sur toute la durée.

1.3.2 Mesures

Paramètre mesuré	Appareil utilisé
Facteur de dissipation ($\tan \delta$) (ASTM D 924-12)	Appareil de test IDA 200 de Megger avec ces accessoires : cellule pour liquide diélectrique Tettex 2903 et contrôleur de température Tettex 2967
Turbidité (ASTM D 6181-03)	Ratio-turbidimètre Hach 2100N
Quantité relative de produits dissous (ASTM D 6802-10)	Spectrophotomètre UV-vis Thuramed T60V
Tension interfaciale (ASTM D 971-12)	Tensiomètre DuNouy de marque Fisher Scientific modèle 20
Viscosité (ASTM D 445-12)	Viscosimètre capillaire Thermo electron type 002-7580
Conductivité thermique (ASTM D 2717-09)	Conductivimètre thermique de ThermTest : Lambda System
Acidité (ASTM D 974-12)	Méthode de titrage via un montage
Humidité (ASTM D 1533)	Titreur coulométrique Metrohm Karl Fisher (KF 831)
Couleur (ASTM D 1500-07)	Colorimètre de marque Orbeco-Hellige 705-VA2

Tableau 1 : Appareils utilisés pour les expérimentations.

Les mesures ont toutes été réalisées à la température ambiante (autour de 25 °C) sauf pour le facteur de dissipation qui est réalisé à 100 °C ainsi que la viscosité qui est mesurée à 40 °C.

1.3.3 Analyses des mesures

Il faut rassembler les résultats des mesures des différents paramètres afin de corréler les différents types de vieillissement et d'analyser les résultats pour démontrer le ou les paramètres qui affectent le vieillissement des fluides. Il s'agit ici de mettre en évidence une relation entre les différents paramètres de vieillissement et les résultats des différentes mesures réalisées.

1.4 Organisation du mémoire

Les grandes lignes d'une étude sur les isolants électriques viennent d'être abordées. L'importance d'une telle étude a été démontrée pour l'amélioration de la gestion des équipements à isolation liquide tels que les transformateurs électriques. Dans les chapitres suivants, nous aborderons, en premier lieu, l'étude bibliographique relative aux mécanismes de vieillissement des fluides. En second lieu, nous explorerons les méthodes déjà utilisées en laboratoire et en industrie pour remonter à la source des problèmes. Ensuite, nous décrirons les méthodes utilisées dans les laboratoires pour recréer/simuler ces problèmes réels retrouvés en industrie. Le troisième chapitre présentera le matériel et les méthodes de mesures normalisées ASTM ainsi que les techniques expérimentales utilisées dans la présente étude. Les équipements de tests seront présentés et leur principe

de fonctionnement décrit. Dans le quatrième chapitre, les différents types de contraintes appliquées seront abordés. Dans le cinquième chapitre, les différents résultats obtenus seront présentés à partir de nos tests et les calculs des paramètres tels que le temps de vieillissement au four, la simulation du point chaud local, le temps d'exposition aux décharges électriques et l'exposition d'un fluide à la chaleur sous une couverture d'azote. La conclusion générale et la discussion découlant des résultats des chapitres précédents seront présentées dans le dernier chapitre. Ce dernier chapitre comportera également les recommandations proposées pour la suite de cette étude. Les références bibliographiques ainsi que les annexes pour les appareils utilisés lors de l'expérimentation concluront ce manuscrit.

1.5 Originalité du projet

Devant la demande sans cesse croissante en énergie, la gestion de la surcharge des transformateurs de puissance est devenue un enjeu très important pour les compagnies d'électricité tel qu'Hydro-Québec. L'âge actuel des transformateurs en service, associé à l'augmentation sans cesse croissante de la demande en énergie, augmente de jour en jour les risques potentiels de pannes non anticipées, accompagnées de pertes monétaires extrêmement élevées. Remplacer ces équipements avec des neufs, seulement en raison de leur âge, est clairement hors de portée pour toute compagnie. Certains transformateurs en service peuvent ainsi faire défaut entraînant des implications significatives de coût pour l'exploitant et, dans des cas extrêmes, une explosion avec une menace conséquente de

graves dommages ou la mort des ouvriers, et des incidences significatives sur l'environnement.

Un certain nombre de dispositifs ont été mis au point afin d'étudier la stabilité thermique et électrique des fluides pour les transformateurs de puissance, en fonction de leur degré de dégradation. Ce projet de recherche a permis de mettre en évidence le rôle que peut jouer la qualité de l'huile isolante sur la santé du transformateur de façon générale.

Également, les contraintes environnementales étant devenues des composantes à prendre en compte dans le choix des liquides isolants, l'impact sur l'environnement en terme de rejets accidentels des huiles à base de pétrole ainsi que leur traitement/entreposage en fin de cycle demeure une problématique qui requiert une attention particulière. La stabilité thermique et électrique de divers fluides « verts », notamment à base d'huiles végétales, a été testée en vue de leur utilisation dans les transformateurs de puissance.

CHAPITRE 2
REVUE DE LITTÉRATURE

CHAPITRE 2

REVUE DE LITTÉRATURE

2.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous abordons les processus de décomposition de l'huile. Les fluides utilisés dans les transformateurs vieillissent en fonction de leurs qualités/compositions et des différentes contraintes auxquelles ils sont soumis. La composition chimique de ces fluides est variée en fonction des manufacturiers et des besoins de l'industrie. Nous abordons également les pertes dans les transformateurs ainsi que le transfert de chaleur. Il est important de souligner que les fluides utilisés dans les transformateurs ont deux rôles majeurs : la fonction diélectrique et le rôle de caloporteurs. Les fluides se dégradent/vieillissent en fonction de l'exposition à différentes contraintes thermiques, électriques et environnementales. Ces différentes contraintes seront évoquées et expliquées. En fonction des compositions des fluides et de l'exposition aux contraintes, il y aura génération de différents produits de décompositions. Parmi ces produits, il faut citer en dehors de produits colloïdaux, les gaz dissous qui peuvent être utilisés comme outil d'analyse et de diagnostic.

2.2 Processus de décomposition de l'huile

Les réactions du processus oxydatif sont complexes et impliquent les radicaux libres [5],[6]. Les molécules vulnérables (R-R') se décomposent et génèrent une paire de radicaux libres (R • et R' •). Selon Tanaka [7], ces radicaux peuvent se combiner entre eux pour former des gaz de défaut (l'hydrogène, le méthane, l'éthane, et autres gaz) ou d'autres

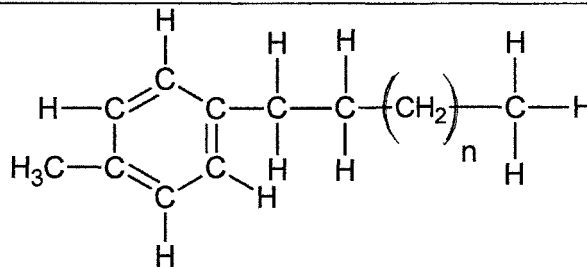
molécules condensables. En outre, la décomposition de l'huile et les processus de réarrangement conduisent à la formation de produits tels que l'éthylène et l'acétylène et, dans les cas extrêmes, le carbone hydrogéné sous forme particulière. Les réactions d'oxydoréduction, créées par la présence de cuivre, peuvent générer des porteurs de charge, qui à nouveau augmentent le facteur de dissipation électrique de l'huile. Le taux d'oxydation est accéléré par élévation de la température et de la teneur en oxygène. Parce que les liens peroxydes sont faibles et se brisent facilement par l'énergie thermique ambiante, les deux nouveaux radicaux libres formés par la rupture du lien peroxyde favorisent une réaction en chaîne d'auto-oxydation [5, 8, 9]. Cette réaction en chaîne peut générer des produits de désintégration solubles qui obscurcissent la couleur de l'huile. Les produits de décomposition solubles d'oxydation sont absorbés sur la grande surface de fibres de cellulose et les produits en suspension colloïdaux insolubles bouchent les pores de l'isolation en papier.

Selon la Loi de Henry, à température constante et à saturation, la quantité de gaz dissous dans un liquide est proportionnelle à la pression partielle qu'exerce ce gaz sur le liquide en haut de sa surface. C'est pour cette raison que l'huile en contact avec l'air à la pression atmosphérique se dissout de 10 % d'air par volume. La concentration d'oxygène dissous dans un échantillon d'huile, prélevée dans le réservoir d'un transformateur à respiration libre, est située dans la gamme de 5 000 à 40 000 ppm [10].

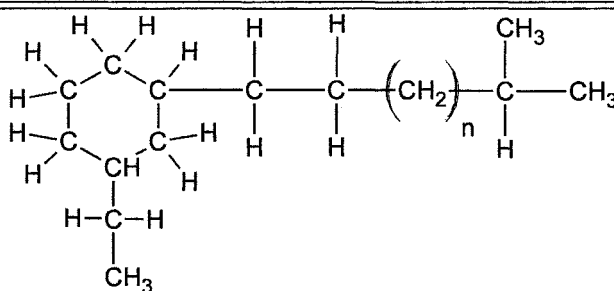
Les huiles minérales de transformateurs sont des mélanges de plusieurs molécules d'hydrocarbures distincts (tableau 2). Les fluides esters et silicones ont des compositions différentes des huiles minérales (tableau 2). Ces mélanges, constituant les huiles minérales,

vont permettre de ressortir les avantages et les inconvénients de chaque composant (figure 1). L'idée est de déterminer les meilleurs ratios des mélanges permettant d'obtenir des propriétés intéressantes pour l'application désirée telles que les transformateurs, les disjoncteurs, les condensateurs, etc. Tant que les chaînes hydrocarbonées ne sont pas brisées, la formation de produits de dégradation est très peu probable. La rupture de la chaîne moléculaire implique la décomposition de certains hydrocarbures vulnérables. Sans entrer dans les détails, il y a trois sources qui peuvent briser les chaînes hydrocarbonées, l'une est le fort champ électromagnétique qui déclenche le processus d'injection d'électrons libres dans le liquide isolant, la seconde est l'énergie thermique, et la troisième est l'agressivité chimique de l'oxygène dissous, avec une concentration moyenne d'environ 20 000 ppm à l'équilibre dans le cas d'unités à respiration libre [5, 9, 11].

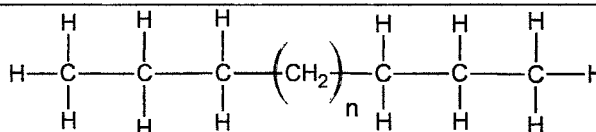
Composition des huiles minérales



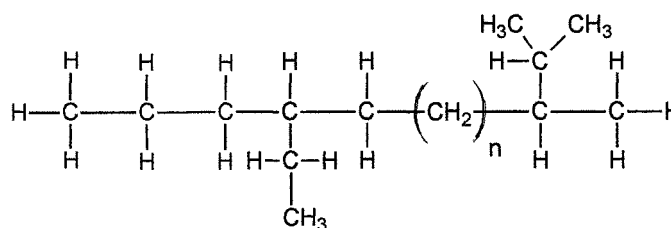
Aromatique (5 à 20 %)



Naphténique (30 à 50 %)



Paraffinique ligne droite n-paraffinique (n = normal)



i-paraffinique (i = iso)

Paraffinique (40 à 60 %)

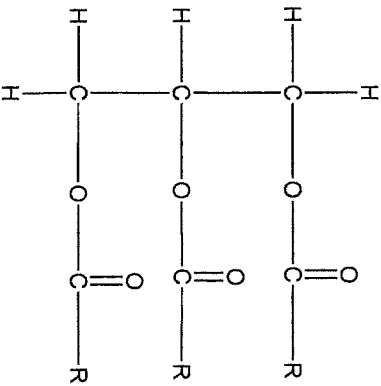
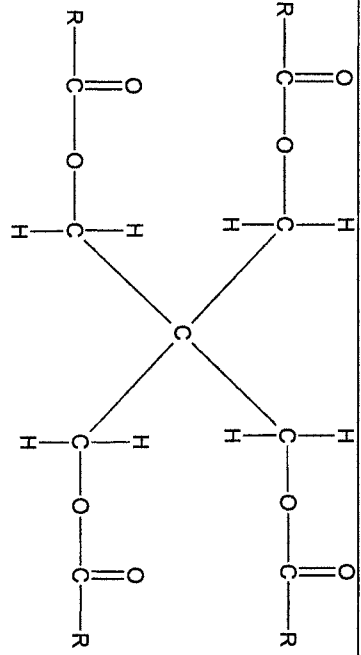
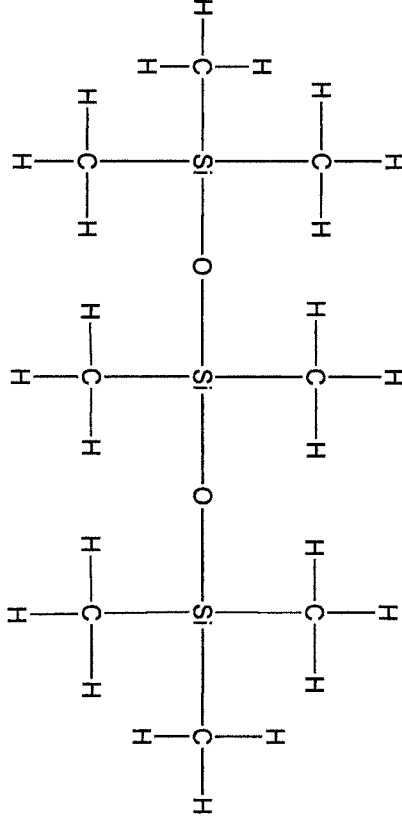
Ester naturel	Ester synthétique	Molécules de silicones (fluide synthétique)
		

Tableau 2 : Mélange des différentes sortes de liquide isolants [12], [13].

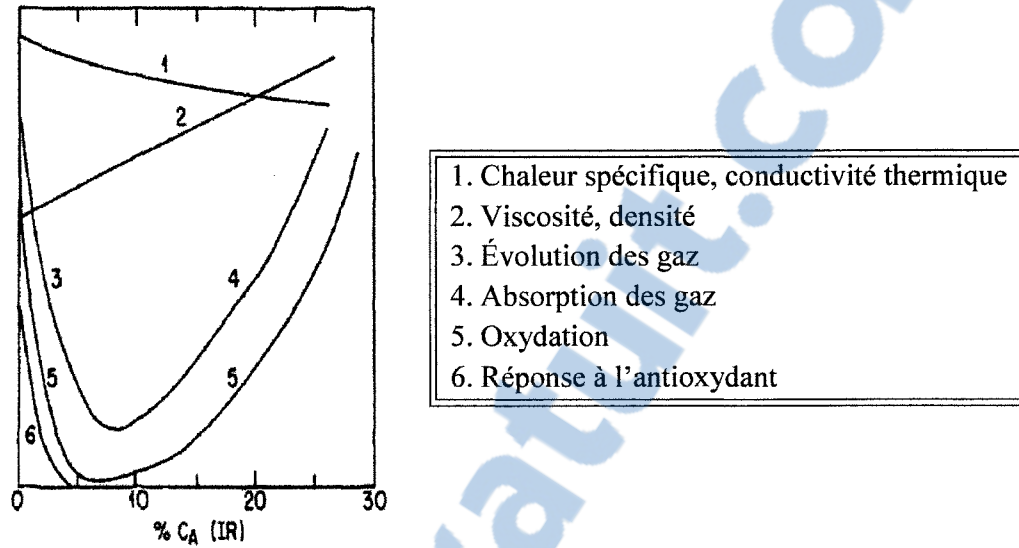


Figure 1 : Influence de la proportion des molécules aromatiques sur les propriétés physico-chimiques de l'huile minérale [12].

L'organigramme de la figure 2 illustre les réactions possibles pouvant contribuer à la formation des gaz de défauts ainsi que de produits colloïdaux.

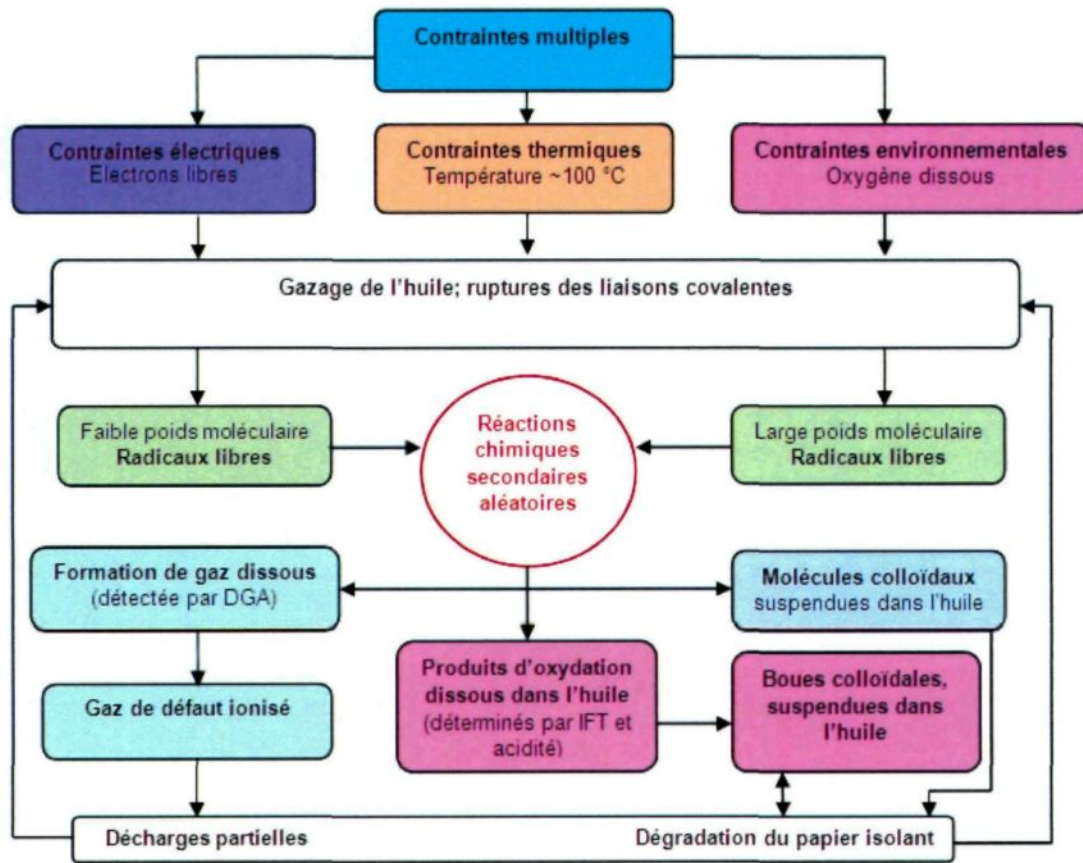


Figure 2 : Diverses contraintes appliquées à l'isolation [14].

Il est à noter que les radicaux libres peuvent être quantifiés par réaction avec le DPPH [15] tel qu'expliqué au paragraphe 3.10.

La figure 3 illustre les paramètres physicochimiques influençant le vieillissement des transformateurs tel qu'évoqué à la figure 2. Il est important de mentionner que les contraintes environnementales sont, dans le cas des transformateurs, l'humidité (l'eau), l'oxygène ainsi que la température ambiante. La température ambiante a un impact important sur la température interne et donc sur la durée de vie de l'équipement entier. De plus, si le transformateur est installé dans un poste où il y a présence de produits nocifs venant de la pollution industrielle ou environnementale, il se peut fort bien qu'il y ait des problèmes supplémentaires notamment concernant les bornes de traversées reliées à cette exposition.

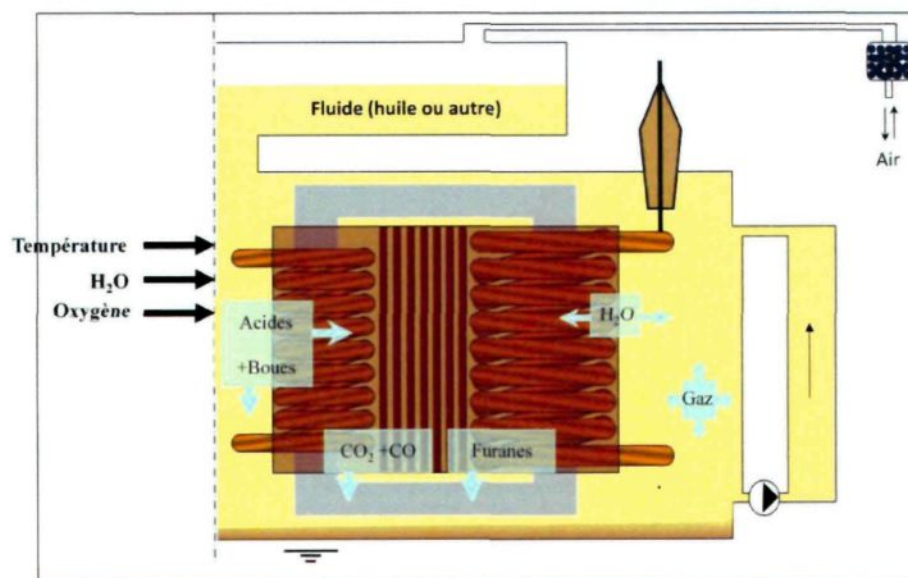


Figure 3 : Aperçu des paramètres physicochimiques influençant le vieillissement des transformateurs [16].



La figure 4 illustre la rupture des liaisons covalentes des molécules d'huile qui peut se produire en présence de contraintes diverses.

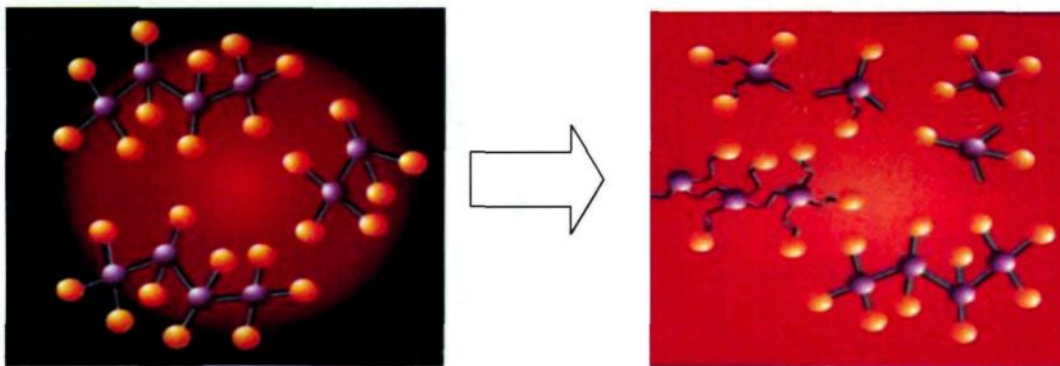


Figure 4 : Rupture des liaisons covalentes des molécules d'huile [17].

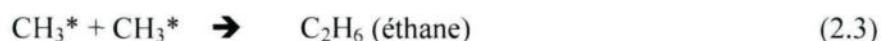
Quelques-unes des liaisons d'hydrocarbures peuvent se briser et former des radicaux libres tels que : H^* , CH_3^* , CH_2^* et CH^* . Ces ruptures sont dues à plusieurs contraintes, dont la source de l'énergie (tableau 3) nécessaire pour rompre les liaisons covalentes au niveau de la molécule [14].

Liaison	Hydrocarbure	Énergie de liaison (kJ/mol)
C-C	Aliphatique saturée	315 - 380
	Aliphatique insaturée	255 - 960
	Aromatique	230 - 480
C-H	Aliphatique saturée	395 - 440
	Aliphatique insaturée	320 - 560
	Cyclique	310 - 485
	Aromatique	270 - 480

Tableau 3 : Énergie requise pour briser les liaisons des molécules [14].

Tous ces radicaux peuvent se recombinaer pour former :

- des produits de décomposition solubles/insolubles;
- différents gaz observés dans l'huile :



- En plus de ces gaz, la décomposition du papier produira du CO_2 , du CO et du H_2O , dû à la présence des atomes d'oxygène dans les molécules de cellulose. De plus, les furannes seront présents si le papier est décomposé.
- Il y aura également formation d'acides, de cires, de boues (produits colloïdaux). Ces boues (figures 5 et 6) se déposent à la surface du papier isolant, affectant en partie le transfert thermique [18] et réduisant la tension de claquage. En effet, les pores, une fois bouchés, réduisent l'écoulement de l'huile vers les parties vitales du transformateur où la production de chaleur est plus importante telles que les enroulements de cuivre ou d'aluminium et le circuit magnétique. Dans ces parties où l'huile circule moins bien, la chaleur augmente et les problèmes de formation de boues et autres produits colloïdaux augmentent concomitamment. C'est un cercle vicieux et ces parties de transformateurs qui surchauffent vont donc se dégrader plus rapidement.

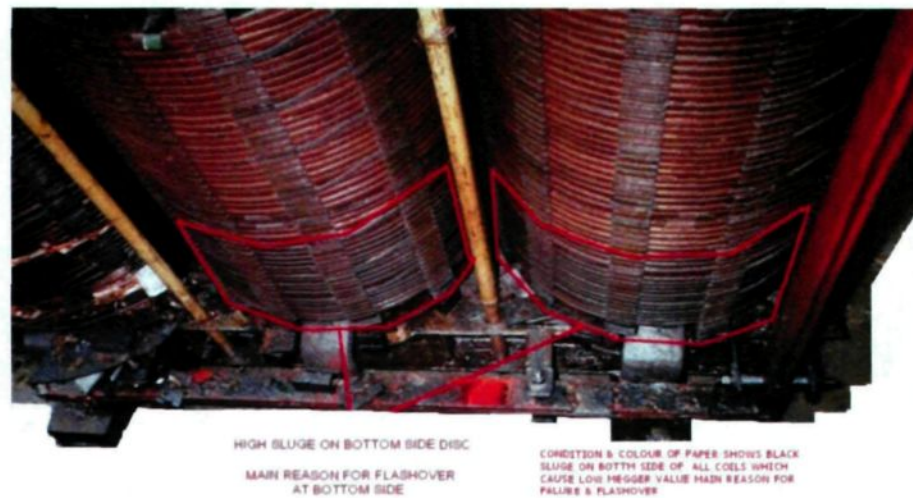


Figure 5 : Exemple de boues déposées dans les enroulements d'un transformateur [19].



Figure 6 : Exemple de boues présentes dans un transformateur [20].

Le vieillissement ou la détérioration de l'isolation (complexe papier-huile) est une fonction du temps, accéléré par la température, l'humidité et l'oxygène [21]. La figure 7 indique la durée de vie utile d'un transformateur en fonction de la température.

La vie en unité relative d'un transformateur peut être évaluée par l'équation suivante :

$$\text{Vie en unité relative} = 9,8 \exp\left(\frac{15000}{\theta_H + 272}\right) \quad (2.6)$$

Où θ_H étant le point le plus chaud.

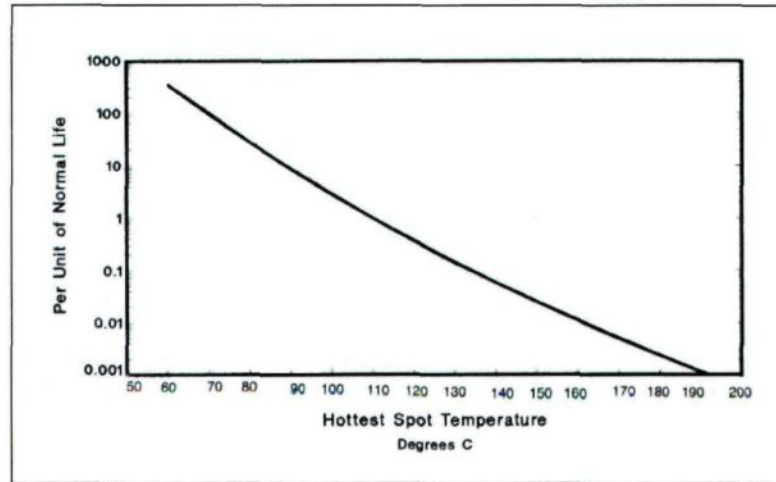


Figure 7 : Diminution de la vie en unité relative des transformateurs en fonction de la température [21].

Il est toutefois important de mentionner que dans la majorité des transformateurs, la distribution de température n'est pas uniforme. La partie qui aura la température de fonctionnement la plus élevée sera en temps normal celle qui se détériorera plus rapidement. Pour cela, dans les études de vieillissement, il faut normalement considérer l'effet produit par la température du point le plus chaud (« hot-spot » dans la littérature anglaise). Il faut mentionner que plusieurs effets cumulatifs influencent la température, tels que la viscosité de l'huile et le type de refroidissement. Lorsque ces effets sont négligés, avec le temps, ils causeront la détérioration de l'isolation.

Jusqu'à présent, il n'est pas possible de prédire avec exactitude la durée de vie utile de l'isolation d'un transformateur. Ce qui déterminera la durée de vie est la destruction du papier à l'intérieur du transformateur. Contrairement au papier isolant, l'huile peut être changée ou régénérée en cas de nécessité [21, 22]. Lorsque le papier est trop dégradé, il faut alors arrêter le transformateur, le retourner à l'usine pour un débobinage, pour un remplacement du papier et un rebobinage (figure 8).



Figure 8 : Machine permettant de bobiner les transformateurs [23].

Une telle procédure est coûteuse tant au niveau des pertes de production (nécessite un temps extrêmement long), qu'au niveau du coût de remise en état de l'appareil lui-même.

Avant d'en arriver au décuvage et au changement du papier, il existe une multitude de mesures qui indique que l'huile ou le papier se détériore.

Parmi ces mesures, il y a le facteur de dissipation diélectrique des huiles isolantes, elle constitue un moyen de détermination de la concentration des porteurs de charges qui détériorent la principale fonction diélectrique du liquide. Si la concentration des porteurs de charges excède une certaine limite (valeur critique) sous contrainte électrique, une panne peut survenir dans le transformateur. Une faible valeur du facteur de dissipation indique de faibles pertes diélectriques et un faible niveau de contaminants ioniques polaires solubles ou colloïdaux. Ces caractéristiques constituent un moyen de contrôle de qualité et un indicateur des modifications de l'huile en service résultant d'une contamination ou de la détérioration de l'huile. Il est possible de représenter graphiquement (figure 9) le facteur de puissance. Il est alors possible de faire une représentation par analogie soit avec un circuit parallèle (figure 10) ou soit par un système série (figure 11).

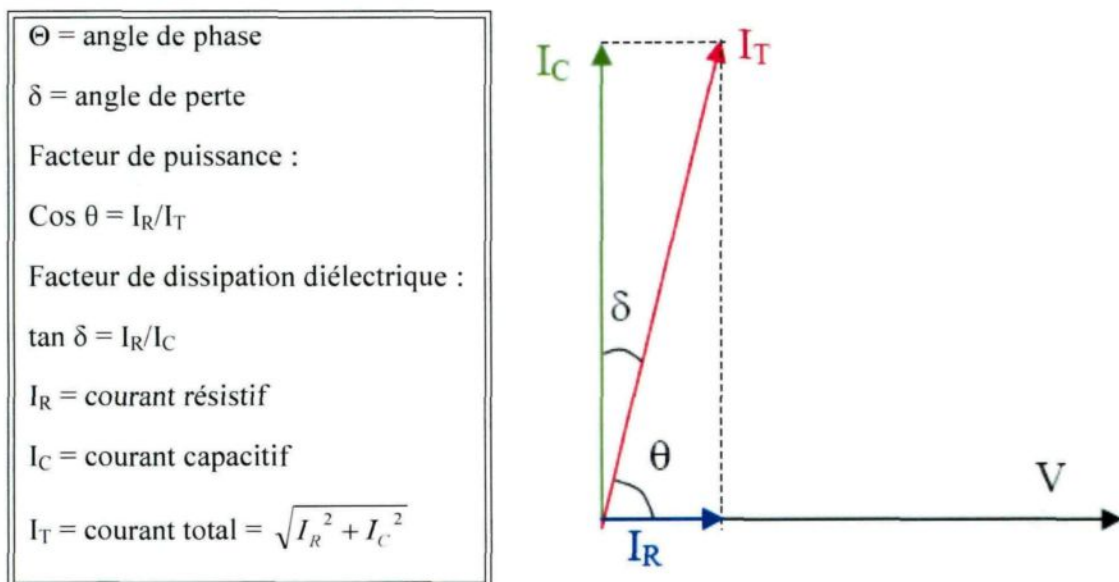


Figure 9 : Représentation du facteur de puissance et du facteur de dissipation diélectrique.

La $\tan \delta$ est le rapport d'IR/IC et peut-être exprimé comme suit :

$$\tan \delta = \frac{\varepsilon_r''(\omega) + \frac{\sigma}{\omega \varepsilon_0}}{\varepsilon_r'(\omega)} \quad (2.7)$$

ε_r'' sont les pertes énergétique dans le liquide ou le circuit (partie imaginaire).

ε_r' est la partie réelle de la permittivité.

ε_0 est la permittivité d'un milieu de référence (du vide).

σ est la conductivité ionique (S/m).

ω est la fréquence (Hz).

Les pertes dues à la conduction étant souvent négligées, la $\tan \delta$ peut être exprimée par :

$$\tan \delta = \frac{\varepsilon_r''(\omega)}{\varepsilon_r'(\omega)} \quad (2.8)$$

L'impédance équivalente du circuit parallèle Z_p est calculée comme suit :

$Z_p = \frac{R_p}{1 + jR_p C_p \omega} = \frac{R_p}{1 + jR_p^2 C_p^2 \omega^2} (1 - jR_p C_p \omega)$
$\tan \delta = \frac{1}{R_p C_p \omega}$
$\varepsilon_r' = \frac{C_p}{C_o}$
$\varepsilon_r'' = \frac{1}{C_o R_p \omega}$
$C_o = \varepsilon_o \frac{S}{d}$

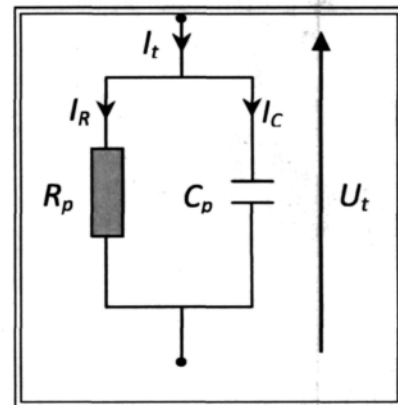


Figure 10 : Circuit équivalent parallèle.

S = surface de l'isolant et d = distance de l'isolant

Les pertes par conduction représentées par la résistance R_p , soit :

$$P_{Dt} = \frac{U^2}{R_p} = \omega C_p U^2 \tan \delta = \omega \epsilon_o \epsilon_r' \tan \delta E^2 (Sd) \text{ avec } U = \frac{E}{d} \quad (2.9)$$

L'impédance équivalente du circuit série Z_s est calculée comme suit :

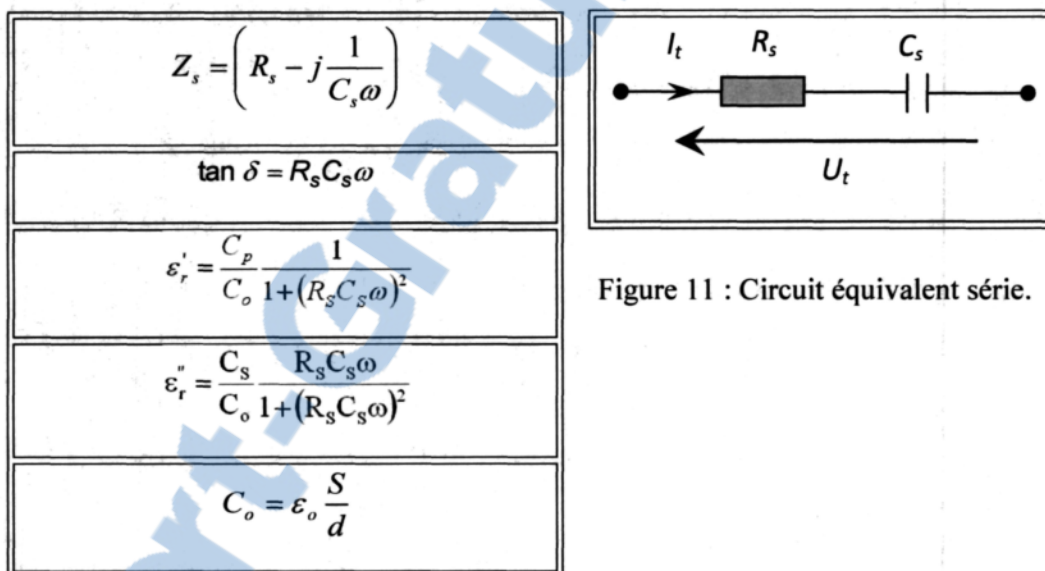


Figure 11 : Circuit équivalent série.

Les pertes par conduction représentées par la résistance R_s , soit :

$$P_{Dt} = \frac{U_R^2}{R_s} = U^2 \left[\frac{R_s}{R_s^2 + \left(\frac{1}{C_s^2 \omega^2} \right)} \right] = U^2 C_s \omega \left[\frac{\tan \delta}{1 + \tan \delta} \right] \quad (2.10)$$

2.3 Pertes dans les transformateurs directement liées à la charge

La chaleur générée dans le transformateur découle directement des pertes électriques qui sont attribuées à plusieurs facteurs. Selon la norme IEEE Std C57.91-1995 [21], plus la charge augmente, plus les pertes électriques augmentent.

Ce qui veut dire que plus la charge des transformateurs augmente, plus ils sont propices à la surchauffe, et ce, de façon exponentielle. La figure 12 illustre ces différentes pertes. L'équation 2.11 indique que les pertes totales sont attribuées à la somme de ces différentes pertes.

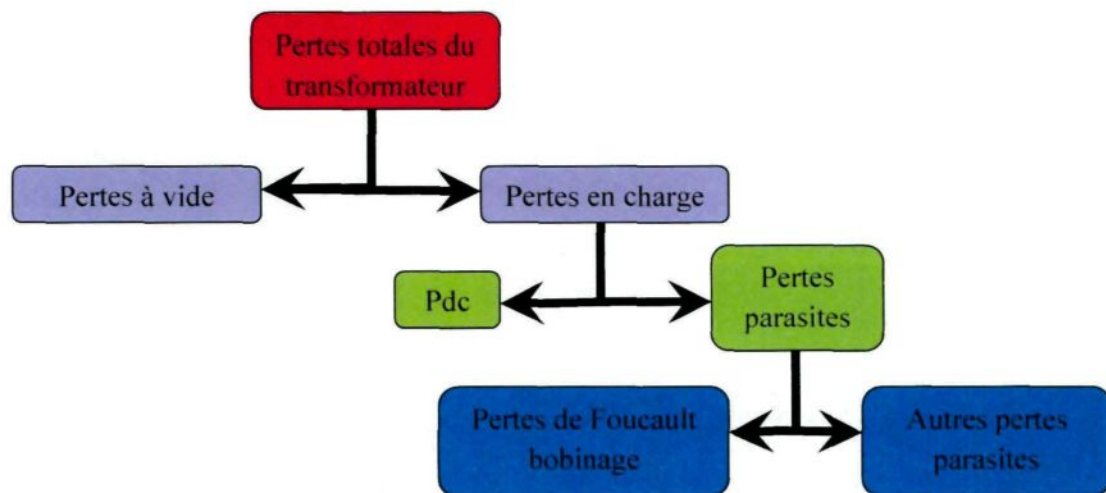


Figure 12 : Pertes générales dans un transformateur [22].

$$P_T = P_{NL} + P_{DC} + P_{EC} + P_{OSL} \text{ (W)} \quad (2.11)$$

Où

P_T est la somme des pertes totales;

P_{NL} sont les pertes à vide (pertes hystérésis);

P_{DC} sont les pertes due à l'intensité du courant et à la résistance du bobinage (pertes par effet joule);

P_{EC} sont les pertes par courant de Foucault;

P_{OSL} représente les autres pertes parasites dans les connexions, la cuve, etc.

2.4 Principe général d'échange de chaleur

Il y a plusieurs possibilités en ce qui concerne les systèmes de refroidissement qui permettent de maintenir la température nominale de fonctionnement du transformateur à une valeur de référence basse. Par exemple, la méthode la plus connue est la circulation de l'huile dans le transformateur et par la suite dans des radiateurs. Il faut s'assurer qu'il y ait toujours un système de refroidissement efficace pour maintenir la température des composants au minimum. Ce système permet à l'huile de refroidir le transformateur, car il y a échange de chaleur entre les différentes parties intérieures du transformateur et l'huile. L'huile est par la suite refroidie en passant dans des radiateurs extérieurs via un système de pompage. Il y a différentes parties qui dégagent cette chaleur. Les pertes à vide (P_{NL}) sont les pertes causées par la tension d'excitation du noyau. Les pertes parasites par courant de Foucault (P_{EC}) et les autres pertes parasites (P_{OSL}) sont des pertes causées par le champ électromagnétique produit par les enroulements et les connecteurs. P_{DC} représente les pertes par effets joules et est mesuré avec la résistance CC de l'enroulement et en multipliant par le carré de la charge en courant ($P_{DC} = RI^2$). Plus la charge du transformateur augmente,

plus il s'échauffe. Il peut y avoir par le fait même de cette surcharge un vieillissement accéléré, car le papier soumis à une contrainte thermique va se dégrader rapidement. Cette chaleur doit être évacuée (figure 13) afin de prolonger la durée de vie de l'appareil, et ce, par l'huile qui est le fluide caloporteur. Les paramètres d'écoulement tels que la viscosité ainsi que la vitesse d'écoulement de l'huile (ou du fluide) et de la conductivité thermique sont donc très importants pour assurer un transfert de chaleur efficace.

Toutefois, il y a le complexe papier-huile qui est nécessaire pour maintenir la rigidité diélectrique ainsi que l'échange thermique interne entre le bobinage, le circuit magnétique et la cuve et/ou les radiateurs extérieurs. Les pores de ce papier risquent de se trouver bouchés en partie par les produits colloïdaux dus aux différents problèmes qui ont été abordés précédemment.

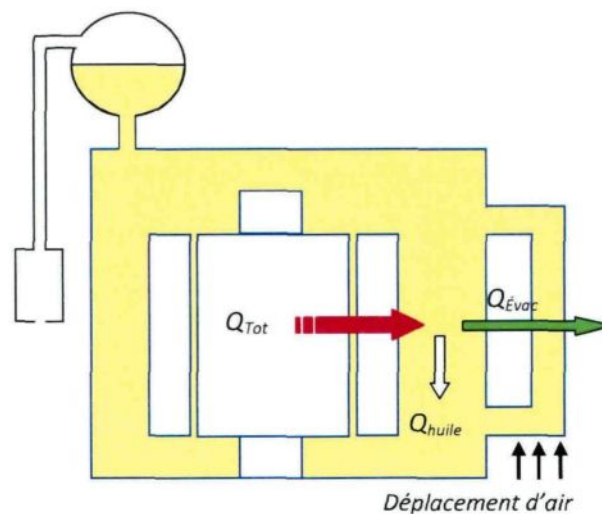


Figure 13 : Processus d'échange thermique entre dans le transformateur via l'air extérieur [24].

Il existe différents appareils de mesure qui permettent de s'assurer que l'huile est bien présente dans le transformateur en quantité suffisante (figure 14), à une température d'opération normale (figures 15 à 17) et qu'elle s'écoule normalement dans le système de refroidisseur (détection par indicateur du débit). Il faut d'ailleurs faire une inspection, lorsque requise de certains dispositifs de sécurité.

La figure 14 mentionne en anglais qu'il faut valider le fonctionnement du mécanisme du niveau d'huile en vérifiant que le lien entre le détecteur de haut niveau et l'interrupteur est bien solide et que le détecteur de haut niveau n'est pas plein d'huile.

Il faut s'assurer qu'il y ait toujours assez d'huile à l'intérieur du transformateur pour assurer un bon échange thermique entre les parties sous contraintes thermiques et l'air ambiant ou autres systèmes refroidisseurs. Il faut également préserver l'isolation diélectrique des bobines et autres composantes internes [25].

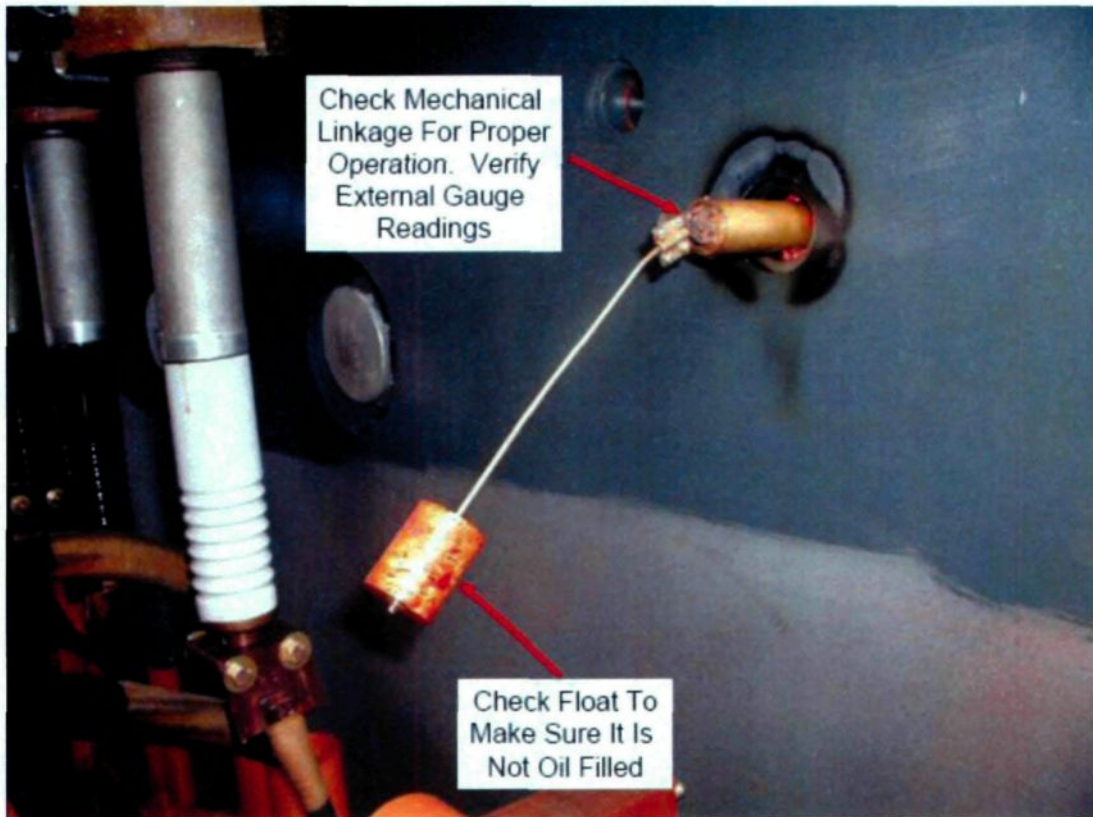


Figure 14 : Inspection typique du système de détection du niveau d'huile critique d'un transformateur de puissance [25].



Figure 15 : Capteurs de température de l'huile ainsi que de l'enroulement [25].



Figure 16 : Capteurs de température installés sur un transformateur de puissance [25].

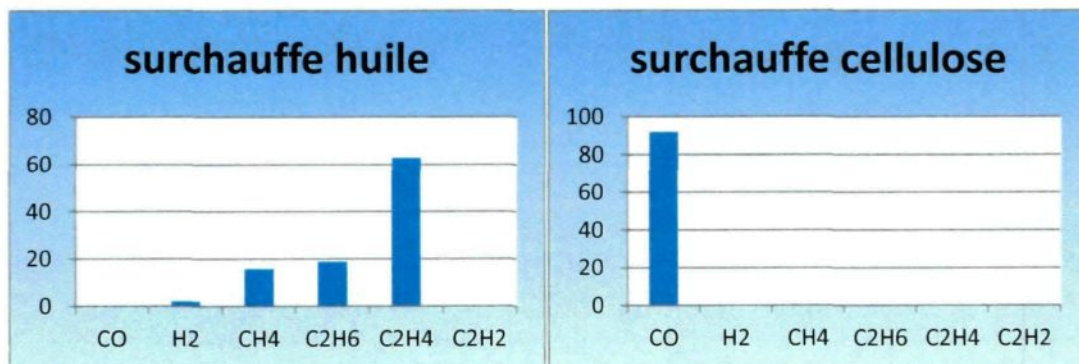
Il sera, par exemple, facile de remarquer qu'à plus de 120 °C, il y a eu un problème majeur de surchauffe provoqué soit par une demande excessive d'énergie, soit lors d'un court-circuit lié à un problème interne. De tels événements vont grandement réduire la durée de vie des équipements [21], [25].



Figure 17 : Détecteur de niveau de liquide dans la cuve d'un transformateur de puissance [25].

2.5 Analyse des gaz

En fonction des gaz que l'on retrouve dans l'analyse des huiles, il est possible de diagnostiquer des problèmes divers dans les équipements de puissance tels que les transformateurs. Cette technique est très utilisée, mais elle est toutefois basée sur l'empirisme. En fait, les champs électromagnétiques vont toujours exister dans les transformateurs ce qui va entraîner des pertes diélectriques, car aucun matériau n'est parfait ou efficace à 100 %. La chaleur ainsi que les décharges partielles qui sont le résultat des pertes vont toujours être une cause de problème dans l'huile et cela va générer des gaz dissous (figure 18 a, b, c et d) ainsi que des produits colloïdaux.



(a)

(b)

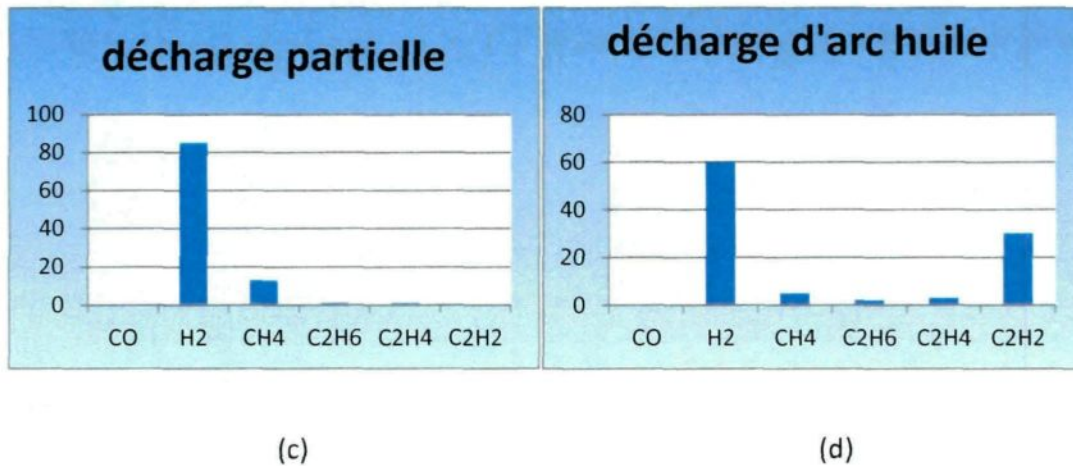


Figure 18 : Gaz clés selon la norme IEEE C.57.104-2009 [3].

Ces gaz sont la conséquence d'un problème, et en analysant ces derniers, il est possible d'identifier une faute naissante ou qui progresse dans les équipements. Il est alors intéressant de voir que certains gaz comme le CO indiquent une dégradation thermique du papier cellulosique. Cette dégradation va entraîner une diminution de la durée de vie du transformateur en question. Il peut aussi avoir présence de H₂ et C₂H₂ qui indiquent la présence de décharges partielles ou d'arcs dans l'huile ou bien C₂H₄ avec des traces d'autres gaz qui vont indiquer une dégradation thermique de l'huile.

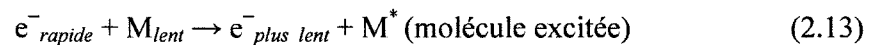
Les contraintes électriques peuvent fournir l'énergie nécessaire à la rupture de liaisons covalentes vulnérables (environ $4 \text{ eV} \approx 386 \text{ kJ mol}^{-1}$). Le travail novateur effectué par Forster [26] décrit le mécanisme par lequel les champs à haute tension interagissent avec les huiles isolantes. Ses recherches approfondies dans ce domaine révèlent que les électrons qui franchissent la barrière de potentiel et qui sont émis à partir de sa surface, en particulier au cours de tension de commutation très courte, mais fréquente [26]. (Rappelons

que la plus faible énergie nécessaire pour arracher un électron à partir d'un matériau est la fonction de travail, $e\phi$). De plus faibles quantités d'énergie ne pourront tout simplement pas faire le travail. Les électrons libres injectés dans le liquide isolant sont accélérés par le champ électrique. La collision d'un électron rapide avec une molécule d'hydrocarbure M peut être élastique ou non élastique, ce qui conduit à des résultats très différents:

Collision élastique :



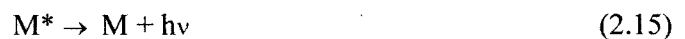
Collision non élastique :



ou



Alors que des molécules stables atteignent leur niveau d'excitation singulet, ils libèrent habituellement l'énergie absorbée en un quantum de lumière fluorescente inoffensive:



Les molécules vulnérables ($M = R-R'$) se décomposent et génèrent une paire de radicaux libres. Ce qui importe, c'est que ces deux fragments ont un électron non apparié et ils sont donc chimiquement très réactifs et c'est actuellement ignoré.



Lorsque les radicaux libres sont formés dans l'huile isolante, une réaction en chaîne peut se produire. Certains produits gazeux peuvent être formés au cours de la propagation, par exemple à la suite de captage d'un atome d'hydrogène provenant d'une molécule d'hydrocarbure, toutefois les principaux produits sont le résultat de l'étape de terminaison de la chaîne, qui peut être la capture d'un électron libre pour former un ion.



L'accumulation de ces molécules ionisées augmente le facteur de dissipation de l'huile. Alternativement, deux radicaux libres peuvent se recombiner pour former une molécule neutre N.



Si les deux radicaux libres sont petits, N sera un gaz qui se dissout dans l'huile, sans modifier le système de la première phase. En revanche, la collision des deux grands radicaux libres se traduira par une grande molécule colloïdale, insoluble dans le mélange. L'accumulation de tels produits de décomposition nanométriques sous suspensions qui passe inaperçue crée un système à deux phases. Ceux-ci bouchent les pores de l'isolation en papier et conduisent au vieillissement prématuré des transformateurs de puissance.

Afin de permettre de surveiller l'état de ces transformateurs en tout temps, certaines compagnies disposent de systèmes de surveillance de gaz en ligne (figure 19).



Figure 19 : Hydran modèle M2 [27].

Ces analyses de gaz en ligne permettent de surveiller en permanence l'état de « santé » des transformateurs ou autres équipements de puissance imprégnés d'huile comme diélectrique [27, 28].

Malgré le test d'analyse des gaz, il y a toujours place à l'erreur. Il faut trouver des techniques supplémentaires qui confirmeront ou infirmeront que le transformateur est « malade ».

Il existe beaucoup de techniques d'interprétation des gaz dissous, en voici quelques-unes [29] :

- Incipient Fault Types, Frank M. Clark, 1933/1962
- Dörnenburg Ratios, E. Dörnenburg, 1967, 1970
- Potthoff's Scheme, K. Potthoff, 1969
- Absolute limits, various sources, début 1970
- Shank's Visual Curve method, dans les années 1970
- Trilinear Plot Method, dans les années 1970
- Key Gas Method, David Pugh, 1974
- Duval Triangle, Michel Duval, 1974
- Rogers Ratios, R. R. Rogers, 1975
- Glass Criterion, R. M Glass, 1977
- Trend Analysis, various sources, début des années 1980
 - Total volume per day
 - ppm per day
- Church Logarithmic Nomograph, J. O. Church, 1980
- Expert System Analysis, Richard Lowe, 1985
- Expert System Monitor Program, Karen Barrett, 1989
- Transformer Fingerprinting
- IEEE Std C57.104, Limits, rates and TDCG, 1978/1991/2009

- Artificial Neural Networks (ANNs) and Fuzzy Logic
 - X. Ding, E. Yao, Y. Liu and Paul Griffin, 1996
 - Vladimiro Miranda and Adriana Garcez Castro, 2004
 - Donald Lamontagne, 2006
- IEC 60599 Ratios, Limits and gassing rates, 1999
- Data mining and Log Transformation, Tony McGrail, 2000
- Vector Algorithm, Nick Dominelli, Mike Lau & David Pugh, 2004

2.6 Vieillissement thermique

Des chercheurs, au sein de notre équipe de recherche (Fofana et al. [14]), ont déjà effectué des tests de vieillissement accélérés de fluides isolants dans des conditions de laboratoire. La procédure consiste à placer des spécimens de fluides isolants dans un four à convection avec une entrée d'air à une température de 100 °C, et ce, pour des durées de vieillissement différentes. Des portions typiques de 3 g/l de cuivre, d'aluminium, de zinc et de fer qui ont un rôle de catalyseur sont ajoutées à la cellule de vieillissement, et ce, en vue de simuler les possibles conditions d'oxydation. Les résultats à la figure 20 comparent une huile neuve, deux huiles en service et deux huiles vieilles en laboratoire. L'huile vieillie pendant 1 000 heures au four à convection montre qu'il y a plus de produits de dégradation que l'huile issue de deux transformateurs en service depuis plus de 25 ans (T1 et T2). Diverses propriétés des échantillons d'huile vieillis ont été déterminées, c'est-à-dire : l'absorbance aux figures 20 et 21, et à la figure 22, la turbidité [30].

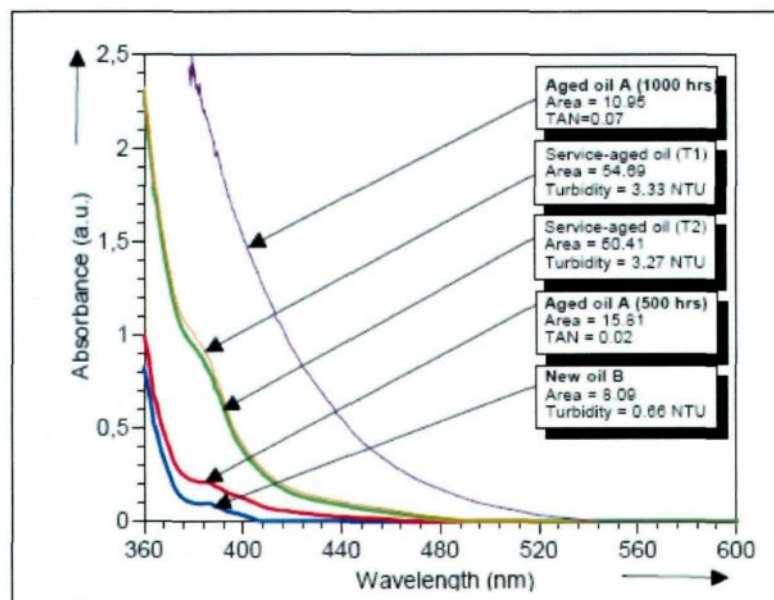


Figure 20 : Courbes d'absorbance d'huiles en service (T1 et T2) comparées avec de l'huile neuve et deux huiles vieilles en laboratoire [14].

Des huiles ont été vieilles thermiquement dans les mêmes conditions qu'expliquées précédemment, mais pour des périodes de temps allongées (figures 21 et 22).

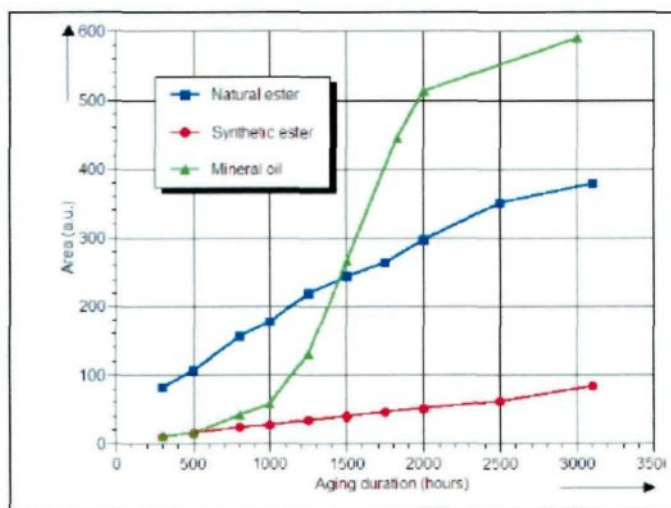


Figure 21 : Quantité relative de produits dissous (DDP) en fonction du vieillissement pour différents fluides [14].

Les particules solides en suspension dans l'huile minérale augmentent de 3 à 5 cent fois plus que l'ester à 3 100 heures de vieillissement.

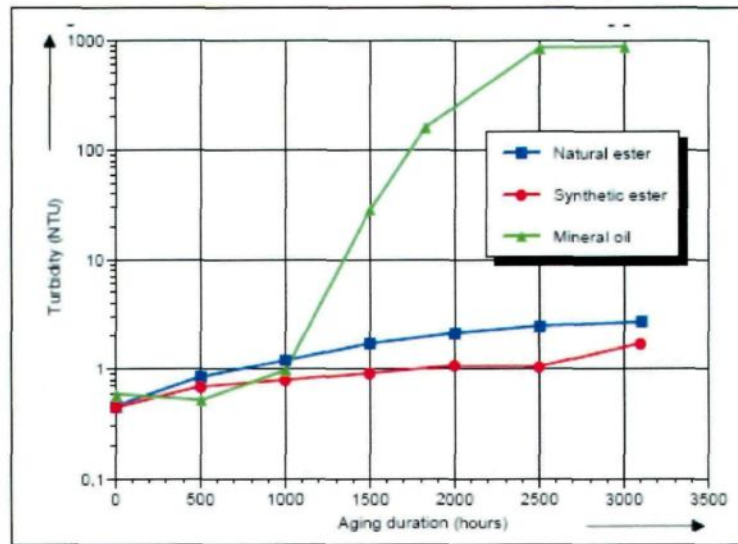


Figure 22 : Turbidité en fonction de la durée de vieillissement pour différents fluides [14].

2.7 Stabilité sous champ électrique

La stabilité sous champ électrique (ASTM D 6180-05) est une méthode d'essai qui couvre une technique de laboratoire qui permet de mesurer la stabilité des fluides en présence d'une décharge électrique (sous haute tension de 10 kV). Lorsque l'huile isolante est soumise à ce type de décharge, elle absorbe l'énergie et produit des gaz ainsi que des molécules ionisées (porteuses de charge). La quantité de ces produits de désintégration peut être mesurée et peut fournir une indication de la stabilité des huiles dans les conditions simulées de décharge.

Au cours de cet essai, l'huile isolante dans une cellule vide est soumise à une décharge haute tension entre deux électrodes. La décharge génère des électrons libres. Ces électrons entrent en collision avec les molécules d'huile; un grand nombre d'entre elles seront électroniquement excitées. Certaines de ces molécules perdent cette énergie sous forme de quanta de lumière émettant un rayonnement fluorescent. Certaines autres molécules excitées se décomposent en gaz, molécules ionisées et par le fait même, en des radicaux libres. Ces changements peuvent fournir une indication de la stabilité des huiles dans ces conditions de test. Quelques paramètres permettant d'évaluer ces changements sont l'augmentation de la pression dans la cellule d'essai et l'augmentation du facteur de dissipation diélectrique du fluide sous test. Ces essais permettent d'observer la tendance à la formation de gaz des fluides soumis aux champs électriques (figure 23). Il est à noter que selon la littérature, les esters naturels sont moins propices à la formation de gaz que les esters synthétiques et les huiles minérales, et ce, dans les mêmes conditions expérimentales.

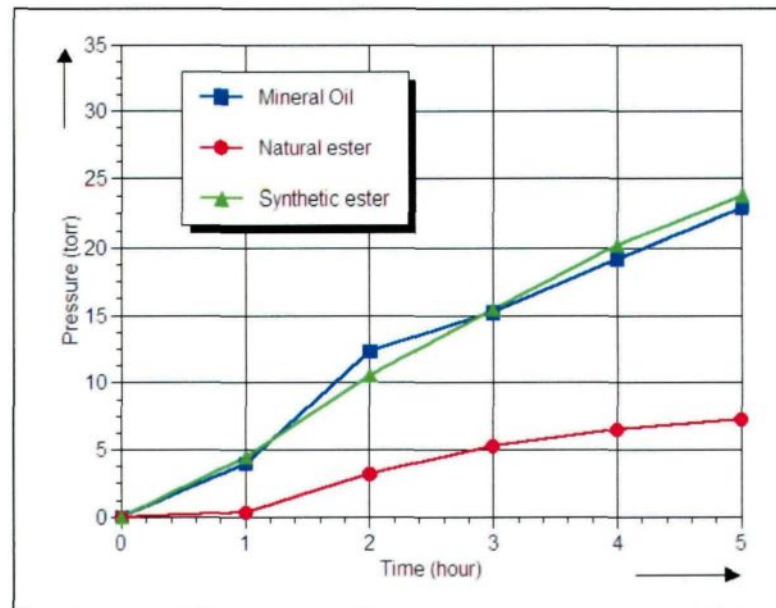


Figure 23 : Diagramme de formation de gaz de différents échantillons de fluides isolants sous décharge électrique [14].

2.8 Couverture d'azote sur les huiles régulières

Il est bien établi que les contraintes électriques et thermiques associées à la présence d'oxygène dans l'huile dans les transformateurs de puissance génèrent des produits de dégradations insolubles, dégradent l'isolation interne des enroulements, diminuent la fiabilité du service et l'espérance de vie s'en trouve raccourci [10, 31, 32]. Selon Fabre et Pichon [33], la réduction de la concentration de l'oxygène dans l'huile à partir du niveau de saturation (30 000 ppm) à moins de 300 ppm réduit le vieillissement par un facteur de 16. Il devient évident que la réduction de l'oxygène dissous dans l'huile par injection de l'azote gazeux dans le conservateur des transformateurs de puissance est une alternative très intéressante.

Il se produit un remplacement à long terme de l'oxygène qui est présent dans l'huile ou le fluide par de l'azote. Certains prototypes ont déjà été installés dans l'industrie (figure 24).

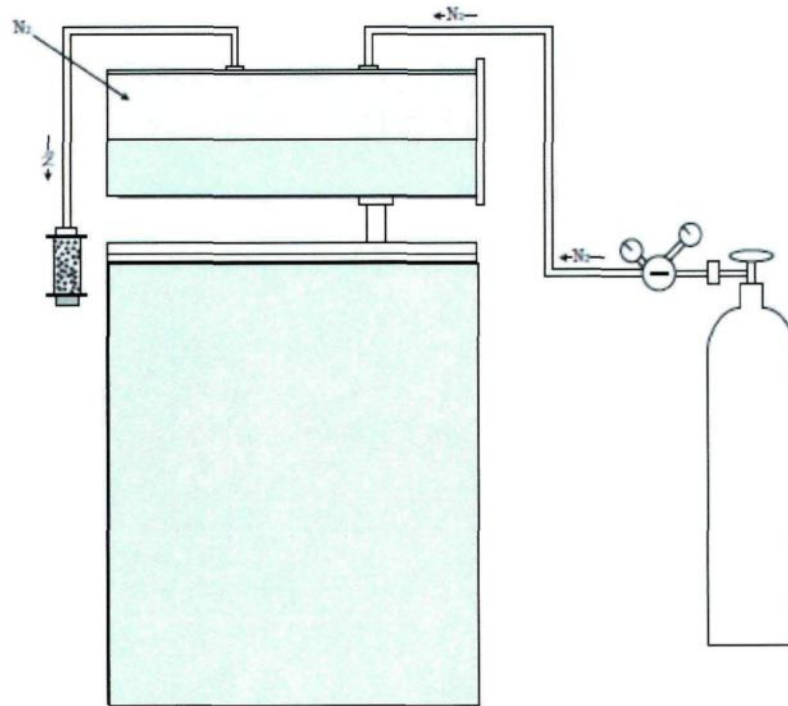


Figure 24 : Diagramme du prototype d'inertage par l'azote [34].

En plus de soustraire l'oxygène dans l'huile des transformateurs, le système déshydrate lentement l'huile; ce qui n'est pas négligeable, car la présence de traces d'eau est néfaste.

L'idée principale est de ralentir le processus d'oxydation tel qu'exprimé au tableau 4, qui génèrera des produits de décompositions en enlevant l'oxygène. Plus besoin d'ajouter de l'antioxydant qui sera consommé à long terme (figure 25).

Initiation	RH initiateur $R\cdot + O_2$	$R\cdot$ $RO_2\cdot$
Propagation	$RO_2\cdot + RH$ $R\cdot + O_2$	$RO_2H + R\cdot$ $RO_2\cdot$
Réaction en chaîne	RO_2H $RO\cdot + RH + O_2$ $OH\cdot + RH + O_2$	$RO\cdot + OH\cdot$ $ROH + RO_2\cdot$ $H_2O + RO_2\cdot$
Inhibition (arrêt de la réaction en chaîne par antioxydant)	$InH + RO_2\cdot$	$In\cdot + RO_2H$
Décomposeur de peroxydes	RO_2H	Produits inertes

Tableau 4 : Mécanisme d'oxydation de l'huile isolante [12]. $RO_2\cdot$ - peroxyradical, RO_2H - hydroperoxyde, $RO\cdot$ - alkoxyradical, $R\cdot$ - alkylradical, InH – inhibiteur, (phénol), $In\cdot$ - radical de l'inhibiteur, RH - hydrocarbure.

Une fois l'antioxydant consommé, le processus de dégradation va s'accélérer (figure 25) et il sera possible de remarquer que l'acidité, les peroxydes et les boues augmenteront rapidement tandis que la tension interfaciale diminuera rapidement.

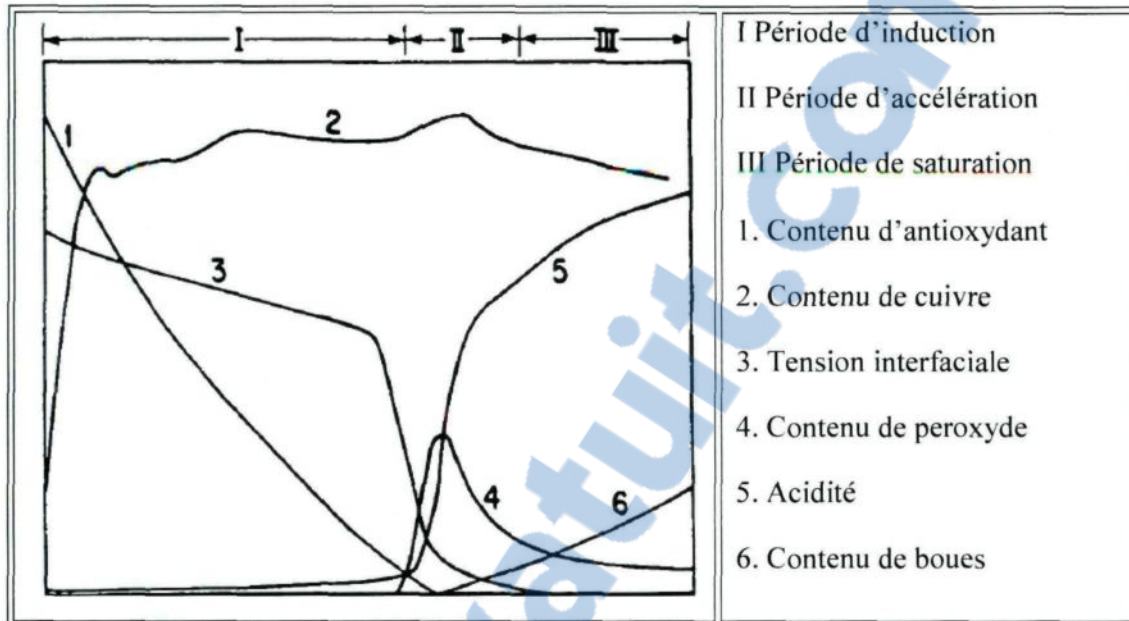


Figure 25 : Influence de la teneur en antioxydant sur le processus de dégradation de l'huile en fonction du temps (unité arbitraire en ordonnées) [12].

2.9 Conclusions

Le choix de l'huile isolant ne peut pas se faire seulement en regardant une fiche signalétique provenant du manufacturier. Il y a une multitude de caractéristiques à prendre en compte dont la dégradation suite à l'application de contraintes variées. Il faut donc :

- recenser les contraintes auxquelles le fluide est soumis en conditions d'exploitations, notamment la température, les contraintes électriques, ainsi que l'environnement, etc.;
- retenir que les fluides classiques qui ont des propriétés intéressantes tout en comparant avec les fluides non traditionnels tels que les esters.

Le choix d'un fluide pour une application industrielle se fait dans l'objectif de garantir la fiabilité de marche des appareils ainsi que la santé et la sécurité des opérateurs. C'est continuellement un accommodement entre les performances techniques du fluide et son coût.

Des techniques analytiques pour la caractérisation et l'analyse des produits de dégradation du fluide diélectrique sont mises au point. Dans le chapitre suivant, nous abordons quelques unes de ces techniques.

CHAPITRE 3
MATÉRIEL ET MÉTHODES DE MESURES

CHAPITRE 3

MATÉRIEL ET MÉTHODES DE MESURES

3.1 Introduction

Les domaines de la haute tension et plus spécifiquement celui des transformateurs utilisent les diélectriques liquides, surtout les huiles minérales et aussi les fluides tels que les esters naturels et synthétiques, ainsi que les huiles silicones. Ces liquides ont 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 leurs propriétés électriques fondamentales.

De telles méthodes d'analyses sont indispensables pour estimer l'état d'une isolation, qu'il s'agisse d'une isolation neuve à titre de référence ou 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, suite à de nombreuses années d'utilisation. De plus, ces tests peuvent permettre de savoir quels types de contraintes sont en causes pour la dégradation de l'isolation.

Les industriels et chercheurs universitaires ont développé plusieurs techniques de diagnostics de l'état de l'isolation (ASTM, CEI, IEEE, etc.). Les normes utilisées dans cette étude proviennent essentiellement de l'ASTM, sont présentées dans ce chapitre. De plus, un nouveau test expérimental est présenté dans le manuscrit.

3.2 La tension interfaciale de l'huile

La tension interfaciale de l'huile ou IFT (ASTM D971-12) [35] est la force en dynes/centimètre requise pour rompre le film d'huile existant à une interface huile-eau. Le système utilisé est un tensiomètre de type DuNouy (figure 26) qui utilise un anneau plan en alliage de platine/iridium. La mesure doit s'effectuer dans un délai de 60 secondes à la suite de la formation de l'interface. Quand certains contaminants tels que les produits d'oxydation sont présents dans l'huile, la force du film d'huile est affaiblie, exigeant de ce fait moins de tension pour rompre le film. Pour des huiles en service, une valeur décroissante indique l'accumulation des contaminants, des produits d'oxydation ou de tous les deux. C'est une mesure indiquant la présence de produits d'oxydation qui peut attaquer l'isolation et influencer le refroidissement du transformateur.

Des différences importantes existent entre les esters naturels et les huiles minérales typiques. Certains tests comme le point d'aniline et la tension interfaciale peuvent ne pas avoir autant d'application pour les esters naturels que pour les huiles minérales. En raison de la nature hydrophillique élevée du liquide, le test de la tension interfaciale peut ne pas être très sensible à des changements dans la qualité du fluide [36].



Figure 26 : Tensiomètre de type DuNouy de marque Fisher Scientific.

3.3 Facteur de dissipation diélectrique

Les mesures du facteur de dissipation diélectrique (DDF en anglais) ASTM D924 ($\tan \delta$) [37] ont été effectuées avec l'analyseur d'isolation IDA 200 (figure 27) [38] utilisant une cellule type 2903 pour liquide isolant conçu par la compagnie Tettex (figure 28). Cette cellule de test, possédant des électrodes de garde, a été conçue en conformité avec les spécifications de la VDE (Verband Deutsh Elektrotechnik) 0303, 0370, et les recommandations de la CIGRÉ, CEI et ISO, de même que les normes ASTM.

Ces mesures de facteur de dissipation diélectrique, réalisées à température constante et uniforme grâce à un contrôleur de température (figure 29), permettent de mesurer la capacité d'isolation composite, la permittivité, la conductivité (et la résistivité) en fonction de la fréquence de la tension appliquée. La partie réelle et imaginaire de la capacité et de la permittivité peuvent être séparées. Cette technique non destructive peut également prédire la teneur en humidité dans les transformateurs. La teneur en humidité diminuera la résistance de l'échantillon, ce qui augmentera le courant résistif et par le fait même le facteur de dissipation électrique augmentera.

Cette mesure représente les pertes diélectriques dans un liquide isolant électrique lorsqu'elle est utilisée dans un champ électrique alternatif et que l'énergie est dissipée sous forme de chaleur. Un faible facteur de dissipation ou facteur de puissance indique de faibles pertes diélectriques en courant alternatif. Le facteur de dissipation diélectrique ou facteur de puissance peut être utile comme moyen de contrôle de la qualité, et comme une indication de changements dans la qualité d'un fluide ou d'un diélectrique résultant de la contamination et la détérioration en service de l'équipement ou en tant que résultat de la manipulation. Il faut donc prendre beaucoup de précautions lors de la manipulation pour ne pas contaminer l'échantillon.

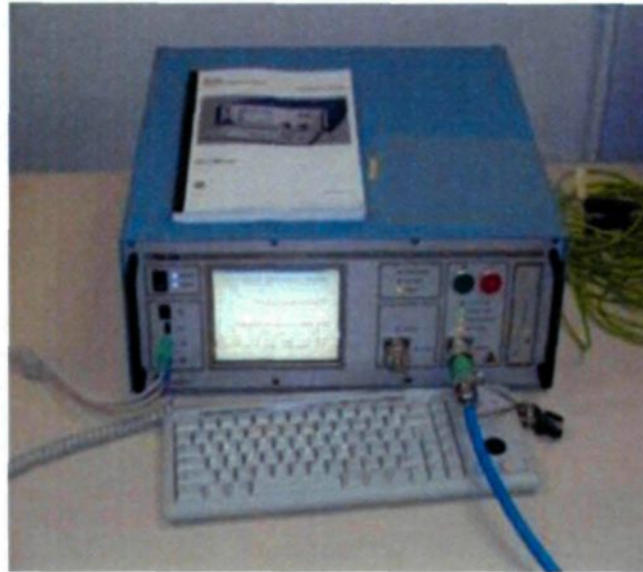


Figure 27 : Appareil de test IDA 200.



Figure 28 : Cellule pour liquide diélectrique 2903.



Figure 29 : Contrôleur de température 2967.

3.4 Viscosité

La viscosité (ASTM D445-12) [39] est un paramètre physicochimique représentant la résistance à l'écoulement de l'huile sous certaines conditions spécifiques. La viscosité de l'huile (utilisée comme caloporteur dans l'appareillage de puissance) est influencée par la température et par le vieillissement de cette dernière, par conséquent, le taux de transfert de chaleur est changé. Cette influence aura un impact direct sur l'augmentation ou la diminution de température de l'équipement immergé d'huile [24, 40-42]. La viscosité de l'huile influence également la vitesse des parties (contacts) mobiles dans les changeurs de prises et circuits de disjoncteurs. Les huiles à viscosité élevée sont moins prisées, plus spécifiquement dans des conditions climatiques froides, car elles peuvent endommager les composantes mobiles telles que les changeurs de prises en charge dues aux contraintes mécaniques trop sévères.

La viscosité est représentée par η :

$$\eta = K(\rho_1 - \rho_2) * t \text{ [mPa * s]} \quad (3.1)$$

K = constante de la bille (référence du fabricant)

ρ_1 = masse volumique du fluide

ρ_2 = masse volumique de la bille

t = temps (secondes) s

L'appareil à la figure 30 permet de mesurer la viscosité.

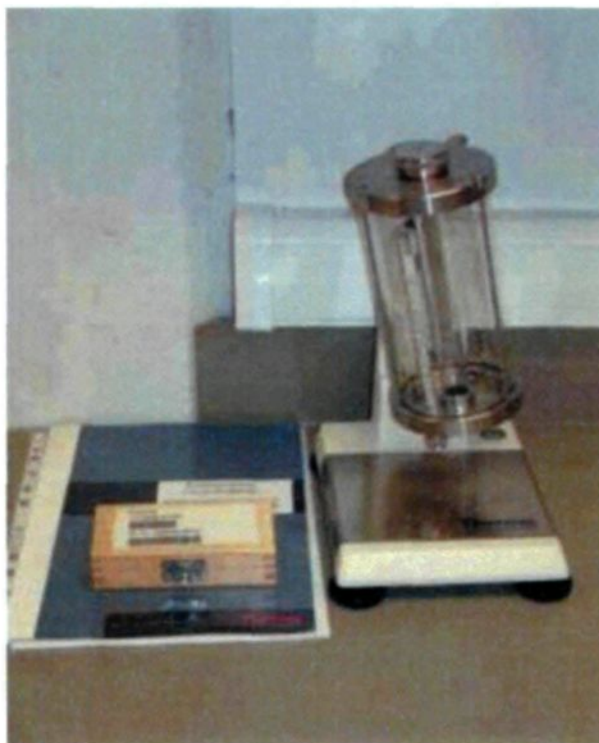


Figure 30 : Viscosimètre capillaire.

3.5 La densité

La densité (ou masse volumique) d'un fluide est essentielle pour calculer la viscosité de ce dernier. La mesure de la densité (ASTM D1298-05) [43] a été effectuée grâce à une pesée, un bain d'eau réglé à température constante et d'un cylindre gradué plongé dans le bain d'eau (figure 31). Le poids de l'huile à température de référence de la viscosité (40 °C) avec le poids du cylindre gradué (figure 32) moins le poids du cylindre gradué vide a permis de mesurer la densité du fluide.



Figure 31 : Bain d'eau de type Isotemp 3016D de la marque Fisher Scientific.

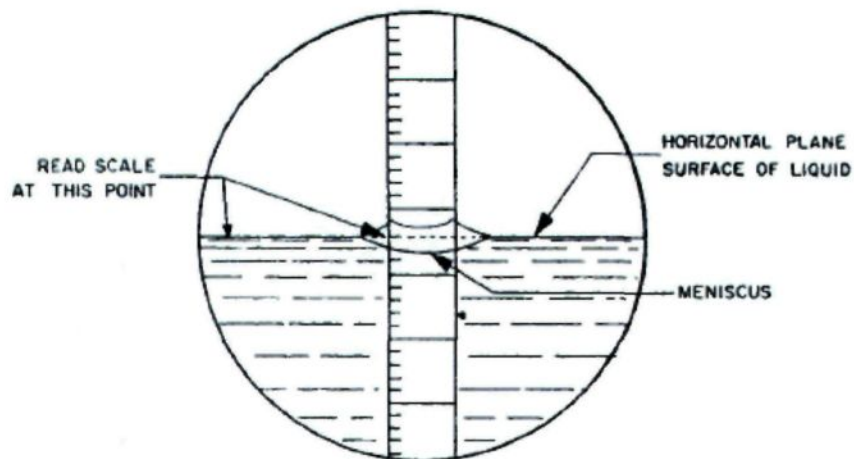


Figure 32 : Recommandation pour la lecture du ménisque pour déterminer la densité du fluide [43].

3.6 Conductivité thermique

La mesure de la conductivité thermique (ASTM D2717-2009) [44] a été effectuée grâce à la méthode du « hot wire technique » avec l'appareil ThermTest Lambda Liquid Thermal Conductivity System (figure 33). Cette technique est connue pour être une méthode rapide et précise de mesures de conductivité thermique de fluide.



Figure 33 : Appareil de mesure de conductivité thermique; Lambda ThermTest.

3.7 L'acidité

L'acidité ou TAN (ASTM D974 - 12) [45] est une mesure de la quantité de composés acides. L'acidité aussi appelée nombre total d'acides et elle augmente à mesure que l'huile vieillit en service. Une huile usée ayant une haute teneur en acide indique qu'elle est oxydée ou souillée par des matériaux tels que le vernis, la peinture ou d'autres corps étrangers. Les produits pétroliers neufs et usés peuvent contenir des constituants basiques ou acides qui sont présents comme additifs ou comme produits de dégradation formés pendant le service, comme les produits d'oxydation. La quantité relative de ces matériaux peut être déterminée en titrant avec des acides ou des bases. Ce nombre, exprimé en nombre d'acide, est une mesure de cette quantité de substances acides présente respectivement dans l'huile. Cette valeur est utilisée comme guide dans le contrôle de la qualité de l'huile isolante. Il est également parfois utilisé comme une mesure de la dégradation du lubrifiant en service; toutefois, les limites critiques doivent être établies de façon empirique.

$$\text{Acidité mg de KOH/g} = [(A-B) \cdot M \cdot 56,1] / W \quad (3.2)$$

A = solution de KOH requis pour la titration de l'échantillon (ml);

B = solution de KOH pour la titration de la référence (blank) ml;

M = molarité de la solution de KOH (0,1 mol);

W = poids de l'huile (g).

Le montage suivant (figure 34) a été utilisé pour mesurer le nombre d'acidités.

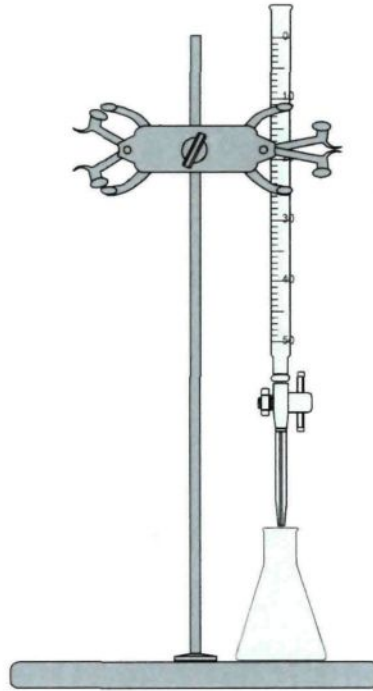


Figure 34 : Montage pour test d'acidité.

Il y a moyen de filtrer (réduire) cette acidité par terre de foulon [46]. Cette technique permet de régénérer les propriétés de ladite huile. Selon la norme IEEE Std 637-1985 [46], en fonction de l'huile et de la classe de la tension d'opération, il ne faudrait pas dépasser 0,1 ou 0,2 en acidité pour éviter une dégradation rapide du transformateur en service.

3.8 Quantité relative de produits dissous

La mesure de la quantité relative de produits dissous dans l'huile ou DDP (dissolved decay products) (ASTM D6802-10) [47] est une technique qui utilise un spectrophotomètre pour évaluer la courbe d'absorbance des liquides isolants dans la bande de spectres allant de 360 à 600 nanomètres.

L'intégration numérique de la surface en dessous de la courbe d'absorbance permet de déterminer la quantité relative de produits de dégradation dissous (DDP : peroxydes, aldéhydes, cétones et acides organiques) dans les échantillons liquides (figures 35 et 36).



Figure 35 : Spectrophotomètre UV visible.

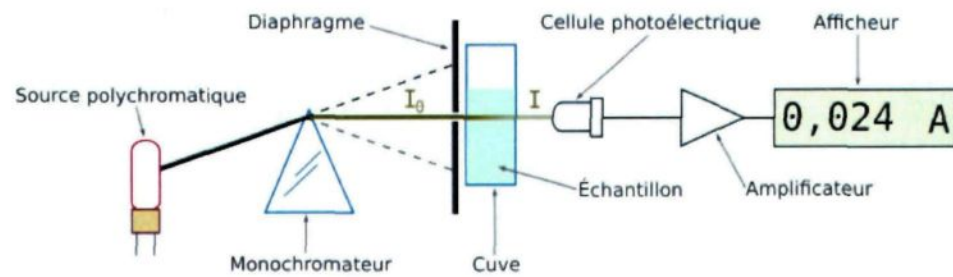


Figure 36 : Principe de la méthode spectrophotométrique [48].

Une source lumineuse (lampes de deutérium et tungstène ici) est utilisée pour sa capacité à balayer une large bande spectrale. Un monochromateur est placé entre la source et la cuve; formé d'un réseau diffractant la lumière de la source. Il permet de sélectionner la longueur d'onde de la lumière qui traversera la solution à doser. La solution à étudier est placée dans une cuve transparente. Ensuite, une cellule photoélectrique restitue un courant proportionnel au nombre de photons reçus. Le tout est relié à l'ordinateur qui affiche l'absorbance une fois l'aire sous la courbe calculée (figure 36).

3.9 Turbidité

La turbidité (ASTM D6181-03) [49] évalue le degré de contamination en particules solides (produits non solubles) en suspension dans l'huile. Cette technique utilise un ratio turbidimètre pour évaluer le degré de contamination en produits solides en suspension, produits à partir des sources extérieures telles que le vernis et les particules métalliques des matières employées dans les transformateurs ou les réactions chimiques internes telles que l'oxydation (figures 37 et 38).

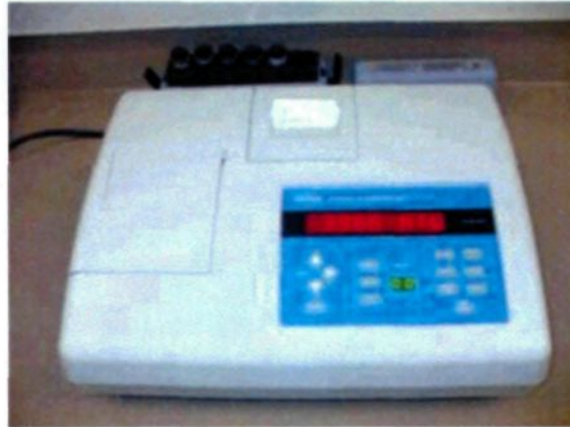


Figure 37 : Turbidimètre

Le turbidimètre de laboratoire mesure la turbidité en NTU (unités de turbidité néphélométriques) et autres unités (non utilisées dans cette recherche).

Le système optique est constitué d'une lampe à filament de tungstène, des lentilles et des ouvertures pour concentrer la lumière, un détecteur placé à 90 degrés du trajet de la lumière, un détecteur de lumière de dispersion vers l'avant, un détecteur de rétrodiffusion et un détecteur de la lumière transmise (figure 38). L'instrument permet de mesurer la turbidité en utilisant le jeu complet de détecteurs (mesure du rapport). Avec la mesure du rapport en fonction, le microprocesseur de l'instrument utilise un calcul mathématique à partir des signaux de rapport de chaque détecteur. Les avantages d'utiliser le ratio pour les mesures comprennent une excellente linéarité et une stabilité d'étalonnage ainsi qu'une capacité à mesurer la turbidité dans la présence de la couleur.

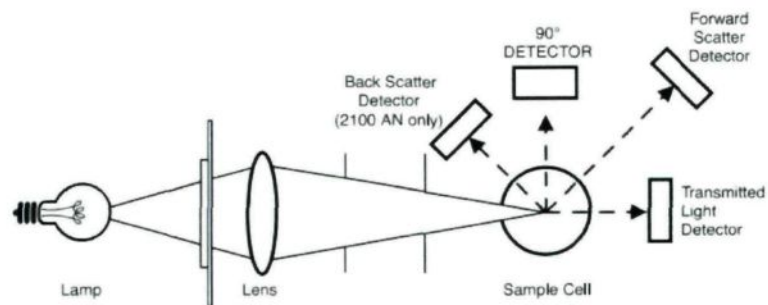


Figure 38 : Principe de fonctionnement du turbidimètre [50].

3.10 Quantification des radicaux libres par réaction avec le DPPH

La quantité relative de radicaux libres contenus dans les huiles isolantes d'origines pétrolières a été déterminée en utilisant une méthode de spectrophotométrie UV-VIS. Une solution de réactifs de radicaux libres soit le 2,2-diphényl-1-picrylhydrazyle (DPPH), tel qu'illustré à la figure 39, est ajouté à une solution de toluène et d'huile à laquelle la concentration de radicaux libres doit être déterminée. La vitesse à laquelle le DPPH disparaît est directement proportionnelle à la quantité relative de radicaux libres à cet instant particulier. La solution de DPPH, même à une concentration de 10^{-5} M, est d'une couleur bleu violet. Lorsque l'électron libre du DPPH forme un doublet avec l'électron d'un autre radical libre, la solution change de couleur de bleu violet pour devenir jaune ce qui correspond à une baisse de l'absorbance [51]. Plus il y a de radicaux libres dans l'huile, plus rapidement il atteindra l'absorbance nulle. La réaction du DPPH peut être représentée par les réactions chimiques suivantes où AH désigne un antioxydant et R un radical libre.



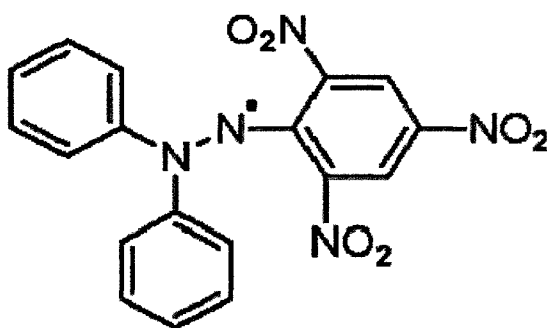


Figure 39 : Structure chimique du radical libre DPPH• (2,2-diphenyl-1-picrylhydrazyle) [52].

Le DPPH est un radical stable et en utilisant une solution de 0,01 %, il y a une absorbance constante de 0,500 (+/- 0,005) à 520 nm. Un balayage en fréquence entre 500 et 540 nm a été réalisé et répété chaque minute. Ensuite, l'aire sous la courbe de l'absorbance a été calculée pour chaque balayage.

$$TRANSMITTA\ NCE = \frac{Abs_{Contrôle} - Abs_{Échantillon}}{Abs_{Contrôle}} \times 100 \quad (3.5)$$

La solution et les manipulations ont été réalisées selon les étapes suivantes :

- 1) Ajouter 0,1 gramme de DPPH dans 100 ml de toluène, ceci va produire une solution de 100 ml avec une concentration de 0,1 %.
- 2) Ajouter 5 ml de la solution de 0,1 % dans 45 ml de toluène, ceci va produire une solution de 50 ml avec une concentration de 0,01 %.
- 3) Ajouter 2 ml de la solution de 0,01 % dans 8 ml de toluène, ceci va produire une solution de référence.
- 4) Placer 2 ml de DPPH à 0,01 % plus 2 ml de l'échantillon plus 6 ml de toluène dans une bouteille.
- 5) Brasser le tout et insérer dans un porte-échantillon qui sera placé dans le spectrophotomètre.
- 6) Attendre 2 minutes depuis le début de l'étape 4 afin que le DPPH touche à l'échantillon d'huile.
- 7) Démarrer le balayage (scan) du spectrophotomètre.
- 8) Exécuter le balayage toutes les minutes pendant 30 minutes, et ce, entre 540 et 500 nm.
- 9) Calculer l'aire sous la courbe pour tous les balayages.
- 10) Compiler les résultats et utiliser l'équation (3.5) pour calculer la transmittance.

3.11 Couleur

La couleur (ASTM D1500-07) [53] est une mesure qui permet de quantifier l'état de dégradation de l'huile. La couleur est utilisée comme moyen pour confirmer que l'huile, qui est utilisée, n'a pas de contamination ou de produits de dégradation en trop grand nombre. En fait, c'est un test de qualité visuelle qui est rapide. Cette technique utilise une source de lumière régulière, un échantillon de liquide est placé dans le contenant de test et

est comparé à un disque de référence et les couleurs varient entre 0,5 et 8 (voir la figure 40). Lorsqu'une valeur exacte n'est pas possible entre l'échantillon et le disque de référence, la valeur plus élevée se rapprochant le plus est alors prise en compte.

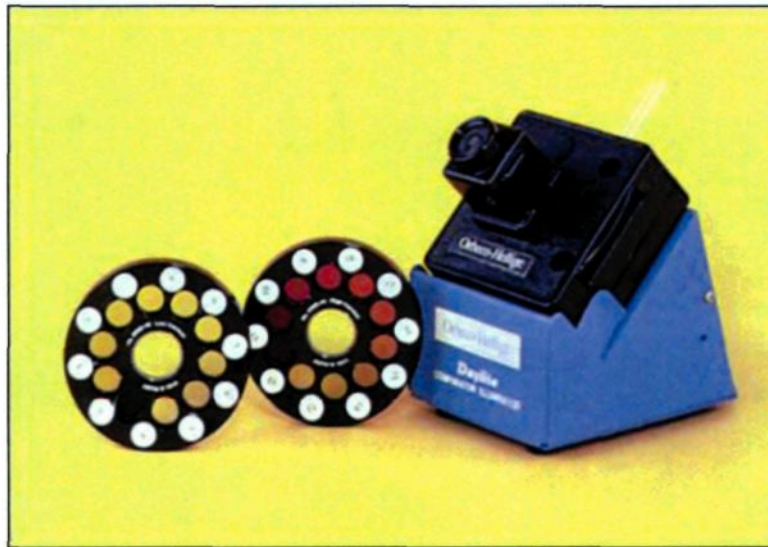


Figure 40 : Appareil de marque Orbeco-Hellige pour le test de couleur

3.12 Conclusions

Une panne d'un transformateur de puissance peut produire un arrêt de production critique. Les pertes financières découlant de leur non-fonctionnement justifient largement la mise en place de moyens d'analyse et de suivi de dégradation dont l'objectif consiste à évaluer l'état de l'isolation liquide des transformateurs et ainsi limiter leur danger de pannes. L'analyse du fluide diélectrique et son suivi permettent de prévenir ces risques et de garantir leur bon fonctionnement.

Les méthodes de mesure passées en revue dans ce chapitre sont, pour la plupart d'entre elles, largement utilisées par l'industrie et soumises aux normes telles que l'ASTM. Il y a cependant la méthode de quantification des radicaux libres par réaction avec le DPPH qui est une alternative présentée dans ce travail.

CHAPITRE 4

ESSAIS DE VIEILLISSEMENT EFFECTUÉS EN LABORATOIRE

CHAPITRE 4

ESSAIS DE VIEILLISSEMENT EFFECTUÉS EN LABORATOIRE

4.1 Introduction

Les transformateurs de puissances en service sont soumis à une multitude de contraintes qui dégradent l'état de l'isolation. La durée de vie d'une isolation est normalement déterminée en mesurant la différence entre le temps de la mise en service et l'instant à la panne totale de l'équipement. Effectuer un test de vieillissement en « temps réel » aurait été plutôt inimaginable (fastidieux), étant donné que le système d'isolation des transformateurs est sensé assumer son rôle jusqu'à plusieurs décennies avant qu'une panne ne se produise. Il est donc approprié d'effectuer une procédure de vieillissement accéléré en laboratoire, afin de réduire considérablement la durée de vie des systèmes d'isolation. Un procédé de vieillissement accéléré est plus rapide, moins cher, et fournit des échantillons avec une histoire paramétrique désirée. Dans ce chapitre nous expliquons les différentes techniques utilisées pour simuler les contraintes qui ont été reproduites sur les fluides.

4.2 Simulation des contraintes thermiques

Des essais de vieillissement accélérés ont été effectués dans un four de convection à haute température en laboratoire. Cette procédure de vieillissement est similaire au standard de l'ASTM D1934-12 [54]. Des échantillons d'huile ont été vieillis dans des béchers à 115 °C; du cuivre en poudre (3 g par litre) inséré dans un papier-filtre, trempé dans l'huile a servi de catalyseurs (figure 41). Ces échantillons d'huile ont été vieillis à différentes durées de temps. Cela a permis d'avoir des échantillons de fluide avec un historique paramétrique bien connu.

La méthode de vieillissement thermique employant les béchers ouverts est bien connue et elle a été utilisée pendant de nombreuses années dans les laboratoires des compagnies pétrolières, les fabricants d'équipements électriques et les sociétés de services publics électriques qui s'intéressent à la stabilité des huiles isolantes électriques dans des conditions oxydantes. Ils sont particulièrement utiles pour une vérification de la qualité sur la continuité de la production. Ils sont également utiles en tant que vérificateurs de processus de contrôle du produit pour les huiles.

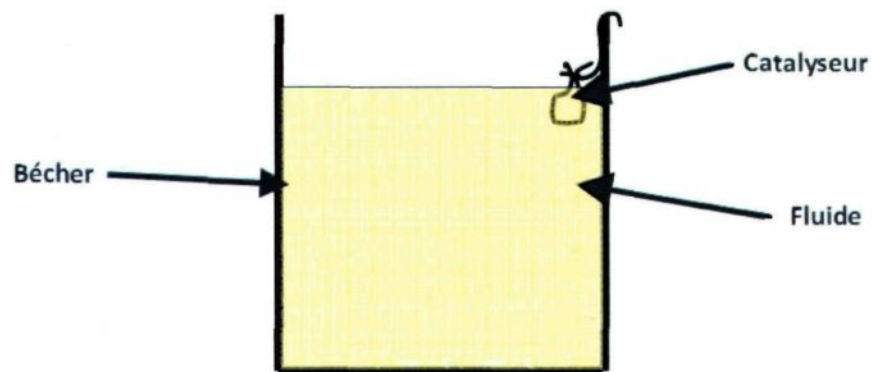


Figure 41 : Aperçu de la configuration utilisée pour le vieillissement thermique.

4.3 Simulation des contraintes thermiques avec présence d'azote

Des essais de vieillissement accélérés ont été effectués dans un four à convection similairement au vieillissement précédent à 115 degrés Celsius avec catalyseur de cuivre, toutefois sous atmosphère inerte à l'azote (figure 42). C'est-à-dire que l'on a injecté un débit constant d'azote (~20 litres par heure) pour évacuer l'air, et ce, dans un four scellé qui est utilisé en temps normal pour faire le vide. La pression est maintenue par un régulateur qui assure un petit débit d'entrée d'azote constant. De plus, un bécher rempli de fluide est installé à la sortie du four ce qui permet de quantifier visuellement qu'il y a bien un débit d'azote qui est injecté dans le four en regardant les bulles. De plus, le bécher rempli de fluide empêche l'air d'entrer dans le four.

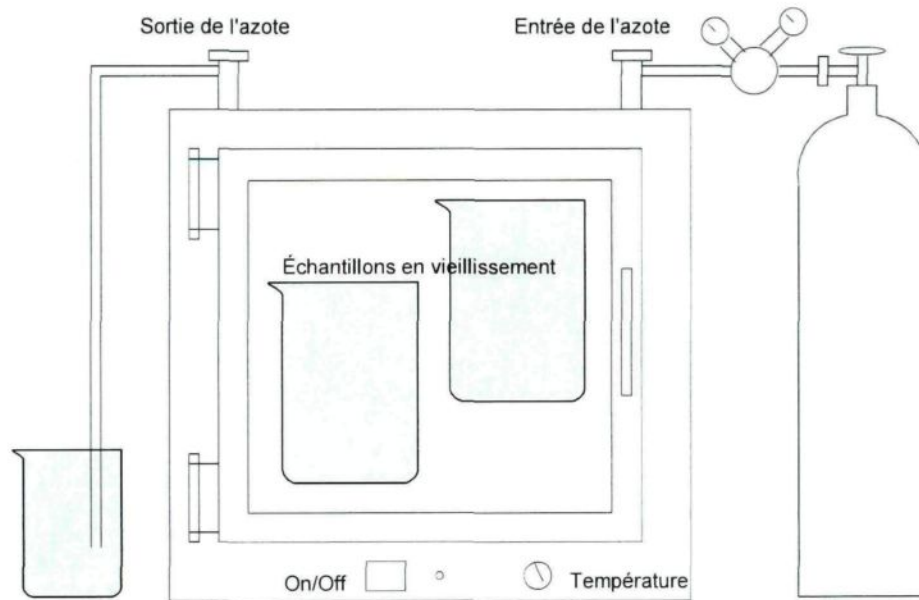
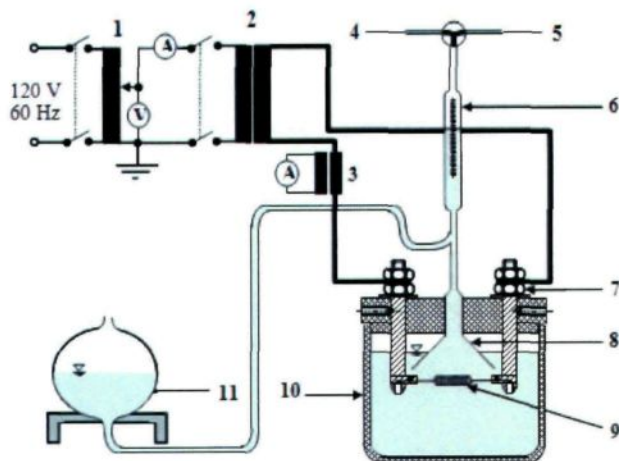


Figure 42 : Montage du four avec l'azote

4.4 Simulation du point chaud local

Un dispositif a été conçu en vue de simuler certains défauts thermiques qui peuvent se produire dans un transformateur. Il s'agit d'une reproduction de contraintes thermiques locales pour simuler un point chaud local (« hot spot » dans la littérature anglaise). Ces défauts ont été simulés par l'échauffement d'un fil de constantan porté à haute température par un transformateur qui a un enroulement secondaire à basse tension et pouvant débiter un fort courant.

L'application d'une contrainte thermique localisée a été simulée à l'aide du dispositif expérimental représenté à la figure 43.



1. Autotransformateur	7. Attache
2. Transformateur	8. Entonnoir en aluminium
3. Transformateur de mesure	9. Élément de constantan
4. 5. Tige pour prise d'échantillon	10. Bêcher
6. Pipette de mesure	11. Bêcher d'égalisation

Figure 43 : Dispositif expérimental pour une surchauffe locale des échantillons de fluides isolants.

Le prototype se compose d'un bêcher résistant à la chaleur et d'un couvercle en téflon. Le fil chauffant est fait de constantan [55], ce qui permet d'avoir une résistance assez constante malgré le fait que la température varie beaucoup.

La température autour du fil est présumée constante et mesurée par une sonde de type en alliage NiCrNi enrobée avec une gaine protectrice en Inconel pour la haute température. Le courant nécessaire au chauffage de l'élément est fourni par un transformateur à enroulement secondaire basse tension tandis que la température du fil est ajustée par un ampèremètre connecté au secondaire du circuit. Un entonnoir en aluminium est installé au-dessus du fil chauffant ce qui permet par le principe de la poussée d'Archimède aux gaz générés d'aller directement dans la pipette de mesure. En mesurant la tension et le courant, la température moyenne peut être calculée. Ce montage permettrait de générer une température locale du fluide pouvant dépasser les 500 °C [55]. Toutefois, les températures ont été limitées à 250 °C pour des raisons de pertes de chaleur et de sécurité. Le volume de gaz généré est mesuré à l'aide d'une pipette possédant une précision de 0,1 millilitre. Les fluides soumis aux tests (800 ml) ont été versés neufs (de la bouteille du fabricant) dans le bécher et par la suite soumis à l'échauffement local pendant 30 minutes sous un courant constant de 20 ampères efficaces à 9,5 volts pour une puissance de 190 watts. Les températures ont atteint des valeurs proches de 250 °C. La quantité de gaz total généré a été notée et le courant appliqué arrêté pour permettre à la température du fluide de descendre à une température ambiante (≈ 24 °C). Le courant a été, par la suite, appliqué à nouveau et le volume de gaz générés a été enregistré. La séquence sera répétée 12 fois et les résultats seront représentés graphiquement.

4.5 Impact du champ électrique sur la tendance au gazage des fluides

Un dispositif (figure 44) peu connu de l'industrie pour la tendance à la formation de gaz (ASTM D6180-05) [56] a été utilisé pour étudier la stabilité de l'huile sous champ électrique, et ce, pour des durées variées (6 h, 12 h, 24 h, 36 h, 48 h, 60 h, 100 h et même parfois 150 h). La quantité de gaz généré sous l'impact des contraintes électriques d'un fluide est mesurée adéquatement sous la méthode ASTM D6180-05 [56], qui simule des conditions proches de la réalité. Une cellule de test type « Merrell » définie par la norme ASTM D6180-05 [56] a été utilisée (figure 44). Les électrons libres sont générés par une électrode de cuivre cylindrique d'un diamètre de 15 mm et d'une longueur de 10 mm scellés dans un vase de type Erlenmeyer à fond rond de quartz. L'électrode est placée dans le centre de la cellule de décharge et suspendue au-dessus de l'huile. Un volume de 100 ml (au lieu de 50 ml tel que spécifié dans la norme ASTM D6180-05) de fluide a été utilisé pour réaliser les tests. En doublant le volume de fluide, il est possible d'avoir une quantité suffisante pour la réalisation de plusieurs tests variés, car à mesure que le fluide génère des gaz, le volume du liquide restant est réduit.

Préalablement à l'application de la tension, la cellule de décharge se voit appliquer un vide minimal de 1 Torr (133 Pa) et ce pendant plusieurs heures (5 heures minimum) pour donner le temps de dégazer le fluide. Une fois le fluide dégazé, la robinetterie est fermée pour isoler le fluide de l'air ambiant.

Ensuite, le spécimen (fluide) est sujet à des décharges constantes haute tension de 10 kV (figure 45) en courant alternatif via l'électrode en cuivre à l'intérieur du vase de type Erlenmeyer et le réceptacle d'eau salée qui contient la seconde électrode, et ce, à température ambiante, et pour différentes périodes de temps allant jusqu'à 150 h. En enregistrant la pression qui progresse à l'intérieur de la cellule, cela permet d'estimer la quantité de gaz émis.

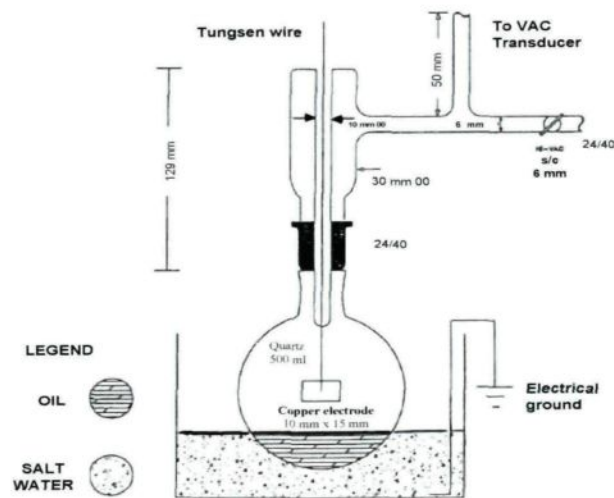


Figure 44 : Cellule de décharge ASTM D6180-05 [56].



Figure 45 : Source haute tension 10 kV c.a.

4.6 Conclusions

Cette recherche consiste à :

- Étudier l'impact sur les fluides des contraintes thermiques par simulation.
- Étudier l'impact sur les fluides des contraintes thermiques en présence d'azote par simulation.
- Étudier l'impact du point chaud local par simulation.
- Étudier l'impact du champ électrique sur la tendance au gazage des fluides.

Pour débiter, l'expérience de contraintes thermique a consisté à reproduire l'état des fluides vieillis avec un vieillissement purement thermique à l'aide d'un four et de catalyseurs. En second lieu, l'expérience de contraintes thermiques en présence d'azote a consisté à reproduire exactement le même phénomène que le précédent sans présence de l'air ambiant qui est l'élément oxydant. Dans un troisième temps, l'expérience du point chaud local a nécessité la fabrication d'un prototype et avait pour objectif de trouver quel

fluide allait produire le plus de gaz. Nous avons décidé de procéder à plusieurs cycles de dégradations. L'expérience de l'impact du champ électrique selon la norme ASTM D6180 est prévue pour 5 heures. Toutefois, nous avons opté pour des périodes de longues durées afin d'observer l'effet à long terme sur les propriétés des fluides testés.

Les équipements utilisés dans nos recherches expérimentales sont d'une grande efficacité et ont déjà servi dans plusieurs investigations antérieures au sein de la chaire Isolime. Le dispositif expérimental pour la simulation locale des points chauds sur des échantillons de fluides isolants a requis un long temps de préparation et plusieurs mises au point pour en arriver à un montage fonctionnel. De plus, ce test n'est régi jusqu'à présent par aucun standard.

CHAPITRE 5

ANALYSES ET DISCUSSIONS DES RÉSULTATS OBTENUS

CHAPITRE 5

ANALYSES ET DISCUSSIONS DES RÉSULTATS OBTENUS

5.1 Introduction

Des tests ont été réalisés avec différents types d'huiles, d'esters et un type de silicone ayant des degrés de détérioration distincts. Ces mesures ont été réalisées dans le laboratoire de la Chaire de recherche du Canada (ISOLIME) et elles sont présentées dans cette section. Le tableau 5 présente les abréviations utilisées dans les figures.

Abréviations	Définitions
NE	Ester naturel
SE	Ester synthétique
Oil 1-2-3	Huile minérale 1-2-3
SIL	Silicone

Tableau 5 : Abréviations utilisées pour les divers types de fluides examinés.

Le tableau 6 présente certains paramètres physicochimiques et électriques des fluides sous tests fournis par les manufacturiers. Il est à noter que les fluides proviennent tous de fournisseurs différents.

	Oil 1	Oil 2	Oil 3	NE	SE	SIL
Facteur de dissipation						
à 60 Hz, 100 °C, D924	<0,1	0,084	0,07	-	-	0,00004
à 50 Hz, 90 °C, IEC 60247	-	-	-	-	<0,008	-
Tension de claquage (kV)						
D877	55	40	53	-	-	40
IEC 60156	45	-	50	< 75	< 75	-
Formation de gaz ($\mu\text{L}/\text{min}$), D 2300B	Négative	+6,7	+17	-	-	-
Teneur en eau (ppm), D 1533	<20	15	20	-	50	-
Tension interfaciale (dynes/cm @ 25 °C), D 971	48	51	49	-	-	20,8
Acidité D 974	<0,01	<0,01	<0,01	-	<0,03	-
Viscosité (cSt @ 40 °C), D 445	7,5	9,8	7,62	37	28	-
Couleur, D 1500	<0,5	<0,5	<0,5	Jaune paille	-	-
Point d'éclair (°C), D 92	150	149	150	327	260	300
Point d'écoulement (°C), D 97	-63	-55	-62	-31	-60	-55

Tableau 6 : Caractéristiques physicochimiques et électriques sélectionnées des fluides investigués, fournis des manufacturiers.

Le tableau 7 présente des caractéristiques spécifiques aux huiles minérales.

Huiles minérales	Oil 1	Oil 2	Oil 3
Types	Paraffinique	Naphténique	Naphténique
Inhibiteur D3487	Type 1	Type 2	Type 2
Inhibiteur D2668	Typ 0,07	Typ 0,3	Min 0,15
Quantité en % par masse	Max 0,08	Max 0,4	Typ 0,26 Max 0,30

Tableau 7 : Caractéristiques des 3 huiles minérales utilisées.

5.2 Vieillessement thermique

La durée de vie des transformateurs est de plus longue durée que le temps alloué à cette recherche; l'investigation a été basée sur une étude de vieillissement accéléré en laboratoire. Ces vieillissements accélérés permettent d'analyser les différents paramètres de dégradation. Les vieillissements ont été réalisés tel qu'illustré à la figure 41 pour des périodes de temps de 84 h, 168 h, 252 h, 384 h et 504 h.

Les figures 46 à 48 sont des résultats obtenus au niveau de certains paramètres déterminés sur des huiles minérales vieilles. La figure 46 représente les différentes propriétés de l'huile en fonction de la durée du vieillissement. Il est possible de remarquer l'état de dégradation de l'huile via les paramètres investigués

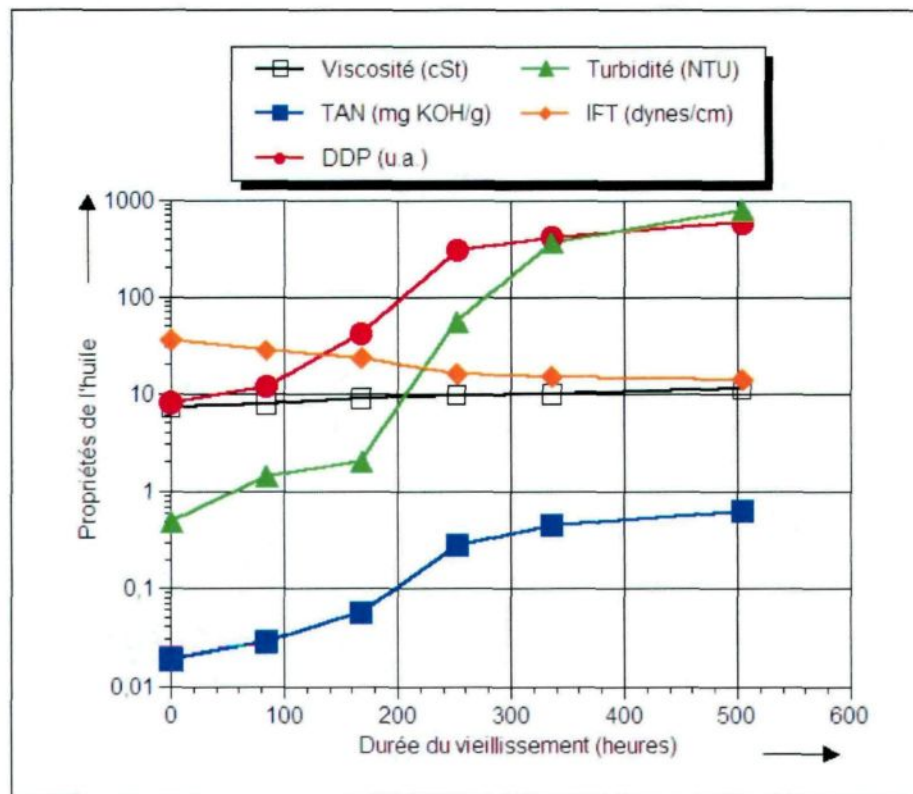


Figure 46 : Évolution des valeurs relatives des paramètres de l'huile 1 (oil 1) en fonction du vieillissement [57].

La figure 47 représente les différents paramètres : TAN (acidité), DDP (quantité relative de produits dissous), turbidité et IFT (tension interfaciale) en fonction de la viscosité. Cette figure permet de constater que, la viscosité est dépendante des différents produits de dégradation dans le fluide.

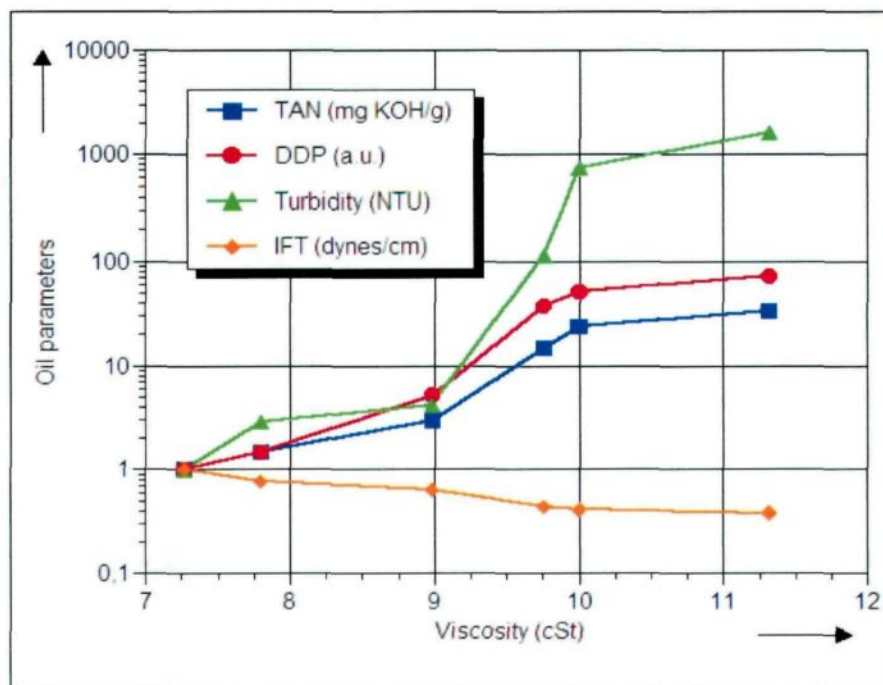


Figure 47 : Évolution des propriétés de l'huile 1 (oil 1) en fonction de la viscosité [58].

La figure 48 représente les valeurs obtenues de l'absorbance mesurée par le spectrophotomètre. Cette mesure d'absorbance indique la quantité relative de produits dissous.

Les produits de dégradation de l'huile vieillie diminuent la tension interfaciale tandis que les autres paramètres (DDP, TAN, turbidité et viscosité) augmentent.

La turbidité apparentée au degré de contamination par les particules solides en suspension dans l'huile varie avec un taux plus élevé que celui des produits dissous (DDP), du taux d'acidité (TAN) et de la tension interfaciale (IFT). La recombinaison de deux

radicaux libres de grands poids moléculaires est connue comme étant le résultat de formation de produits colloïdaux, en suspension dans l'huile.

Toute augmentation en poids moléculaire de l'huile vieillie, entraînée par le vieillissement thermique, indique une augmentation de la turbidité ce qui pourrait expliquer l'augmentation de la viscosité de l'huile [59]. Ceci souligne le fait que les produits colloïdaux en suspension dans l'huile affectent la capacité du transfert de chaleur de ce dernier.

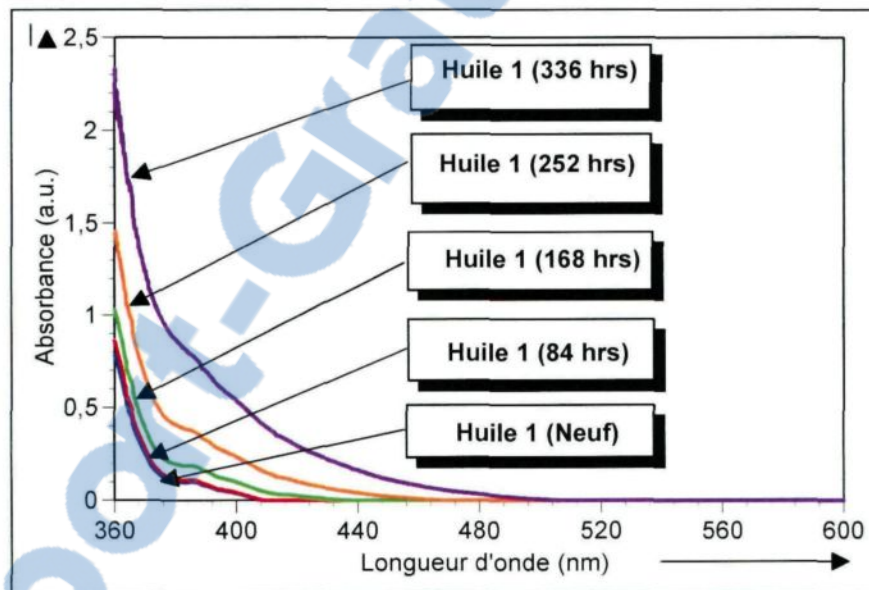


Figure 48 : Graphique de l'absorbance en fonction de la longueur d'onde pour différentes périodes de vieillissement pour l'huile 1 (oil 1).

La dégradation affecte la viscosité de l'huile (figure 49), et donc ses capacités de caloporteur. Une approche mathématique de traitement des données indique l'existence d'une relation entre la viscosité (ν) et la durée du vieillissement Dv . En effet, ν peut être exprimée comme fonction mathématique du temps de vieillissement, représentée par la courbe en trait plein (figure 49). L'analyse a justifié l'obtention de l'expression suivante permettant de modéliser mathématiquement les résultats obtenus dans cette étude :

$$\nu = -4,22 \cdot 10^{-6} Dv^2 + 1,034 \cdot 10^{-2} Dv + 7,2 \quad (5.1)$$

Cette expression permet, au vu des résultats, la meilleure corrélation obtenue avec un coefficient de corrélation $R^2 = 0,99$. Cette courbe n'est pas linéaire, il a été établi, à la suite de plusieurs mesures, qu'il y avait une relation du second ordre.

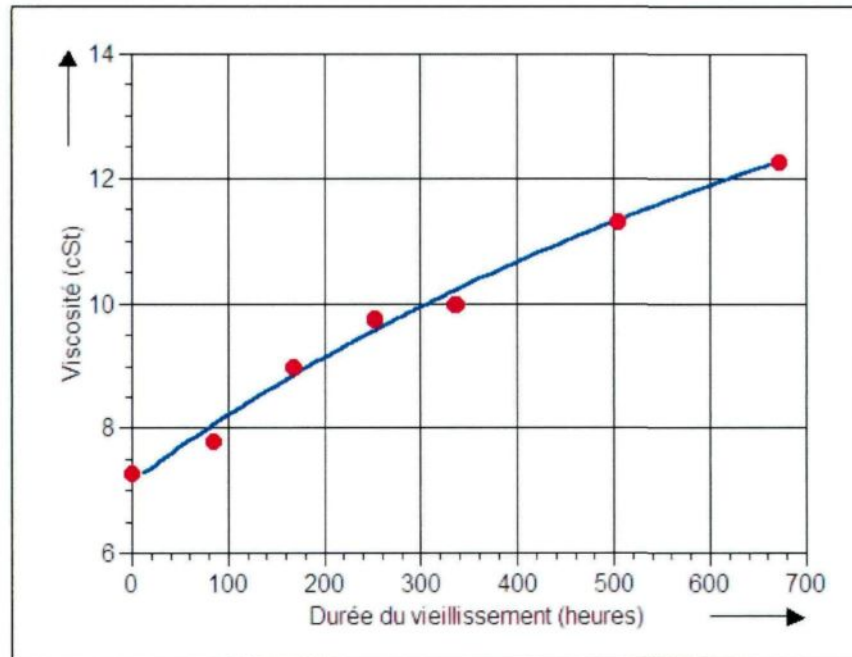


Figure 49 : Viscosité de l'huile en fonction du vieillissement mesurée à 40 °C [58].

La viscosité des divers échantillons d'huile vieillis a ensuite été mesurée en fonction de la température (figure 50). Il est à remarquer que la température affecte la viscosité.

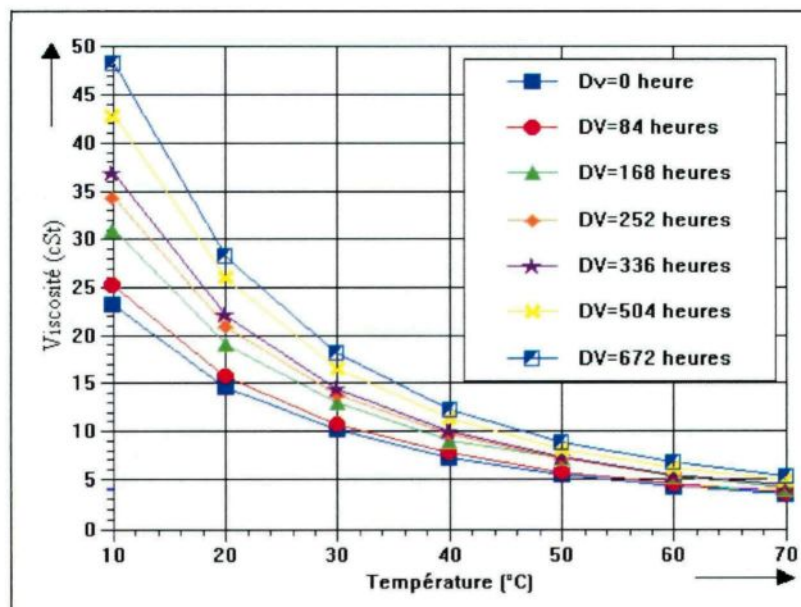


Figure 50 : Viscosité de l'huile en fonction de la température pour différents degrés de vieillissement (DV) exprimé en heures.

En utilisant des techniques de régression, la viscosité a été exprimée en fonction de la température de mesure T_h (°C). L'expression suivante a permis de représenter mathématiquement l'ensemble des données illustrées à la figure 50.

$$\nu = a e^{-b T_h} \quad (5.2)$$

L'évolution des paramètres a et b en fonction de Dv est donnée à la figure 51 où l'on peut remarquer que le « paramètre b » est dépendant de Dv , tandis que :

$$a = 7,3984 Dv^{0,3173} \quad (5.3)$$

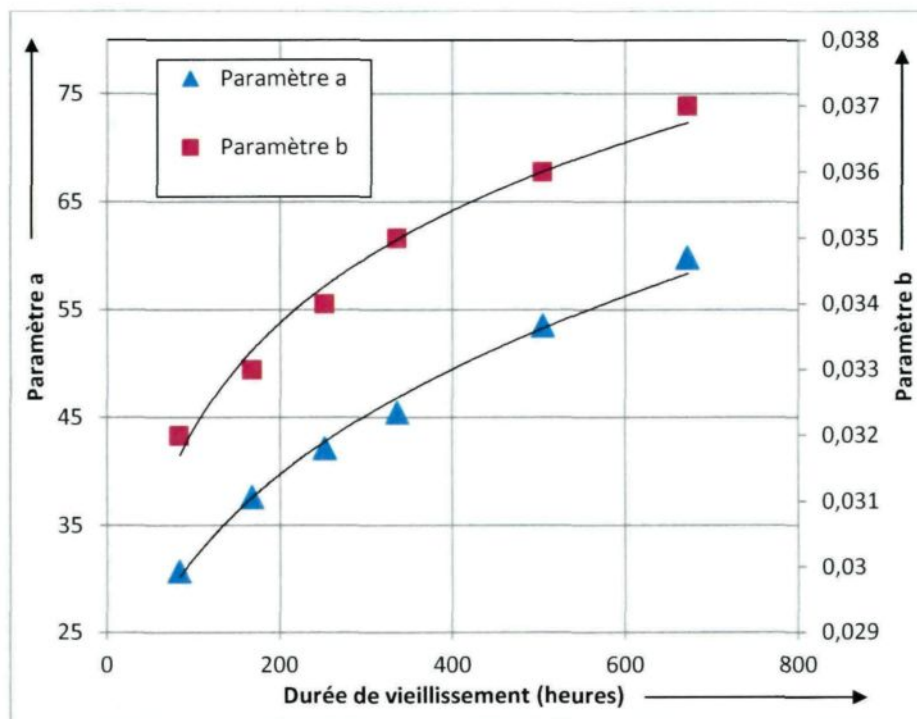


Figure 51 : Évolution des paramètres a et b en fonction de la durée du vieillissement Dv .

La viscosité des échantillons d'huile vieillis dans des conditions spécifiques, en fonction de la durée du vieillissement Dv et de la température de mesure T_h peut ainsi être modélisée en combinant les équations (5.2) et (5.3) :

$$\nu = \left(7,3984 Dv^{0,3173}\right) e^{-\left(0,023 Dv^{0,9711}\right) T_h} \quad (5.4)$$

Les figures 52, 53 et 54 sont des résultats de tests de vieillissement thermique effectués sur une huile minérale (huile 1). La figure 52 résume les résultats obtenus à partir des mesures de conductivité thermique. Les mesures ont été réalisées avec l'appareil « ThermTest Lambda Liquid Thermal Conductivity System ». Étant donné qu'il n'y a eu que de petites variations dans les mesures, les résultats ont été tracés en unité relative (valeur actuelle divisée par la valeur mesurée de l'huile neuve) pour une meilleure comparaison.

La conductivité thermique augmente légèrement en fonction de la durée du vieillissement (figure 52). Cette augmentation de la conductivité thermique pourrait être liée à un taux plus élevé de la diffusion de l'air et d'humidité dans les échantillons au cours du vieillissement. Toute augmentation de la teneur en eau augmente de façon concomitante la conduction thermique du fluide. Plus la conduction thermique sera élevée, plus la température du transformateur en sera basse en fonctionnement [60]. Il est à noter que chaque point de mesure représente une moyenne de 5 tests.

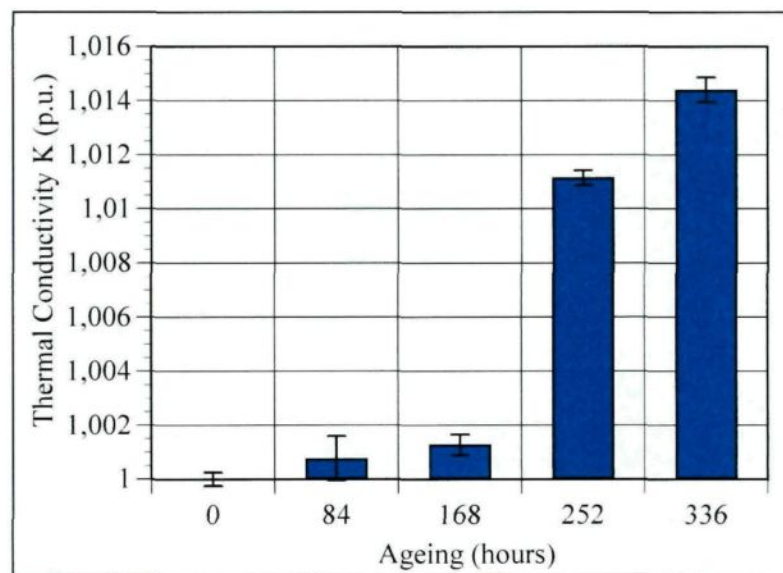


Figure 52 : Conductivité thermique relative de l'huile vieillie en fonction de la durée de vieillissement [61].

La représentation (figure 53) de la conductivité thermique en fonction de la turbidité (particules suspendues) et des quantités relatives de produits dissous dans l'huile (DDP : peroxydes, aldéhydes, cétones et acides organiques) permet de confirmer l'influence de cette dernière.

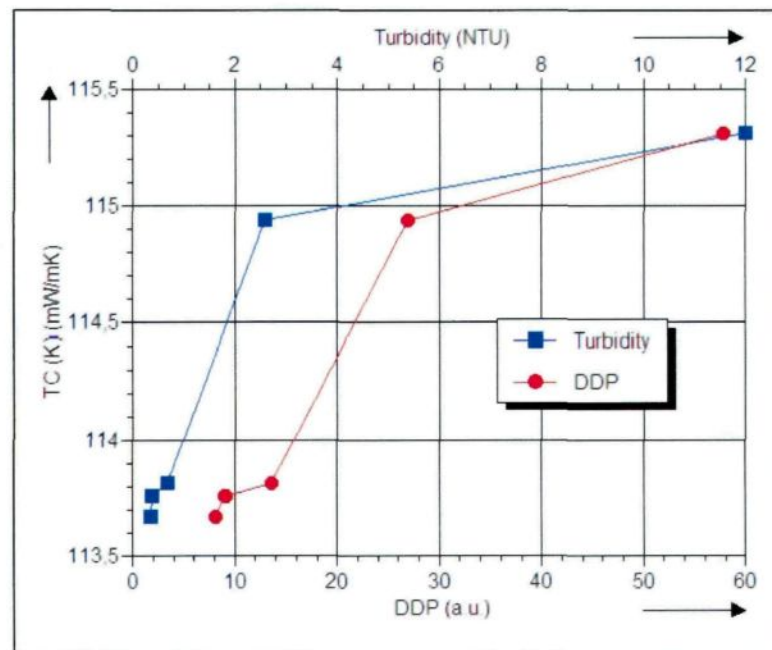


Figure 53 : Conductivité thermique (TC) de l'huile vieillie thermiquement en fonction de la turbidité et de la quantité relative de produits dissous dans l'huile (DDP) [61].

Tous les paramètres mesurés en conformité avec les prescriptions des standards ASTM sont donnés dans le graphique (figure 54). Tous les paramètres ont été tracés en unité relative (valeur actuelle de l'échantillon d'huile divisée par la valeur de l'huile neuve) pour une meilleure comparaison. À mesure que l'huile vieillie et se dégrade, la viscosité et la conductivité thermique (TC) augmentent. La viscosité est directement affectée par tous ces produits solubles et insolubles issus du vieillissement de l'huile. C'est-à-dire que plus il y a de produits de dégradations (d'acides, de cires, de boues, etc.) dans l'huile, plus cette dernière sera visqueuse. La conductivité thermique de l'huile augmente légèrement dû certainement à la génération d'eau durant le processus d'oxydation [62]. La réaction d'oxydation des huiles minérales a été largement étudiée par un certain nombre de chercheurs [63-67], et alors qu'il est généralement convenu que l'oxydation de certaines fractions aromatiques donne lieu à la formation de boues et augmente la viscosité des huiles, ce sont les constituantes naphthéniques et paraffiniques qui produisent des quantités importantes d'acides lors de l'oxydation; hormis les effets possibles de contamination, ces acides semblent être les sources les plus probables de pertes diélectriques dans les huiles dues à la conduction ionique. La conductivité thermique, la chaleur spécifique, et le coefficient de dilatation thermique des huiles minérales varient avec la densité. Selon Duval et Rouse, [12] la conductivité thermique, la chaleur spécifique et le coefficient d'expansion de l'huile minérale varient avec la densité.

L'augmentation en acidité et la réduction de la tension interfaciale sont suivies par un changement de couleur de l'huile qui devient plus foncée (figure 55) par la présence de contaminant polaire (figure 54-56). Les produits d'oxydation de l'huile diminuent la tension interfaciale, tandis que les autres paramètres (DDP, acidité et turbidité...) augmentent. Cette relation inverse élimine pratiquement «les erreurs» lors de l'évaluation de l'huile.

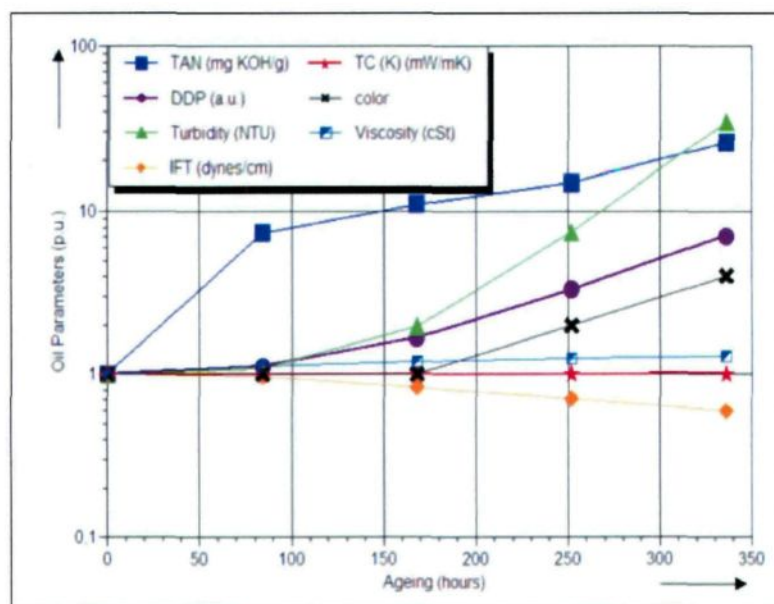


Figure 54 : Sommaire comparatif des paramètres en fonction du temps de vieillissement [61].

La turbidité est reliée au degré de contamination par les particules solides en suspension dans l'huile, elle change avec une vitesse plus élevée que les produits de dégradation dissous, le nombre d'acide et la valeur de la tension interfaciale. La recombinaison des deux grands radicaux est connue pour aboutir à la formation de grands produits de

désintégrations colloïdales en suspension dans l'huile. Toute augmentation dans le poids moléculaire de l'huile vieillie, relevé par le vieillissement thermique, indique une augmentation de la turbidité qui pourrait expliquer l'augmentation de la viscosité de l'huile [68]. Ceci souligne le fait que les molécules colloïdales en suspensions dans l'huile affectent la capacité de transfert de chaleur.

Les propriétés électriques et de transfert thermique de l'huile de transformateur sont affectées par les décharges électriques/arcs et son oxydation, ce qui dégrade l'huile en service. Avec la production de composants oxydants, les propriétés de transfert de chaleur de l'huile sont affectées.

La viscosité cinématique en fonction de la progression du vieillissement peut être directement corrélée aux résultats de la turbidité. Mesurer la quantité de produits en suspensions insolubles semble donc être très important, étant donné que ces sous-produits contribuent clairement à la dégradation de l'isolation électrique et des propriétés thermique.

Tout au long du processus de détérioration, l'huile s'oxyde et brunit (figure 55) ce qui confirme l'augmentation de la quantité des produits de dégradation.



Figure 55 : Évolution de la couleur de l'huile tout au long du vieillissement.

L'acidité augmente et la tension interfaciale diminue, suivie par la carbonisation de l'huile qui indique une présence de contaminants polaires (figure 56). Les contaminants polaires sont des composants tels que les aldéhydes, les alcools, les cétones, etc. La polarité est une caractéristique décrivant la répartition des charges négatives et positives dans un dipôle. La polarité d'une liaison ou d'une molécule est due à la différence d'électronégativité entre les éléments chimiques qui la composent, des différences de charge qu'elle induit et à leur répartition dans l'espace. Plus les charges sont réparties de façon asymétrique, plus une liaison ou une molécule sera polaire, et au contraire, si les charges sont réparties de façon totalement symétrique, elle sera apolaire (figure 57), c'est-à-dire non polaire. Quelques exemples, qui sont pertinents dans le contexte, sont présentés dans les figures 56 et 57.

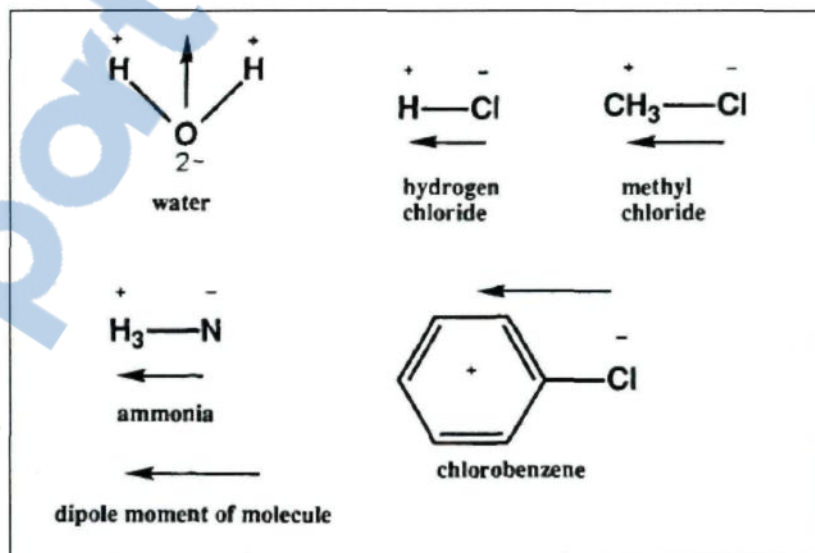


Figure 56 : Exemples de molécules polaires (le moment dipolaire est dirigé de la charge négative à la charge positive) [69].

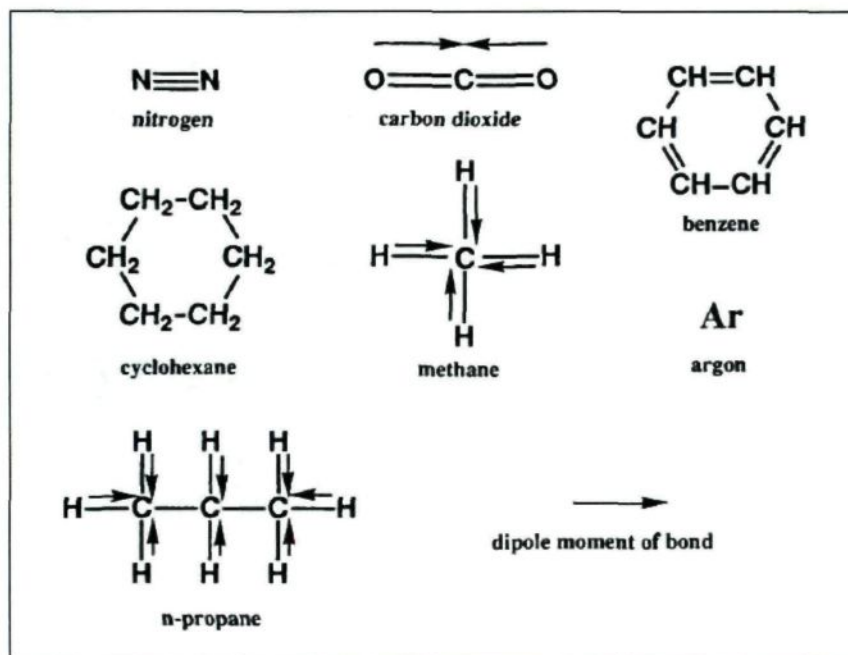


Figure 57 : Exemples de molécules apolaires [69].

5.3 Stabilité sous contraintes électriques

La génération de gaz dans un fluide isolant sous contraintes électriques est en fonction de la composition chimique de ce fluide, des contraintes électriques, de la température et du temps [36].

La tendance à la production de gaz (selon le montage de la figure 44) est suivie et enregistrée durant chacun des tests et est résumée à la figure 58. Les données ont été obtenues à partir d'une moyenne de 2 tests pour chaque fluide. Toutefois, pour ce qui est

des tests de longue durée, les mesures de pression ont été prises fréquemment ce qui permet d'amasser en quantité des données pour les premières heures. Cette approche permettrait ainsi de valider la reproductibilité de la méthode de test.

L'augmentation de la pression à l'intérieur de la cellule de décharge indique que la quantité de gaz évolue en fonction de la décomposition primaire des molécules instables. Une équation du type $y(h) = (1 - e^{-A_1 * h}) * A_2$ décrit le phénomène. Le tableau 8 contient les paramètres pour chaque fluide, obtenus à partir de régressions. Il est à remarquer que les paramètres de l'ester naturel n'ont pas été ajoutés dans le tableau 8 car le fluide absorbe les gaz. L'intérêt ici est de paramétrer la tendance au gazage en production et non pas en absorption.

Type de fluide	Constante A ₁	Constante A ₂	R ²
Huile 1 (Oil 1)	0,0231	19 914	0,9743
Huile 2 (Oil 2)	0,0308	26 597	0,9836
Huile 3 (Oil 3)	0,0421	21 497	0,9824
Ester synthétique (SE)	0,0785	18 075	0,9285
Silicone (SIL)	0,0158	35 652	0,8847

Tableau 8 : Constantes pour la tendance à la production des gaz des fluides.

Plusieurs propriétés telles que le facteur de dissipation diélectrique (DDF) [38], à 100 °C, la quantité relative de produits dissous (DDP) [47], la turbidité [49, 68] ainsi que la tension interfaciale (IFT) [35], ont été mesurés avant, pendant et après l'application de la tension pour déterminer l'impact des décharges.

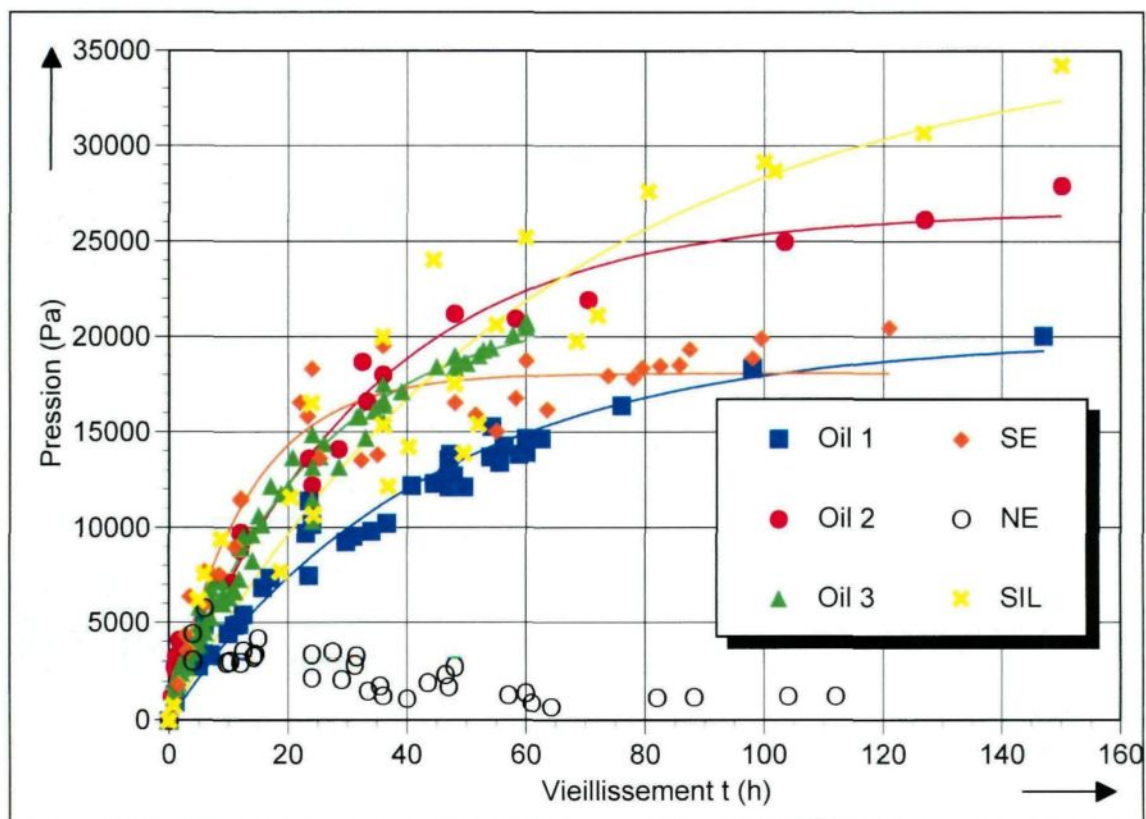


Figure 58 : Évolution de la tendance au gazage de fluides isolants soumis à une décharge électrique.

Il y a une relation directe entre certaines molécules dans le fluide et la génération des gaz par le fluide. Il est bien connu que les molécules aromatiques affectent les propriétés de gazage de n'importe quel fluide. Pour absorber les gaz, un mélange élevé en teneur de molécules aromatiques est souhaitable [70]. Les aromatiques réagissent de la même façon que dans le procédé d'hydrogénation, en général, en absorbant l'hydrogène et en saturant les structures aromatiques [71]. Évidemment, la tendance à la formation de gaz des esters naturels est plus faible que celles des autres fluides.

Les esters naturels sont connus pour avoir un pouvoir d'absorption de gaz élevé, car elles ont des liaisons de carbones doubles ce qui permet aux molécules des gaz des fluides de se former tandis que les esters synthétiques dégagent des gaz [71].

Selon Cooper Power Systems [72], la tendance à la formation de gaz de leurs fluides végétaux est généralement meilleure (plus faible) que les huiles minérales. Ceci peut être attribué au fait que les fluides végétaux sont chimiquement mieux définis et plus homogènes alors que les huiles minérales contiennent toujours des compositions variées. Cette basse tendance au gazage des esters naturels est probablement due à la faible quantité de molécules insaturées, non aromatiques par rapport aux huiles minérales [73, 74].

La détermination du facteur de dissipation électrique à 60 Hz et 100 °C, DDP, IFT et la turbidité des échantillons des fluides avant et après les tests de stabilité (fluides neufs et dégradés) (figures 59 à 62) permet d'évaluer le résultat des réactions chimiques aléatoires secondaires entre les fluides possédant des radicaux libres.

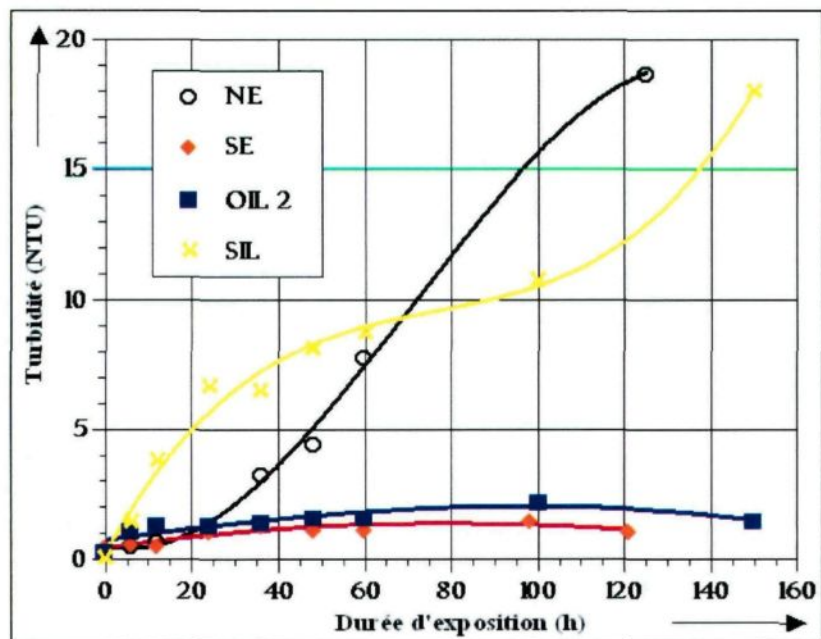


Figure 59 : Turbidité des fluides à la suite de l'exposition aux décharges électriques.

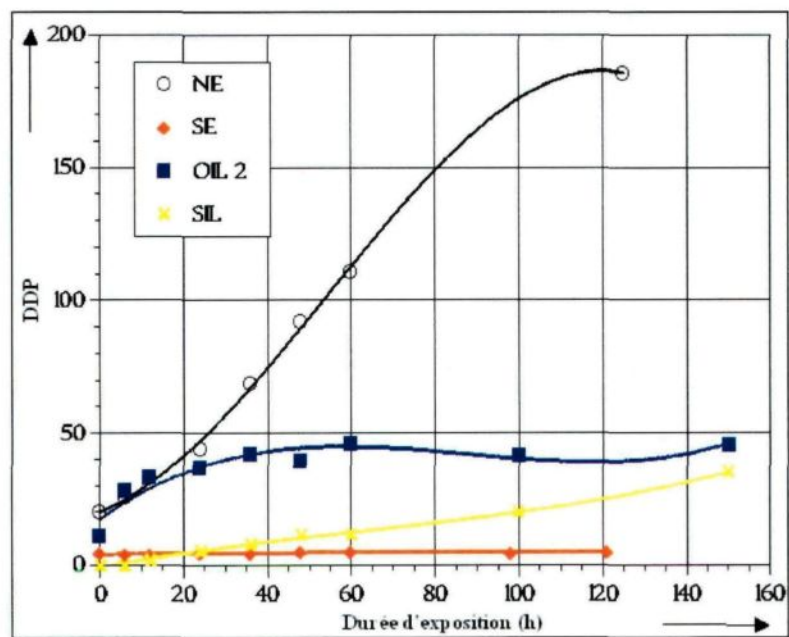


Figure 60 : Quantité relative de produits dissous (DDP) des fluides à la suite de l'exposition aux décharges électriques.

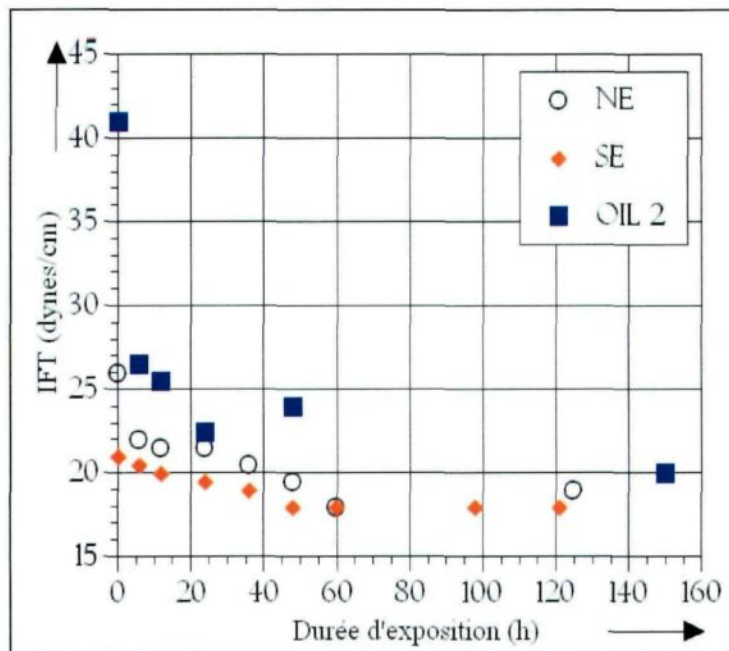


Figure 61 : Tension interfaciale des fluides à la suite de l'exposition aux décharges électriques [75].

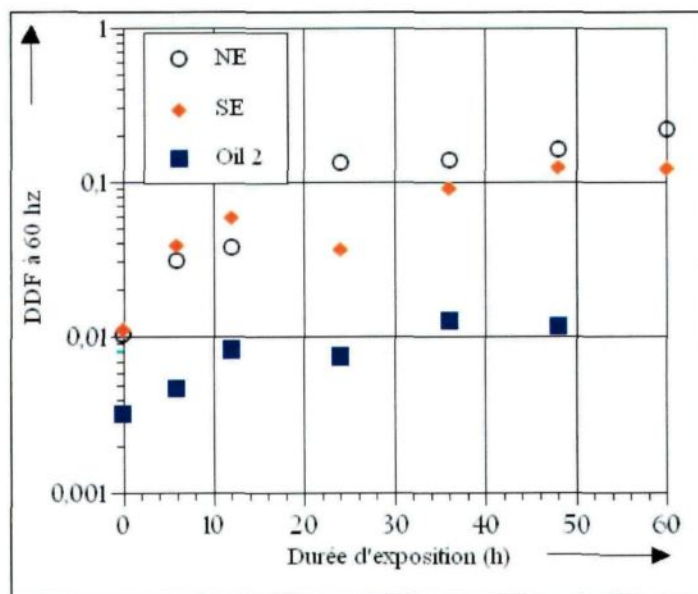


Figure 62 : Facteur de dissipation (DDF) des fluides isolants à 60 Hz et 100 °C à la suite de l'exposition aux décharges électriques

À partir des résultats obtenus des figures 59 à 62, on peut observer que les valeurs de DDP, à la suite des tests de stabilité, augmentent en raison des larges quantités de radicaux libres générés par la formation de gaz par les liquides. Au même instant, la turbidité augmente également en raison des réactions chimiques secondaires entre les chaînes hydrocarbonées brisées. Cette observation n'est pas évidente pour les esters synthétiques, car il faut prendre en compte également la solubilité des produits colloïdaux insolubles et solubles ainsi que les sous-produits. Les esters sont plus polaires et ont une plus grande solubilité pour les boues [5]. La tension interfaciale (IFT) diminue, ce qui s'explique par la présence de produits polaires dans les fluides. Le facteur de dissipation augmente ce qui explique que les fluides se décomposent et qu'il y a présence de produits de décomposition qui altère les propriétés diélectriques de ces derniers.

5.4 Stabilité sous contrainte thermique locale

La contrainte thermique locale est l'un des facteurs qui peut affecter sérieusement la fiabilité des huiles et la durée de vie des transformateurs. Même dans des conditions normales d'opérations, les gaz peuvent être générés par la surchauffe ou la surcharge. Des fluides de différentes natures et qualités ont été testés; il est possible de trouver ceux qui sont favorables à la formation de gaz sous contraintes thermiques locales (selon le schéma de la figure 43) et donc possiblement à la formation des produits colloïdaux. Les résultats de la figure 63 représentent la formation de gaz en fonction du nombre d'essais en ne prenant pas compte de la température.

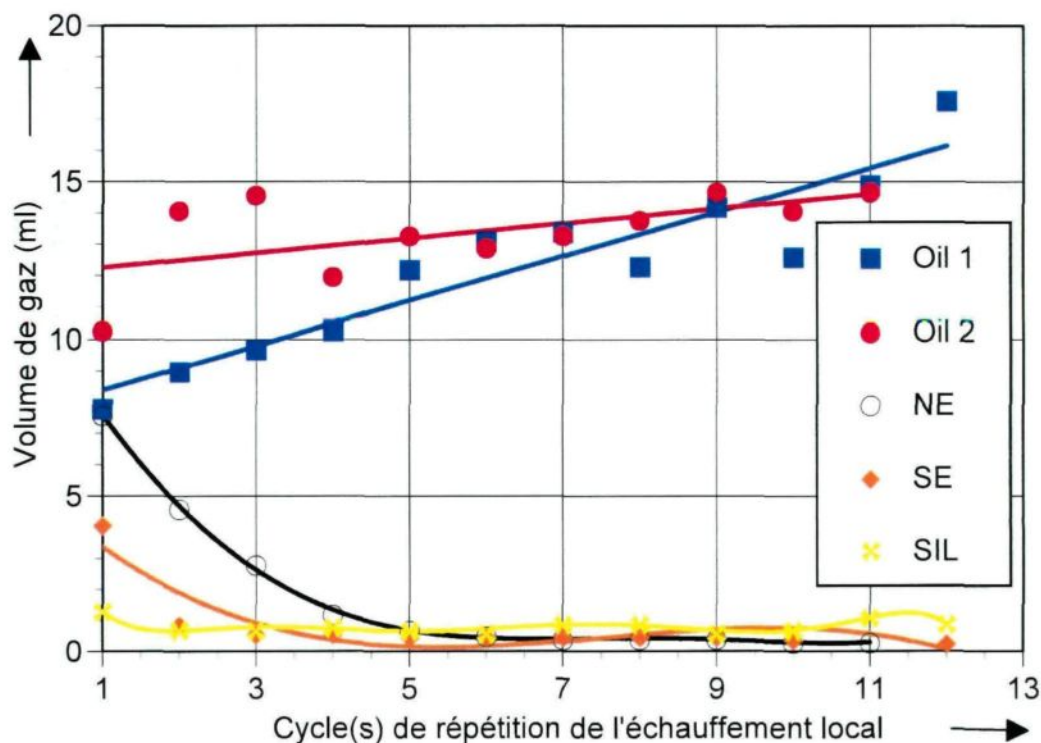


Figure 63 : Tendence au gazage de fluides soumis à l'échauffement local.

Tel qu'il est possible d'observer, les huiles minérales, les esters et les silicones représentent des tendances aux gaz différents. Tandis que les produits de décomposition contribuent à la formation de gaz dans les huiles minérales, et ce, de façon linéaire, il y a une tendance à la baisse et une stabilisation de la génération de gaz dans les esters et les silicones. Ceci peut être attribué au point d'éclair qui est supérieur pour les esters et les silicones, combiné à la solubilité pour les boues et/ou à la tendance négative de formation de gaz [76]. La seconde hypothèse en ce qui a trait au haut niveau de la grande quantité de gaz généré au début des tests peut être attribuée au fait que les fluides ne sont pas bien séchés.

La température a été mesurée grâce à un thermocouple installé sur le prototype. Il est possible de visualiser ces résultats sur la figure 64. Il faut remarquer que la température est en fonction du temps sur ce graphique. Plus le test est de longue durée, plus le fluide sera chaud car $\Delta Q = R \cdot I^2 \cdot \Delta t$. Le fluide se trouve à se réchauffer tout au long du test et il est possible de remarquer une fonction exponentielle. Il faut croire que la température se stabilisera à un certain moment. Toutefois, les expériences ont été limitées à 30 minutes pour des raisons de sécurité, car certains fluides s'approchaient sérieusement de leurs points d'inflammabilité. De plus, il ne faudrait pas endommager le prototype, car certaines composantes ont une limite thermique.

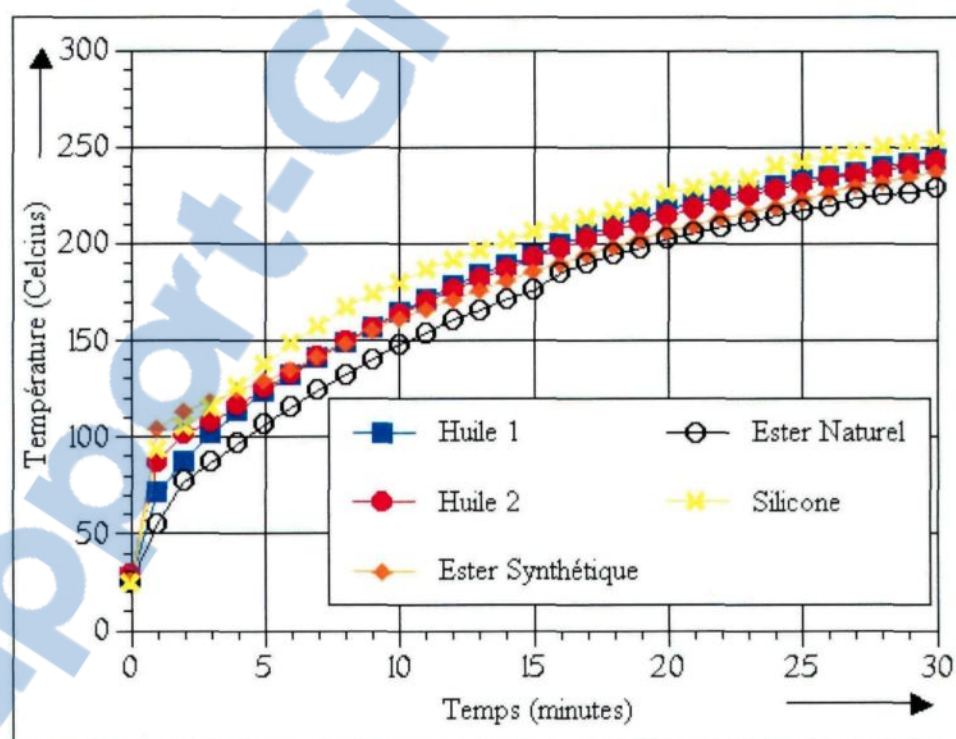


Figure 64 : Évolution de la température des fluides en fonction du temps.

Il est intéressant de remarquer que la quantité de gaz généré est en fonction de la température (figures 65 et 66). Ces 2 figures corroborent la théorie évoquée précédemment selon laquelle, la quantité de gaz est en fonction du temps. Le premier test tel qu'indiqué à la figure 65 est la première fois que la cellule est soumise à une contrainte thermique locale, c'est-à-dire que le fluide est neuf. La figure 66 est associée à la dernière contrainte thermique, c'est-à-dire pour un fluide qui a été soumis au 12e essai.

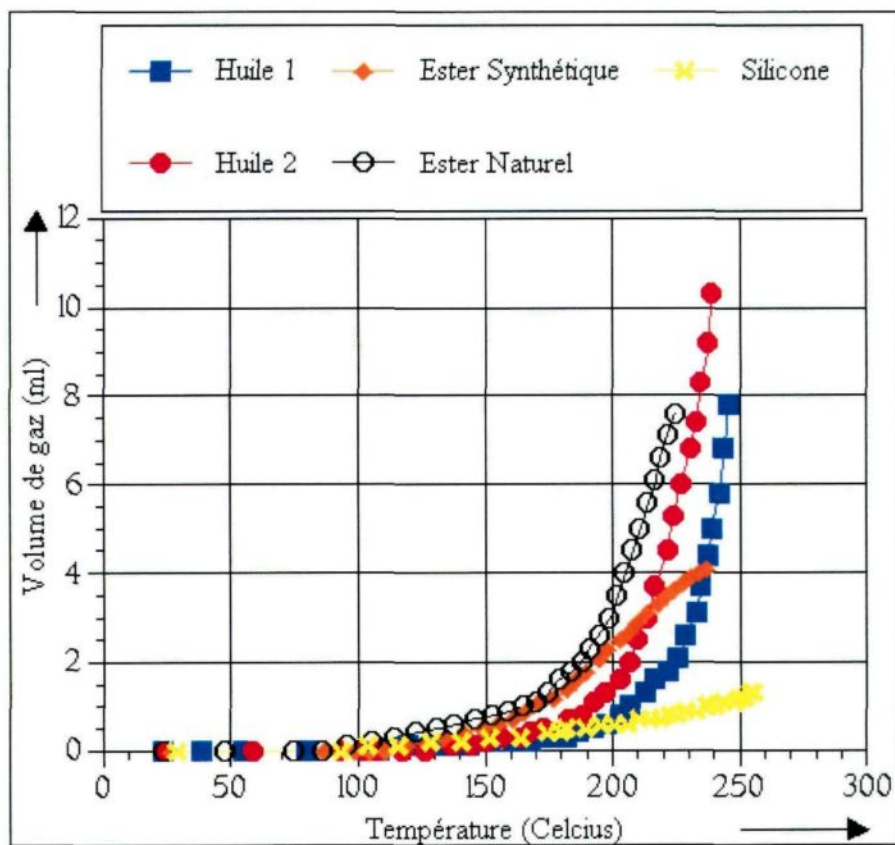


Figure 65 : Quantité de gaz généré en fonction de la température pour le premier test thermique.

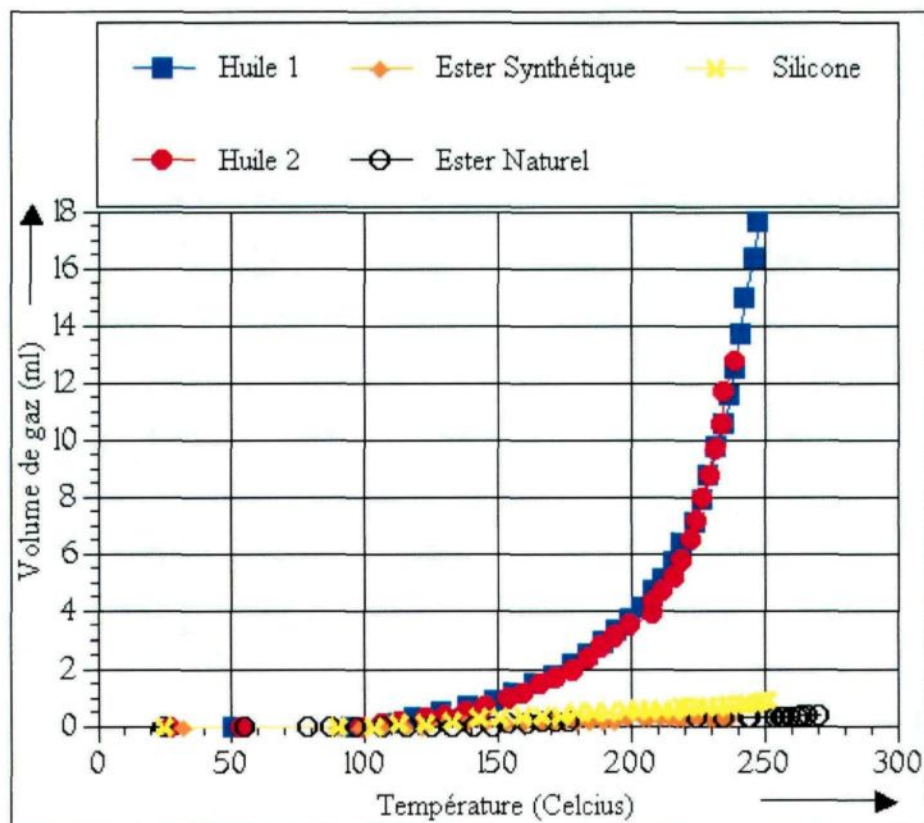


Figure 66 : Quantité de gaz généré en fonction de la température pour le dernier test thermique.

5.5 L'impact de l'atmosphère inerte à l'azote sur le vieillissement d'un fluide biodégradable

Les molécules d'oxygène, chacune contenant deux électrons non appariés, sont des radicaux libres très agressifs chimiquement. Dans leurs états normaux fondamentaux de triplets, ils sont paramagnétiques. Ils forment un aimant en présence d'un champ

magnétique grâce aux moments magnétiques des spins des électrons non appariés et des échanges négatifs d'énergie entre voisins entre les molécules d'O₂ [77].

Il est à remarquer (figure 67) qu'avec le remplacement de l'air par l'azote (selon le schéma de la figure 42), le fluide vieillit beaucoup moins rapidement qu'en contact avec l'oxygène (air ambiant). La turbidité et la quantité relative de produits dissous (DDP) sont moindres sous le débit d'azote qu'à l'air libre. Certaines analyses n'ont pas été réalisées telles que la tension interfaciale, l'acidité, la couleur, la viscosité, etc. parce que les corrélations avaient déjà été établies par des vieillissements suivis de tests tels qu'à la figure 54. Les mesures de DDP et de turbidité ont été jugées suffisantes pour quantifier la dégradation. Le but était de tester un fluide (ester synthétique) qui est moins sensible à la dégradation thermique (figures 21 et 22) que l'huile minérale conventionnelle pour bien démontrer le rôle que joue l'oxygène dans le processus de dégradation du fluide.

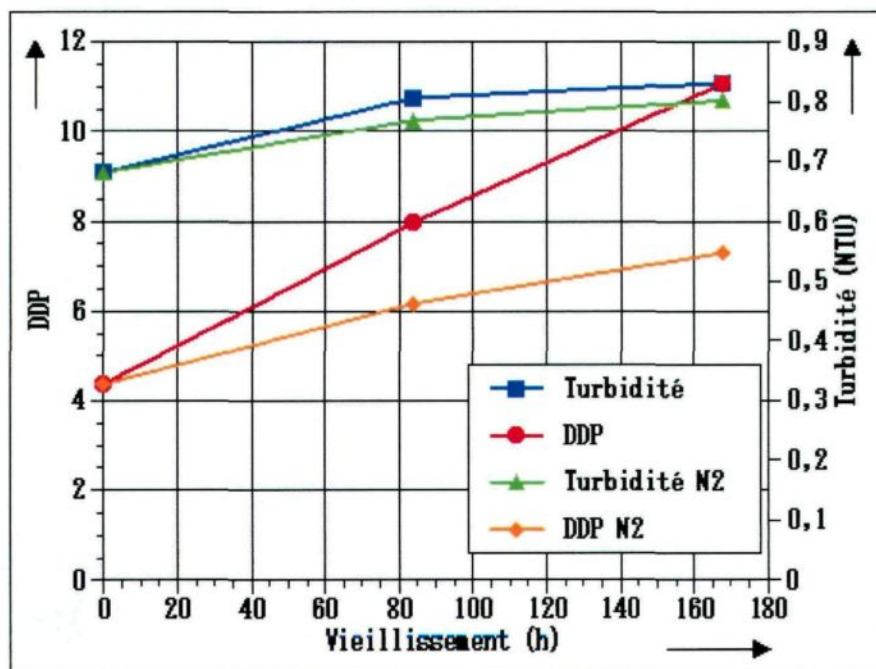


Figure 67 : Turbidité et DDP du fluide (ester synthétique) en fonction du vieillissement régulier et du vieillissement avec couverture d'azote et ce pour 115 degrés Celsius dans les 2 cas.

5.6 Transmittance avec le DPPH

Certains fluides (huiles minérales) ont été testés via la quantification des radicaux libres par réaction avec le DPPH. Cette méthode permet de connaître le taux de radicaux libres. À la suite d'un vieillissement thermique au four (figure 68), il paraît évident que plus que le fluide est vieilli, plus la présence de radicaux libres détectée par la transmittance augmente.

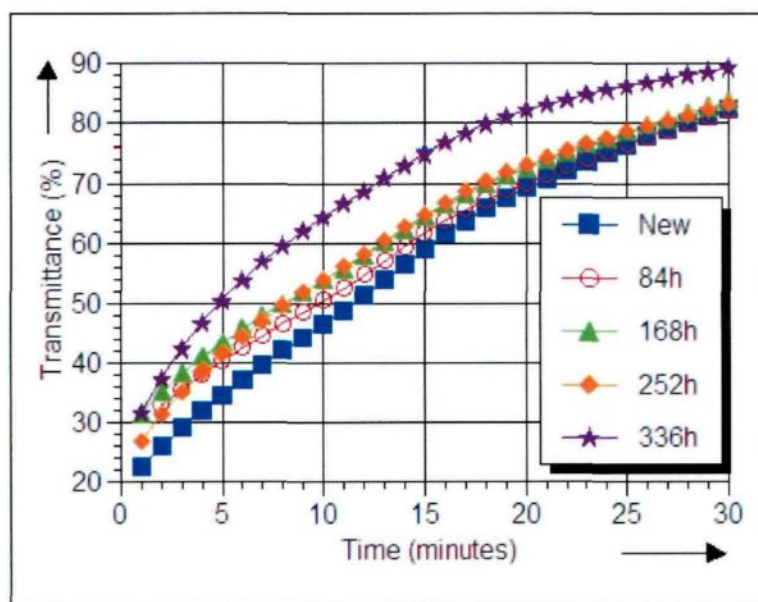


Figure 68 : Transmittance avec le DPPH d'huile minérale neuve ou vieillie thermiquement en fonction du temps (huile 3) [15].

Deux huiles qui ont servi aux tests de surchauffe avec l'élément chauffant ont été conservées pour être testées par la suite au DPPH (figure 69). Il est à remarquer que l'huile 2, qu'elle soit neuve ou qu'elle ait surchauffée localement, présentera plus de radicaux libres.

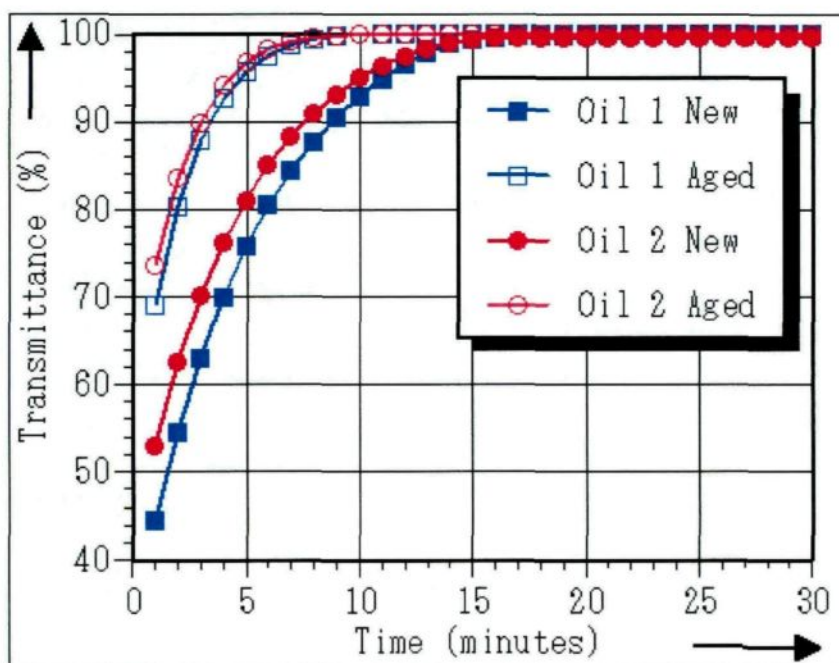


Figure 69 : Transmittance avec le DPPH de l'huile 1 et l'huile 2 neuves, à la suite de 12 tests d'application de contrainte thermique locale en fonction du temps [15].

Des vieillissements électriques ont été effectués et les huiles ont été par la suite testées au DPPH. On peut remarquer que chaque huile ne répond pas de la même façon à cette contrainte, car elles n'ont pas toutes les mêmes concentrations de molécules ce qui fait que certaines huiles auront plus ou moins de radicaux libres (figures 70 et 71). Il est intéressant de remarquer que plus les huiles vieillissent, plus le DPPH réagira rapidement.

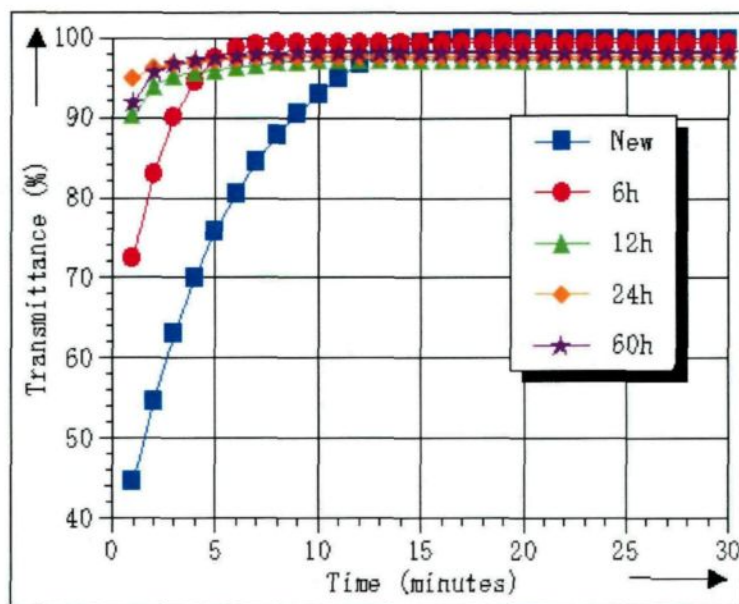


Figure 70 : Transmittance avec le DPPH d'une huile neuve et d'huile ionisée en fonction du temps d'exposition (huile 1) [15].

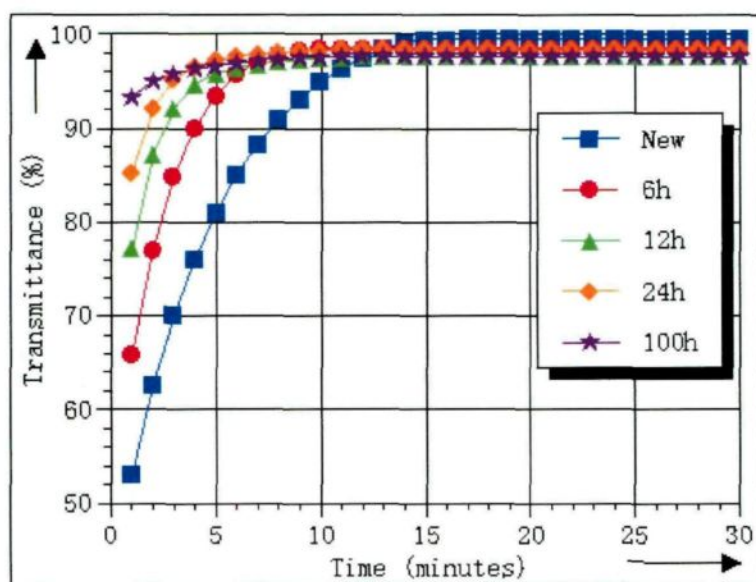


Figure 71 : Transmittance avec le DPPH d'une huile neuve et d'huile ionisée en fonction du temps d'exposition (huile 2) [15].

Le traceur de radicaux libres DPPH démontre bien la présence de ces derniers. Les résultats indiquent bien l'augmentation de la transmittance si l'huile est plus usée. Ce qui démontre l'importance de ces tests.

5.7 Conclusions

Ce chapitre a permis de présenter les différents résultats de notre étude. Les vieillissements et méthodes d'analyse habituelles permettent de bien connaître l'état du fluide. Une nouvelle technique de simulation thermique locale (point chaud local), un vieillissement électrique (stabilité sous contrainte électrique) de longue durée et un vieillissement thermique sous inertage à l'azote ont été utilisés dans cette étude. De plus, l'analyse par le DPPH a été présentée pour la première fois et semble très prometteuse pour la quantification des radicaux libres.

CHAPITRE 6
CONCLUSIONS

CHAPITRE 6

CONCLUSIONS

Avec la génération de sous-produits d'oxydation ou de vieillissement, les propriétés physicochimiques, la conductivité thermique ainsi que la viscosité de l'huile sont affectées. Les résultats expérimentaux montrent que la contamination et les processus de détérioration de l'huile minérale conduisent à une conductivité thermique légèrement augmentée. La viscosité cinématique en fonction du temps de vieillissement a augmenté et peut être directement corrélée aux résultats de la turbidité et aux produits dissous de désintégration. Mesurer la quantité de produits insolubles et solubles en suspension semble donc être très important, étant donné que ces sous-produits contribuent clairement à la dégradation de l'isolation, et ce, par dégradation électrique, physicochimique et thermique. Dans le cadre d'une stratégie de maintenance globale, ces tests peuvent aider à prendre des mesures avant que la détérioration atteigne un point où la défaillance du transformateur est inévitable.

Les propriétés thermiques de l'huile de transformateur sont affectées par l'oxydation, qui dégrade l'huile en service. Avec la production des produits d'oxydation, les propriétés calorifiques de l'huile sont affectées.

Alors que le test de stabilité basé sur la norme ASTM D6180-05 mesure avec précision la quantité de gaz dégagée, il révèle également les effets secondaires de production du gaz en raison des réactions chimiques entre les molécules rompues. Les résultats indiquent que la tendance à la formation au gaz des esters naturels est beaucoup plus faible que celle des autres fluides. Le mécanisme de tendance à la formation de gaz suit une courbe exponentielle pour chaque liquide, excepté l'ester naturel. Cela peut s'expliquer par le fait qu'il existe des liaisons chimiques plus faibles (molécules saturées en grande quantité) qui sont rompues au début du processus. Au fur et à mesure que le processus se poursuit, il y a moins de liaisons fragiles à briser et pour avoir une production constante de gaz, il serait nécessaire d'avoir plus d'énergie pour briser les liaisons insaturées qui sont plus solides.

En ce qui concerne la contrainte thermique locale, on a pu constater que les esters sont supérieurs aux huiles minérales régulières. Les esters ont tendance à se stabiliser au niveau de la production de gaz. Tandis que les huiles minérales ont une tendance croissante à la formation de gaz.

Les fluides non conventionnels semblent être plus stables sous contrainte thermique locale par rapport aux huiles conventionnelles à base de pétrole. Cela est probablement lié au point d'éclair qui est beaucoup plus élevé pour les esters avec leur plus grande solubilité des boues. De plus, les valeurs du facteur de dissipation électrique se dégradent (augmentent), et ce, pour les trois types de fluides testés. Cette augmentation indique que les propriétés isolantes des fluides sont détériorées. Cela ne veut pas dire que les esters naturels sont supérieurs aux huiles minérales ou aux fluides synthétiques.

Chaque type de fluide possède ses avantages et ses inconvénients et doit être relié à l'application. Il est intéressant de regarder le tableau 9 pour comparer les différents types de fluides.

Il est à remarquer qu'avec le remplacement de l'air par l'azote, le fluide biodégradable (ester synthétique) vieillit beaucoup moins rapidement qu'en contact avec l'oxygène (air ambiant). La turbidité et la quantité relative de produits dissous (DDP) sont moindres sous le débit d'azote qu'à l'air libre. Ces plus petites quantités de produits prouvent que le vieillissement du fluide est ralenti par l'injection de l'azote.

La réaction avec le DPPH est une technique innovatrice qui peut être utilisée sur divers types d'huiles minérales pour quantifier la quantité de radicaux libres. Il est intéressant de remarquer qu'en réalisant seulement le test entre deux huiles minérales différentes, la quantité de radicaux libres est différente. Ce qui confirme bien que les méthodes de fabrication d'huiles sont différentes et qu'ils n'ont pas toutes les mêmes compositions.

Fluides	Contraintes électriques**	Contraintes thermiques locales***	Stabilité à l'oxydation	Prix
Huile minérale (oil 2)	Formation de gaz DDP initial : 2,47 DDP final : 9,50 TUR initial : 0,74 TUR final : 4,83	Initialement 12 ml, dernière valeur 15 ml (augmentation de 0,25 ml en moyenne).	Peu élevé (peut être amélioré avec l'ajout d'antioxydant)	Bas
Ester naturel	Absorption de gaz DDP initial : 4,55 DDP final : 32 TUR initial : 0,78 TUR final : 32,6	Initialement 7,5 ml, stabilisation à la suite de 6 vieillissements (~0,5 ml)	Basse	Moyen
Ester synthétique	Formation de gaz DDP initial : 1 DDP final : 1,03 TUR initial : 1 TUR final : 3,2	Initialement 4 ml, stabilisation à la suite de 6 vieillissements (~0,5 ml)	Élevé	Élevé
Silicone	Formation de gaz DDP initial : non lisible DDP final : 4,56 TUR initial : 0,19 TUR final : 23,5	Formation de gaz relativement stable (~0,5 ml)	Élevé	Élevé

Tableau 9 : Comparatifs des fluides

* les valeurs numériques sont en unité relative avec référence initiale.

** l'ester synthétique entre la valeur de référence et la valeur finale est à 100 heures de vieillissement.

*** La valeur de la contrainte thermique locale est basée sur la valeur de référence et la dernière valeur (12 vieillissements).

Recommandations

Des investigations utilisant un compteur de particules permettraient de prendre en compte la distribution de la grosseur des particules présente dans les fluides neufs et vieillis. Une corrélation pourrait être établie avec l'apparition des produits de dégradations diverses, et ce, pour les différents fluides. Ce qui pourrait expliquer la stabilité des fluides neufs et vieillis à la suite de l'application des différents vieillissements.

L'étude par simulation en utilisant un logiciel commercial tel que COMSOL serait également intéressante. Une telle étude permettrait de prédire et de déterminer les points chauds au sein d'un transformateur, et ce, en fonction de divers paramètres. En effet, devant la demande croissante en énergie, la gestion de la surcharge des transformateurs de puissance est devenue un enjeu très important à Hydro-Québec et chez les autres compagnies d'électricité. La connaissance de la température du point le plus chaud dans les transformateurs de puissance constitue une information essentielle pour la gestion des réseaux. Plusieurs paramètres pourraient ainsi être investigués dont notamment l'impact des vitesses d'écoulement, les propriétés thermiques, diélectriques et physicochimiques des fluides sur le refroidissement des transformateurs.

Références

- [1] **I. Fofana, H. Hemmatjou, and M. Farzaneh**, "Low temperature and moisture effects on polarization and depolarization currents of oil-paper insulation," *Electric Power Systems Research*, vol. 80, pp. 91-97, 2010.
- [2] "**IEEE Std C57.12.00-2006** IEEE Standard for Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers," ed.
- [3] "**IEEE Std C57.104-2009**: "IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers"," ed.
- [4] **A. Bouaïcha, I. Fofana, and M. Farzaneh**, "Influence of the Relative Amount of Paper on Aged Mineral Oil Decay Products," *Proc. of the 2008 IEEE Annual Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP)*, pp. 91-94, October 26-29th 2008.
- [5] **I. Fofana, A. Bouaïcha, M. Farzaneh, J. Sabau, D. Bussières, and E. B. Robertson**, "Decay products in the liquid insulation of power transformers," *IET Electric Power Applications*, vol. 4, pp. 177-184, 2010.
- [6] **R. Shanghi**, "Chemistry behind the life of a transformer," *Resonance*, vol. 8, no. 6, pp. 17–23, June 2003.
- [7] **J. Tanaka**, "Free Radicals in Electrical Insulation," *Proceeding of the 19th Symposium of Electrical Insulation Materials, Osaka, Japan*, 1986.
- [8] **E. O. Forster**, "Progress in the field of electric properties of dielectric liquids " *IEEE Trans. Electr. Insul.*, vol. 25, no. 1, pp. 45-53, 1990.
- [9] **J. Sabau**, "An alternate interpretation of dissolved gas analysis and the stability of oil under the effect of high voltage fields," in *SAIT/CEA Technol. Symp., Calgary, Alberta, Canada*, 1998.
- [10] **I. Fofana and J. Sabau**, "Application of petroleum-based oil in power transformer," in *Natural Gas Research Progress, N. David and T. Michel, Eds. Hauppauge , NY: Nova Science Publishers, Inc.*, ed, 2008.
- [11] **J. Sabau**, "A new type of nitrogen blanketing system for freely breathing power transformers," *SAIT/CEA Technol. Symp., Calgary, Alberta, Canada*, June 11–12, 1998.
- [12] **M. Duval and T. O. Rouse**, "Engineering Dielectrics, Electrical Insulating Liquids, Volume III," vol. Chapter 4 Physical and Chemical Properties of Mineral Insulating Oils, 1994.
- [13] **R. Martin**, "Experiences in Service with New Insulating Liquids," *CIGRÉ Brochure 436, A2 & D1 Joint Colloquium, Kyoto*, 2011.
- [14] **I. Fofana, A. Bouaïcha, M. Farzaneh, and J. Sabau**, "Suspended Particles in aged Insulating Liquid," *16th International Symposium on High Voltage Engineering, Cape Town, South Africa*, August 24 to 28th 2009.
- [15] **L. Loiselle, I. Fofana, and J. Sabau**, "Influence of Ageing by-products on the Stability of some Transformer Fluids," *CIGRÉ Canada Conference, Montréal, Québec*, September 24-26, 2012
- [16] **A. Bouaïcha**, "Application de Techniques Modernes au diagnostic des transformateurs de puissance " Séminaire 2, UQAC, 2009.
- [17] **I. Fofana**, "Insulating Oil - Another Vital Part of Transformer Body," *IEEE Seminar by Joint IEEE Ottawa-Montreal Section DEIS Chapter*, , June 17th 2010.

- [18] **I. Fofana, J. Sabau, A. Bouaïcha, M. Farzaneh,** and "An Improved Preventive Maintenance Technique for Freely Breathing Power Transformer," *16th International Symposium on High Voltage Engineering, Cape Town, South Africa, August 24 to 28th, 2009.*
- [19] **C. ENGINEERS,** "Transformer fail due to high sludge at bottom side," vol. <http://cntengineers.blogspot.ca/2011/08/transformer-fail-due-to-high-sludge-at.html>, Thursday, 25 August 2011.
- [20] **I. A. R. Gray,** "Evaluation of Transformer Solid Insulation," *Transformer Chemistry Services.*
- [21] "IEEE Std C57.91-1995, IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers."
- [22] **A. A. Elmoudi,** "Evaluation of Power System Harmonic Effects on Transformers, Hot Spot Calculation and Loss of Life Estimation," *Doctoral Dissertation, Helsinki University of Technology, Department of Electrical and Communications Engineering, Power Systems and High Voltage Engineering, Helsinki University of Technology, Espoo, 2006.*
- [23] **MTM,** "Machines and tools for electrical transformer manufacturing," <http://mtmmachines.ca/machines/coil-winding/wire-winding-power/>, vol. Winnipeg, Manitoba, Canada.
- [24] **P. M. Mitchinson, P. L. Lewin, I. L. Hosier, G. Chen,** and **P. Jarman,** "Oil Reclamation – Just a Question of Moisture?, Annual Report of Conference on Dielectrics and Electrical Insulation, Kansas City, Mo, USA, October 15-18th, 2006."
- [25] **W. F. Griesacker,** "Guidelines for Forensic Examination and Tear-Down of Transformers Tutorial," *Doble Global Power Services, march 21th, 2010.*
- [26] **E. O. Forster,** "Progress in the field of electric properties of dielectric liquids," *Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. 25, pp. 45-53, 1990.
- [27] **G. E. Management,** "Fiche technique de l'appareil : Hydran* M2 "All-In-One", disponible en ligne : http://www.gedigitalenergy.com/products/brochures/Hydran_M2.pdf."
- [28] **G. E. Management,** "Fiche technique de l'appareil : Hydran 201i System, disponible en ligne : http://www.gedigitalenergy.com/products/brochures/GE_Hydran_201i.pdf."
- [29] **L. Lewand,** "Techniques for interpretation of data for DGA from transformers," *presented at the Doble Engineering, IEEE PES Conference*, vol. disponible en ligne: <http://www.transformerscommittee.org/info/F06/F06-DGA.pdf>, 2006.
- [30] **S. D. Myers, J. J. Kelly,** and **R. H. Parish,** *A guide to transformer maintenance*, S D Myers Inc, 1981
- [31] **A. M. Emsley** and **G. C. Stevens,** "Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers," *IEE Proc.—Sci., Meas., Technol.*, vol. 141, no. 5, pp. 324–335, 1994., 1994.
- [32] **F. Tanguay,** "Transformer maintenance: The cheapest form of insurance, Part 1: The transformer killers," *Electricity Today*, vol. 14, no. 1, pp. 5–9, 2002.
- [33] **J. Fabre** and **A. Pichon,** "Deteriorating processes and products of paper in oil: Application to transformers," 1960 Int. Conf. Large High Volt. Electr. Syst. (CIGRE), Paper 137, pp. 1–18, 1960.
- [34] **J. Sabau, I. Fofana, S. Gal,** and **M. Oltean,** "Inoxidable Oil-Paper Insulation in Free Breathing Power Transformers."
- [35] "ASTM D 971 - 12 Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method," in vol. 10.03, ed, 2012.

- [36] **J. S. N'Cho, I. Fofana, A. Beroual, T. Aka-Ngnui, and J. Sabau**, "The gassing Tendency of various Insulating Fluids under Electrical discharge," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Vol. 18, Issue 5, pp. 1616-1625, october 2011.
- [37] "**ASTM D 924 - 08** Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids," in Vol. 10.03, ed, 2008.
- [38] **Programma Electric AB**, Insulation Diagnostics Spectrometer IDA, Eldarv. 4, SE-187 75 Täby, Sweden.
- [39] "**ASTM D 445 - 12** Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and the calculation of dynamic Viscosity)," in Vol. 05.01, ed, 2012.
- [40] "**IEEE C57.92.1981**- Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Power Transformers up to and including 100 MVA with 55°C or 65°C Average Winding Rise (1991)."
- [41] "**IEC 60076-7** Transformateurs de Puissance – Partie 7: Guide de Charge pour Transformateurs Immergés dans l’Huile. ICS 29.180, ISBN 2-8318-8372-5, edition 1.0 (2005)."
- [42] **J. Aubin and T. Langhame**, "Effect of Oil Viscosity on Transformer Loading Capability at Low Ambient Temperatures," *IEEE Trans. on Power Del.*, Vol. 7 No. 2, pp. 516-524, (1992).
- [43] "**ASTM D 1298 - 05** Standard Test for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method," in Vol. 05.01, ed, 2005.
- [44] "**ASTM D 2717 - 09** Standard Method for Thermal Conductivity of Liquids," in Vol. 05.01, ed, 2009.
- [45] "**ASTM D 974 - 12** Standard Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration," in Vol. 05.01, ed, 2012.
- [46] "**IEEE Std. 637-1985** - Guide for the Reclamation of Insulating Oil and Criteria for Its Use."
- [47] "**ASTM D 6802 - 10** Test Method for Determination of the Relative Content Of Dissolved Decay Products in Mineral Insulating Oils by Spectrophotometry," in Vol. 10.03, ed, 2010.
- [48] "**Théorie sur la méthode spectrophotométrique**, Consulté en ligne le 2012-07-21," ed: <http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/0/00/Spetrophotometer-fr.svg>.
- [49] "**ASTM D 6181 - 03** Standard Test Methodology for Measurement of Turbidity in Mineral Insulating Oil of Petroleum Origin," ed, 2003 (Withdrawn 2012).
- [50] **HACH**, "2100AN Laboratory Turbidimeter, EPA, 115 Vac, Revision 3," in *Fiche Technique*, ed. <http://www.hach.com/asset-get.download-en.jsa?id=7639982021>, 2010.
- [51] **J. Sabau and R. Stokhuyzen**, "The Electrochemical Stability of Mineral Insulating Oils," *Electrical Insulating Materials: International Issues*, ASTM STP 1376, M. M. Hirschler, Ed., American Society of Testing and Materials, West Conshohocken, PA, 2000.
- [52] **C. Popovici, I. Saykova, and B. Tylkowski**, "Evaluation de l'activité antioxydant des composés phénoliques par la réactivité avec le radical libre DPPH," *Revue de génie industriel* 2009, 4, 25-39.
- [53] "**ASTM D 1500 - 07** Standard Test Method for ASTM Color Petroleum Products (ASTM Color Scale)," in vol. 05.01, ed, 2007.
- [54] "**ASTM D 1934-12** Standard Test Method for Oxidative Aging of Electrical Insulating Petroleum Oils by Open-Beaker Method," in Vol. 10.03 ed, 2012.
- [55] **I. Fofana, V. Wasserberg, H. Borsi, and E. Gockenbach**, "Challenge for a Mixed Insulating Liquids for using in High Voltage Transformers - Part 1 : The Dielectric Behavior of the

- Mixed Liquids " IEEE Electrical Insulation Magazine Vol. 18, No. 3, pp. 18-31, May/June 2002."
- [56] "ASTM D 6180 - 05 Standard Test Method for Stability of Insulating Oils of Petroleum Origin Under Electrical Discharge," in *Vol. 10.03*, ed, 2005.
- [57] L. Loiselle and I. Fofana, "Influence de la qualité de l'huile isolante sur le refroidissement des transformateurs de puissance," *Xème Colloque Interuniversitaire Franco-québécois sur la Thermique des Systèmes, 20-22 juin 2011, Saguenay, Canada*.
- [58] J. S. N'Cho, L. Loiselle, I. Fofana, N.-A. T., and A. Beroual, "Parameters Affecting the Electrical and Thermal Properties of Transformer Oils," *2010 IEEE Annual Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), West Lafayette (Indiana, USA), October 17-20th, 2010*.
- [59] B. Pahlavanpour and I. A. Roberts, "Transformer Oil Condition Monitoring," *EE coll. On Transformer Life Management, UK, October 1998: 6/1- 6/6*.
- [60] J. Kuntner, R. Chabicovsky, and B. Jakoby, "Sensing the thermal conductivity of deteriorated mineral oils using a hot-film microsensor," *Sensors and Actuators A 123-124 (2005), pp. 397-402*.
- [61] L. Loiselle, I. Fofana, and D. Hume, "Influence of Transformer Oil Decay Products on its Thermal Conductivity " *31st International Thermal Conductivity Conference (ITCC) and the 19th International Thermal Expansion Symposium (ITES), June 26-30, 2011, Saguenay, Canada*.
- [62] J. Kuntner, R. Chabicovsky, and B. Jakoby, "Oil Condition Monitoring Using a Thermal Conductivity Sensor " *Proceedings of the GMe Forum, pp. 203-209, 2005*.
- [63] H. Shimokawa, A. Ohashi, and M. Ueda, *Journal of Electrostatics, Vol. 7, pp. 187-197, 1979*.
- [64] H. Shimokawa, A. Ohashi, and M. Ueda, "Journal of Electrostatics, Vol. 12, pp. 179-187.," 1982.
- [65] P. Kahlstatt and F. Wollers, *Physics Letters, Vol. 38A, pp. 301-302, 1972*.
- [66] ASTM, "D 1217 - 93 Standard Test Method for Density and relative Density (Specific Gravity) of Liquids by Bingham Pycnometer," ed, 1993 (2003), p. 5.
- [67] K. Asano and H. Krämer, *Journal of Electrostatics, Vol. 2, pp. 269-276., 1976*.
- [68] B. Pahlavanpour and I. A. Roberts, "Transformer oil condition monitoring," *IEE Coll. On Transformer life management, UK October 1998: 6/1-6/6*.
- [69] W. Schmidt, *Engineering Dielectrics vol. 3 Engineering Dielectrics, Chapter 2 Conduction Mechanisms in Liquids, 1994*.
- [70] G. A. Vincent, "Molecular Structure and Composition of Liquid Insulating Materials," *ASTM, SEDL / Manuals, Monographs and Data Series / MONO2-EB / MONO10053M, 1994*.
- [71] B. Pahlavanpour and M. Elkund, "Gassing properties of insulating liquids " *Electra, No. 214, 2004. Available at: <http://www.weidmann-solutions.cn/huiyi/Seminar%202005%20San%20Antonio/2005pahlavanpourpaper.pdf>*.
- [72] COOPER Power Systems, *Envirotemp FR3 Fluid Electrical Apparatus datasheet 900-20, 2010*.
- [73] D. P. Stockton, J. R. Bland Jr., T. McClanahan, M. Wilson, D. L. Harris, and P. McShane, "Seed-Oil-based coolants for transformers," *IEEE Industry Applications Magazine, pp. 68-74, Jan/Feb 2009*.

- [74] **L. Lewand**, "Laboratory Testing of Natural Ester Dielectric Liquids," *Neta World, Winter 2004 pp. 1-4*.
- [75] **L. Loïselle, I. Fofana, J. C. Olivares-Galvan, and E. Campero**, "Stability of Environmental Friendly Fluids under Electrical and Thermal Stresses," presented at the IEEE 2012 International Symposium on Electrical Insulation, San Juan, Puerto Rico, June 10-13th, 2012.
- [76] **G. J. Pukel, R. Schwarz, F. Schatzl, F. Baumann, and A. Gerstl**, "Environmental Friendly Insulating Liquids - a Challenge for Power Transformers," presented at the Cigré, 6th Southern Africa Regional Conference, Cape Town, South Africa, August 17-21st 2009.
- [77] **J. Sabau, I. Fofana, A. Bouaïcha, Y. Hadjadj, and M. Farzaneh**, "An Environmentally Friendly Dissolved Oxygen and Moisture Removal System for Freely Breathing Transformers," *Electrical Insulation Magazine, IEEE pp. 35 - 43 May-June 2010*

ANNEXE

TABLEAUX DES DIFFÉRENTS APPAREILLAGES UTILISÉES

Source c.a. 10 kV	Modèle AV-100VA-10V
Entrée	120 V, 60 Hz
Sortie	Sortie ajustable de 0 à 10 kV c.a. d'un transformateur d'une capacité de 500 VA
Courant de déclenchement	3-10 mA
Voltmètre	0-10 kV, 2 % d'exactitude
Milliampèremètre	0-10 mA, 2 % d'exactitude
Lampes indicatrices	Alimentation, haute tension alimentée, défaut et défaut de ligne
Dimensions	38 L x 36 P x 16 H (cm)
Poids	15,5 kg

Tableau 10 : Source 10 kV

Appareil de mesure	IDA 200
Signaux de mesures	
Tension/courant	0-10 V crête/0-50 mA crête (gamme inférieure)
Tension/courant	0-200 V crête/0-50 mA crête (gamme supérieure)
Fréquence	1 000 Hz – 0,0001 Hz
Gamme de mesures	
Capacité	10 pF à 100 mF
Facteur de dissipation	0 à 10
Température d'opération	-20 °C à 55 °C

Tableau 11 : IDA 200

Cellule pour liquide	Tettex 2903
Capacité à vide	Approximativement 60 pF
Espacement de l'électrode	2 mm
Quantité de liquide	40 cm ³
Matériau de l'électrode	Acier inoxydable
Surface	Micro fini
Température admissible à l'électrode	Température ambiante à 150°C
Puissance de chauffage	Collet chauffant 300 W, Cartouche chauffante 150 W, total 450W
Temps requis pour atteindre la température de fonctionnement	60 minutes
Fusible intérieur	4 ampères
Tension maximum de tests	2 000 volts efficaces, 50/60 Hz
Champ électrique maximum	10 kV/cm

Tableau 12 : Cellule pour liquide

Contrôleur de température	Tettex 2967
Température contrôlée	0 à 300 °C
Erreur de température	0,3 % pleine échelle ±1 chiffre significatif
Dérive de température	0,01 % pleine échelle par °C

Tableau 13 : Contrôleur de température

Four à convection	Napco 5831
Capacité de la chambre	12,75 litres
Type de chambre	Acier inoxydable
Murs	Isolation de 5,1 cm
Température d'opération	35 °C à 200 °C
Élément chauffant	550 W

Tableau 14 : Four à convection Napco 5831

Four à convection par air forcé	YAMAMOTO DKN900
Contrôle de la température	Température ambiante + 5 °C à 210 °C
Ajustement de la température	±1 °C
Distribution de la température	± 2,5 °C
Temps de montée de la température	Pour atteindre 210 °C, environ 75 minutes
Temps de descente de la température	Environ 220 minutes
Élément chauffant	3,6 kW
Contrôleur	HiTEC VS4
Système de contrôle de température	Contrôleur PID par microprocesseur
Ajustement de la température	Numérique
Modes d'opération	Température fixe, température variable programmable
Dimensions externes (L x P x H, mm)	1180 x 651 x 1683
Dimensions internes (L x P x H, mm)	1070 x 500 x 1000
Capacité	535 litres
Portes	Doubles portes
Alimentation	220 VCA monophasé à 17 ampères
Poids	Approximativement 190 kg

Tableau 15 : Four à convection Yamamoto DKN900

Viscosimètre	Thermo electron corporation
Modèle	Type 002-7580
Type c	Balle tombante
Température d'opération	-20 °C à 120 °C
Tolérance de la température intérieure	Entre 10 °C et 80 °C ± 0,03 °C
Reproductibilité des tests	Maximum 1 %

Tableau 16 : Viscosimètre

Bain-marie (bain d'eau)	Fisher Scientific Isotemp 3016D
Capacité	6 litres
Gamme de température d'opération	-20 à 200 °C (avec huile)
Stabilité	±0,01 °C
Dimension du réservoir	13 x 20 x15 cm
Dimension extérieure totale	40 x 48 x 40 cm
Poids	32 kg
Alimentation	115 volts, 15 ampères
Élément chauffant	800 watts
Capacité de refroidissement	350 W à 20 °C, 90 W à -10 °C, 190 W à 0 °C
Pompe à pression	15 l/min

Tableau 17 : Bain-marie

Spectrophotomètre	Thuramed T60 V
Système optique	Système de double faisceau de surveillance par ratio
Gamme de longueurs d'onde	190 à 1100 nm
Précision de la longueur d'onde	± 1 nm
Reproductibilité de la longueur d'onde	≤ 0,2 nm
Largeur de bande	2 nm
Lumière parasite	≤ 0,05 %T
Gamme photométrique	-0,3 à 3 abs
Précision photométrique	± 0,002 abs (0 à 0,5 A)
Précision photométrique	± 0,004 abs (0,5 à 1 A)
Précision photométrique	± 0,3 %T (0 à 100 A)
Reproductibilité photométrique	≤ 0,001A (0 à 0,5A)
Reproductibilité photométrique	≤ 0,002 abs (0,5 à 1 A)
Reproductibilité photométrique	≤ 0,15 %T (0 à 100 %T)
Planéité de la ligne de base	± 0,002 A (200 à 1000 nm)
Bruit	± 0,001 A (500 nm, c-c,) échauffement de 30 minutes
Stabilité de la ligne de base	≤ 0,001 A/h (500 nm, 0 abs) échauffement de 2 heures %T (0 à 100 %T)

Tableau 18 : Spectrophotomètre

Turbidimètre	HACH 2100N
Technique de mesure	Néphélométrie
Source lumineuse	Lampe en tungstène
Gamme d'opération en mode NTU	
RATIO ON : Manuel	0 to 0,999; 0 to 9,99; 0 to 99,9; 0 to 4 000
RATIO ON : Auto	0 to 4 000 autodécimales
RATIO OFF	0 to 40,0
Précision	Ratio ON : ± 2 % de la lecture + 0,01 NTU de 0 à 1 000 NTU; ± 5 % de la lecture de 1 000 à 5 000 NTU. Ratio OFF : ± 2 % de la lecture + 0,01 NTU de 0 à 40 NTU
Résolution	0,001 NTU
Répétabilité	± 1 % de la lecture ou $\pm 0,01$ NTU
Temps de réponse	6,8 secondes avec un signal moyen à l'arrêt et 14 secondes avec le signal moyen en fonction
Cellule d'échantillon	Verre en borosilicate avec capsules à vis en caoutchouc aligné; 95 x 25 mm.
Quantité de liquide contenu dans la cellule	20 ml
Température d'opération	0 à 40 °C
Temps de stabilisation	30 min avec ratio on, 60 min avec ratio off

Tableau 19 : Turbidimètre

Tensiomètre	Fisher Scientific model 20
Tensiomètre manuel	Conforme à ASTM D971-99a
Anneau	Du Noüy, résultats sans calcul
Précision des résultats	$\pm 0,25$ %
Mesure de la force nécessaire pour séparer l'anneau de platinium-iridium du liquide	$\pm 0,25$ dyne/cm

Tableau 20 : Tensiomètre

Pesée	Denver Scientific model Si-114
Capacité	110 g
Précision de lecture	0,1 mg
Plage de tarage	0 à 110 g
Répétabilité	0,1 mg
Linéarité	0,2 mg
Diamètre de l'assiette	90 mm

Tableau 21 : Pesée

Conductivité thermique	Lambda system
Alimentation	110-230 VAC 50/60 Hz
Mesure de température	PT100
Consommation énergétique	15 W
Temps de réponse approximative	60 s
Consommation énergétique de la sonde	Moins de 10 mW
Communication des données	RS232
Repétabilité	1-2 %
Affichage	ACL
Viscosité	0,1 – 10 000 mPa·s
Calibration du zéro (zero offset)	Automatique
Média	Liquides
Dimension de l'unité électronique	210 x 140 x 205 mm
Gamme de température	20-100 °C
Poids : approximatif	2,9 kg
Précision de la température	± 0,1 °C

Tableau 22 : Appareil pour la conductivité thermique