TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ i
ABSTRACT iii
REMERCIEMENTS v
TABLE DES MATIÈRES viii
LISTE DES ABRÉVIATIONS ET DES SYMBOLES xii
LISTE DES TABLEAUX xiii
LISTE DES FIGURES xv
CHAPITRE 1 1
INTRODUCTION GÉNÉRALE 1
1.1 Contexte général 1
1.2 Problématique 5
1.3 Objectifs 9
1.4 Originalité et avantages 11
1.5 Organisation de la thèse 13
CHAPITRE 2 16
PRÉSENTATION GÉNERALE DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE 16
2.1 Introduction 16
2.2 Constitution des transformateurs 16
2.3 Le système d'Isolation des transformateurs 19
2.3.1 Isolation solide 19
2.3.2 Isolation liquide 26
2.4 Dégradation de l'isolation des transformateurs 30
2.4.1 Le vieillissement thermique du papier 31
2.4.2 Le vieillissement des huiles isolantes 33

2.4.3 Le vieillissement du complexe huile/papier 36
2.5 Conclusion 37
CHAPITRE 3 38
MATÉRIELS ET MÉTHODES DE MESURES 38
3.1 Introduction 38
3.2 Mesure de l'humidité dans les transformateurs 39
3.2.1 La méthode de Karl Fischer 40
3.2.2 La méthode thermogravimétrique 42
3.3 Mesure du facteur de dissipation diélectrique 44
3.3.1 Principe de la mesure 45
3.3.2 Montage pratique de la mesure des pertes diélectrique d'un transformateur 48
3.4 Mesure du degré de polymérisation (DP*v*) 49
3.5 La tension interfaciale de l'huile (IFT) 52
3.6 Spectrophotométrie UV/Visible 54
3.7 Mesure de la turbidité 57
3.7.1 Principe de la mesure de la turbidité 58
3.8 La Spectroscopie Infrarouge à Transformée de Fourier (FTIR) 60
3.8.1 Principe de fonctionnement 60
3.8.2 Principe de la mesure 63
3.9 Chromatographie en phase gazeuse (CPG) 66
3.9.1 Principe de la détection et de la mesure des gaz dissous 68
3.10 Conclusion 70
CHAPITRE 4 71
OPTIMISATION DU CYCLE DE SÉCHAGE DU PAPIER THERMO-STABILISÉ AVANT SON IMPRÉGNATION 71
4.1 Introduction 71
4.2 Contexte général de l'étude 72

4.2.1 Techniques du séchage du papier en industrie 77
4.2.2 Cinétique de la dégradation du papier 81
4.2.3 Cinétique du séchage du papier 83
4.3 Méthodologie 87
4.3.1 Processus de la dégradation du papier 88
4.3.2 Processus du séchage du papier 89
4.3.3 Modèle global du processus du séchage 89
4.4 Présentations des résultats des travaux 90
4.4.1 Modélisation de la dégradation du papier 90
4.4.2 Étude et modélisation du processus du séchage de l'isolation papier 100
4.5 Conclusion 126
CHAPITRE 5 128
INFLUENCE DU PAPIER SUR LA TENDANCE AU GAZAGE DE L'HUILE EN PRESENCE DE DECHARGES ELECTRIQUES 128
5.1 Introduction 128
5.2 Contexte général de l'étude et état de l'avancement de la recherche 128
5.3 Méthodologie 134
5.4 Présentation des résultats et discussions 136
5.4.1 Impact du papier sur le dégagement gazeux 136
5.4.2 Analyse des gaz dissous suite à l'application du champ électrique 140
5.4.3 Impact du papier sur les caractéristiques physicochimiques 146
5.5 Conclusion 163
CHAPITRE 6 165
IMPACT DE LA QUALITÉ DE L'ISOLATION PAPIER/HUILE SUR LE RENDEMENT DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE 165
6.1 Introduction 165
6.2 Contexte de l'étude 165
6.3 Circuit équivalent d'une isolation d'un transformateur en courant alternatif 169

6.4 Méthodologie 172
6.5 Présentation des résultats et discussions 173
6.5.1 Quantification des pertes par un exemple numérique 173
6.5.2 Mesures des pertes réalisées sur un transformateur modèle 185
6.5.3 Solutions permettant de réduire les pertes diélectriques 189
6.6 Conclusion 200
CHAPITRE 7 202
CONCLUSION GÉNÉRALE ET RECOMMANDATIONS 202
7.1 Conclusion générale 202
7.2 Recommandations 205
RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES 208

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET DES SYMBOLES

ISOLIME	Isolants Liquides et Mixtes en Electrotechnologie
ASTM	American Society for Testing and Materials
CEI	Commission Électrotechnique Internationale
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IDA	Insulation Diagnostic Analyser
DP	Degré de polymérisation
DDP	dissolved decay products
FTIR	Fourier Transformed InfraRed spectroscopy
DGA	Disolved gas analysis
IFT	Interfacial tension (Tension interfaciale) (dynes/cm)
NTU	Nephelometric Turbidity Unit (Unité Néphélométrique de Turbidité)
tanδ	facteur de dissipation
δ	Angle de perte.
σ	Conductivité (S/m).
ρ	Résistivité (Ωm).
ε_0	permittivité du vide = 8,85 × 10−12 F/m
εr	permittivité relative ou la constante diélectrique d'un matériau
ε ′	Constante diélectrique ou permittivité relative.
ε″	Partie imaginaire de la permittivité complexe
Rp	Résistance du circuit parallèle équivalent du diélectrique (Ω).
Rs	Résistance du circuit série équivalent du diélectrique (Ω).
T	Température (°C).
C_0	Capacité à vide (F).
C_p	Capacité du circuit parallèle équivalent du diélectrique (F).
C_s	Capacité du circuit série équivalent du diélectrique (F)
f	Fréquence (Hz).
ppm	partie par million
r	rigidité diélectrique (V/m)

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2-1 Composition typique des bruts pétroliers (en %) [18]. 28
Tableau 2-2 Mécanismes de réactions d'oxydation des huiles minérales [18].....35
Tableau 3-1 Caractéristiques physiques du papier [15]. 49
Tableau 3-2 Fréquences de vibrations des principales fonctions rencontrées dans les composés organiques [82].....65
Tableau 3-3 Gaz générés lors de défauts typiques [86]. 67
Tableau 3-4 Solubilité des gaz dans l'huile de transformateur [86].....67
Tableau 3-5 Différents outils de d'interprétation selon les normes IEEE et CEI [89].....68
Tableau 4-1 Modèles mathématiques appliqués aux courbes de séchage [109]. 86
Tableau 4-2 Variation du DP en fonction de la température et de l'environnement. 90
Tableau 4-3 Variation de la constante de temps du séchage en fonction de la masse du papier. 104
Tableau 4-4 Variation de la constante de temps du séchage en fonction de la température. 106
Tableau 4-5 Les résultats du calcul de la constante de temps de séchage et des valeurs des humidités estimées à l'arrêt du séchage. 110
Tableau 4-6 Durées de séchage mesurées et celles calculées par le modèle établi des différents tests de séchage. 119
Tableau 5-1 Énergie nécessaire pour briser les liaisons des molécules d'hydrocarbure [52]. 141
Tableau 5-2 Comparaison de la quantité des gaz dissous dans l'huile neuve.....143
Tableau 5-3 Comparaison de la quantité des gaz dissous dans l'huile vieillie à 500 h. 144
Tableau 5-4 Humidité dans l'huile et le papier avant et après le test de stabilité. 146
Tableau 6-1 Transformateurs de distribution en Europe de l'ouest [124].....166
Tableau 6-2 Consommation mondiale totale d'énergie électrique et pertes d'énergie dans les réseaux électriques [124]. 167
Tableau 6-3 Économies d'énergie potentielles et atténuation possible des gaz à effet de serre à partir de la réduction des pertes des transformateurs [124].....168
Tableau 6-4 Caractéristiques des transformateurs utilisés [130].....175
Tableau 6-5 Détermination des paramètres de l'isolation.....175

Tableau 6-6 Facteur de dissipation des huiles et des papiers en fonction de la norme [132, 133]. 176
Tableau 6-7 Puissance dissipée dans les transformateurs en fonction du facteur de dissipation pour un ratio de 20 %. 177
Tableau 6-8 Puissance annuelle dissipée dans le diélectrique des transformateurs 1,2 et 3. 178
Tableau 6-9 Données de la consommation électriques du Canada par province en MWh [134]. 179
Tableau 6-10 Évaluation de la quantité de CO2 produite par les pertes diélectriques des transformateurs 1,2 et 3. 180
Tableau 6-11 Facteur de dissipation de l'isolation papier/huile des transformateurs. 182
Tableau 6-12 Puissance dissipée dans le diélectrique des transformateurs 1,2 et 3. en fonction des différents types d'huile. 183
Tableau 6-13 Puissance dissipée en fonction des différents types d'huile et de la tension de service pour un ratio de 20%. 184
Tableau 6-14 Caractéristiques du transformateur d'essai 185
Tableau 6-15 Mesure des pertes diélectriques du transformateur test en fonction du vieillissement et de la température. 186
Tableau 6-16 Détermination du ratio des pertes diélectriques du transformateur test en fonction des pertes à vide. 189
Tableau 6-17 Comparaison des techniques de transformateurs immergés [143]. 191
Tableau 6-18 Valeurs limites recommandées pour la régénération [146]. 193
Tableau 6-19 Valeurs expérimentées issues de régénérations effectuées [146]. 194
Tableau 6-20 Puissances perdue dans un transformateur 500 MVA avant et après régénération. 195
Tableau 6-21 Résultats des gaz dissous après un inertage de 8 ans [147]. 197
Tableau 6-22 Humidité de différents échantillons d'huile, avant et après inertage par l'azote [148]. 198
Tableau 6-23 Humidité contenue dans l'huile et le papier après 6 mois d'inertage à l'azote [149]. 198
Tableau 6-24 Mesures des paramètres de l'isolation 6 mois et 8 ans après l'inertage à l'azote [149]. 199

Rapport-Gratuit.com

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 Schéma typique de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique [2].....2
Figure 2.1 Vue d'un transformateur de puissance [36].....17
Figure 2.2 Vue détaillée de l'isolation d'une bobine [38].....19
Figure 2.3 Motif élémentaire d'une cellulose [39].....20
Figure 2.4 Comparaison des caractéristiques mécaniques du papier kraft et du papier thermiquement amélioré [41].....22
Figure 2.5 Cyanoéthylation de la cellulose [41].....23
Figure 2.6 Exemple de papier crêpé [42].....24
Figure 2.7 Papier à motifs de diamant utilisé dans la fabrication d'un enroulement de transformateur [39].....25
Figure 2.8 Une partie de la section transversale d'un système d'isolation des transformateurs de puissance [43].....26
Figure 2.9 Échantillons d'huiles présentant l'oxydation de l'huile [15].....27
Figure 2.10 mécanisme simplifié du processus de la décomposition de l'isolement des transformateurs [51].....31
Figure 3.1 Titreur Coulométrique Karl Fisher pour la mesure de la teneur en eau.....42
Figure 3.2 Schéma de principe d'une thermobalance [68].....44
Figure 3.3 Système de diagnostic d'isolation IDA 200 pour l'analyse de la réponse fréquentielle 45
Figure 3.4 Schéma de principe de la mesure dans le domine fréquentiel [64].....46
Figure 3.5 Cellule de mesure du papier de type 2914.....47
Figure 3.6 Unité de contrôle de la température - type Tettex 2967.....47
Figure 3.7 Cellule d'essai de type 2903 pour la mesure du facteur de dissipation.....48
Figure 3.8 Schéma de branchement d'un transformateur monophasé [72].....48
Figure 3.9 Viscosimètre CANNON-FENSKE.....50
Figure 3.10 Schémas du tensiomètre de LECOMPTE DE NOUY [75].....53
Figure 3.11 Tensiomètre de type LECOMPTE DE NOUY pour la mesure de la tension interfaciale.....54
Figure 3.12 Schéma de principe du spectrophotomètre UV-visible [78].....55
Figure 3.13 Spectrophotomètre UV visible.....56
Figure 3.14 Schéma de principe du turbidimètre 2100AN [80].....58

Figure 3.15 Turbidimètre de laboratoire modèle 2100AN. 59
Figure 3.16 Schéma d'un spectromètre à transformée de Fourier [82].....62
Figure 3.17 Spectromètre FT-IR de laboratoire FTLA 2000-104. 63
Figure 3.18 Schéma de principe d'un chromatographe en phase gazeuse [90]. 69
Figure 4.1 Caractéristiques électriques de papier imprégné d'huile en fonction de la teneur en humidité [95]. 73
Figure 4.2 Vitesse relative de la dépolymérisation de l'isolation papier en fonction de la teneur en humidité et la température [95].....74
Figure 4.3 Espérance de vie de la cellulose en fonction de la température et de l'humidité [6, 24]. 74
Figure 4.4 Structure microscopique de la cellulose [98]. 75
Figure 4.5 Influence du traitement sous haute température sur le degré de polymérisation et le facteur de dissipation diélectrique [24]. 76
Figure 4.6 Four de séchage (autoclave) relié au système de chauffage en phase-vapeur [63]. 78
Figure 4.7 Augmentation relative du coefficient de diffusion du carton non-imprégné en fonction du humidité, de la pression et de la températures [99]. 80
Figure 4.8 Variation du DP en fonction de la température et de l'environnement. 91
Figure 4.9 Degré de polymérisation en fonction de la durée de séchage et de la température pour un séchage réalisé sou vide. 94
Figure 4.10 Courbes mesurées et approximées de l'évolution du DP en fonction du temps et de la température. 96
Figure 4.11 L'évolution du degré de polymérisation en fonction du temps et de la température selon le modèle mathématique établi. 98
Figure 4.12 L'évolution du degré de polymérisation en fonction de la température pour différentes durées de séchage.....99
Figure 4.13 Durées maximales d'exposition à une température de séchage donnée en fonction du seuil de dégradation à ne pas dépasser. 100
Figure 4.14 Influence de la masse du papier sur le temps du séchage (130°C). 101
Figure 4.15 Évolution de la résistance de l'isolation, du facteur de pertes et de l'humidité pendant le séchage [35].....102
Figure 4.16 Courbes de l'humidité extraite mesurée et estimée. 103
Figure 4.17 Variation de la constante de temps du séchage en fonction de la masse du papier. 104
Figure 4.18 Influence de la température sur le temps du séchage d'une masse de 10 g. .106
Figure 4.19 Variation de la constante de temps en fonction de la température. 107
Figure 4.20 Principe de l'estimation de l'humidité réelle et de l'humidité résiduelle. 109

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Figure 4.21 L'impact de la constante de temps de séchage sur l'humidité résiduelle. 112
Figure 4.22 L'évolution de la constante de temps du séchage en fonction de la masse et de la température. 114
Figure 4.23 La pente des courbes d'approximations linéaires en fonction de la température. 115
Figure 4.24 La fonction d'approximation des pentes en fonction de la température. 116
Figure 4.25 Durées de séchage déterminées par l'appareil et celles calculées par le modèle établi des différents tests de séchage réalisés dans cette étude. 119
Figure 4.26 Degré de polymérisation et durée de séchage en fonction de la température et de la masse du papier. 125
Figure 5.1 Rupture des liaisons covalentes des molécules d'huiles [52]. 129
Figure 5.2 Cellule de décharge utilisée pour le test de stabilité. 132
Figure 5.3 Évolution de la tendance au dégagement gazeux en fonction du ratio papier/huile et du vieillissement. 137
Figure 5.4 Quantité de gaz produits en fonction du ratio papier/huile. 139
Figure 5.5 Évolution des différents gaz après application du champ électrique. 140
Figure 5.6 Impact du papier sur la production des gaz dans le cas d'une huile neuve. 142
Figure 5.7 Impact du papier sur la production des gaz dans le cas d'une huile vieillie. 143
Figure 5.8 Impact de l'ajout du papier sur l'évolution de l'azote et de l'oxygène. 145
Figure 5.9 Courbe de l'absorbance avant et après le test de stabilité en fonction du ratio de papier pour une huile neuve. 148
Figure 5.10 Courbe de l'absorbance avant et après le test de stabilité en fonction du ratio de papier pour une huile vieillie à 500 h. 149
Figure 5.11 Courbe de l'absorbance avant et après le test de stabilité en fonction du ratio de papier pour une huile vieillie à 1000 h. 149
Figure 5.12 Courbe de l'absorbance avant et après le test de stabilité en fonction du ratio de papier pour une huile vieillie à 1500 h. 150
Figure 5.13 Courbe de l'absorbance avant et après le test de stabilité en fonction du ratio de papier pour une huile vieillie à 2000 h. 150
Figure 5.14 Évolution des produits dissous en fonction du vieillissement et du ratio papier/huile après l'application du champ électrique. 151
Figure 5.15 Huile vieillie à 500 h avant et après le test de stabilité sans papier.....152
Figure 5.16 Évolution de la tension interfaciale en fonction du vieillissement et du ratio papier/huile après l'application du champ électrique. 153
Figure 5.17 Relation entre la tension interfaciale et l'acidité en fonction de la dégradation de l'huile [121]. 154

Figure 5.18 Évolution de l'acidité en fonction du vieillissement, du champ électrique et du ratio de papier. 155
Figure 5.19 Évolution de la turbidité en fonction du vieillissement et du ratio papier/huile après l'application du champ électrique. 156
Figure 5.20 Effet du vieillissement sur l'absorbance mesurée par la spectroscopie infrarouge. 159
Figure 5.21 Effet de la contrainte électrique sur l'absorbance mesurée par la spectroscopie infrarouge pour une huile neuve avec et sans papier. 160
Figure 5.22 Effet de la contrainte électrique sur l'absorbance mesurée par la spectroscopie infrarouge pour une huile vieillie à 500 heures avec et sans papier. 161
Figure 5.23 Effet de la contrainte électrique sur l'absorbance mesurée par la spectroscopie infrarouge pour une huile vieillie à 1000 heures avec et sans papier. 161
Figure 5.24 Facteur de dissipation de l'huile avant et après le test de stabilité. 162
Figure 6.1 Circuit équivalent RC parallèle. 169
Figure 6.2 Représentation du facteur de puissance et du Facteur de dissipation diélectrique. 171
Figure 6.3 Production totale nette d'électricité (Canada 2009) [135]. 181
Figure 6.4 Production totale nette d'électricité (USA 2009) [135]. 181
Figure 6.5 Évolution des pertes diélectriques du transformateur 190 MVA en fonction de la tension de service. 184
Figure 6.6 Évolution des pertes diélectriques en fonction du vieillissement et de la température. 186
Figure 6.7 Systèmes de dilatation des transformateurs immergés, respirant (a), hermétiques avec matelas de gaz (b) ou système de déformation (c) et (d) [49, 143]. 191
Figure 6.8 Oxydation de l'huile en fonction du temps [145] 192
Figure 6.9 Système d'inertage à l'azote pour un transformateur à respiration libre [147]. 197

CHAPITRE 1

INTRODUCTION GÉNÉRALE

1.1 Contexte général

Les transformateurs de puissance sont des organes vitaux des réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique. Ils sont utilisés pour adapter le niveau de tension aux besoins de l'utilisation, comme illustré à la Figure 1.1. Cette Figure représente le schéma typique d'un réseau électrique montrant les endroits où les transformateurs sont régulièrement installés. Sur les réseaux électriques, les transformateurs sont utilisés dans les niveaux suivants :

- À la sortie des centrales où la tension est élevée pour la transmission;
- Dans les postes d'interconnexion ou de répartition;
- Dans les sous-stations de distribution où la tension est réduite pour être adaptée à la tension de la distribution;

- Dans les postes de distribution où la tension est réduite pour être adaptée au niveau de la tension d'utilisation des entreprises et des résidences (voir Figure 1.1) [1].

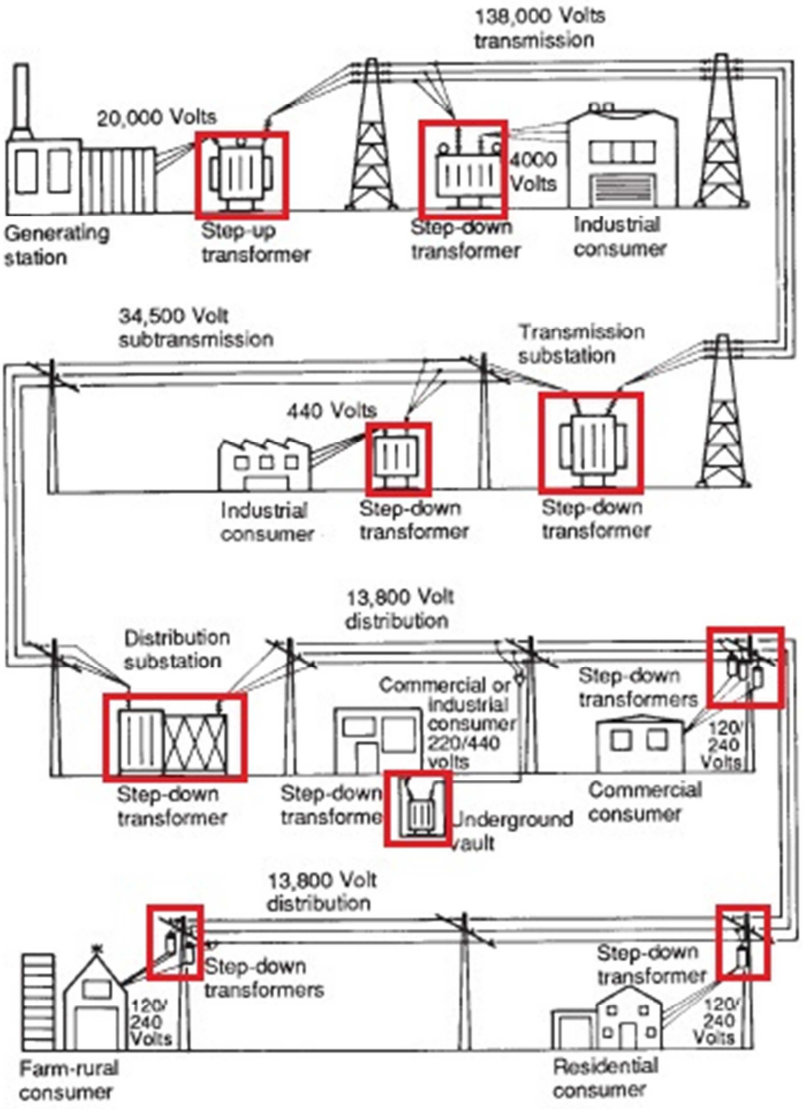


Figure 1.1 Schéma typique de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique [2].

En plus de jouer la fonction d'adaptation du niveau de la tension, ils représentent les équipements les plus couteux des postes de transformation. En effet, un transformateur constitue près de 60% du prix d'un poste de transformation et les coûts associés à leur réparation ou à leur remplacement, lorsqu'une panne survient, se chiffrent souvent en millions de dollars [3].

En service, le système d'isolation des transformateurs est soumis à plusieurs contraintes d'ordre mécanique, électrique, thermique et environnemental. Ces différentes contraintes entrainent la dégradation progressive du système d'isolation et finissent par entrainer la mise hors tension du transformateur lorsqu'elle n'est pas décelée à temps. Dans les conditions normales de fonctionnement, les transformateurs de puissance ont une durée de vie moyenne d'environ 30 ans [4-6]. Cette durée peut varier selon les conditions de service, influencées par la sévérité des contraintes et les procédures d'entretien, surtout de leur système d'isolation. En effet, le bon état de fonctionnement et la durée de vie des transformateurs de puissance sont fortement liés à l'état de l'isolation papier/huile de leurs enroulements.

La détection précoce des défauts prenant naissance dans les systèmes d'isolation des transformateurs s'avère donc indispensable. Elle permet aux services de maintenance et d'entretien des transformateurs de prendre toutes les dispositions nécessaires en vue d'éviter les pannes inattendues et d'augmenter la durée de vie des transformateurs. Elle

permet également la mise en œuvre d'une maintenance préventive conditionnelle basée sur l'état de la dégradation de l'isolation.

La majorité des transformateurs à travers le monde, installés dans les années 1960 et 1970, approchent de leur durée de vie utile. Des mesures doivent donc être prises pour garantir leur fiabilité et leur bon fonctionnement, au coût le plus bas possible et avec le respect de l'environnement. Le travail de recherche intitulé « **Impacts de la qualité du système d'isolation sur la condition et l'efficacité des transformateurs de puissance** » qui fait l'objet de cette thèse de doctorat, s'inscrit dans la droite ligne de l'amélioration des techniques de diagnostic des transformateurs de puissance.

Cette recherche débutera par l'étude de l'optimisation du processus de séchage du papier thermiquement amélioré utilisé pour l'isolement des enroulements des transformateurs. Cette optimisation a pour but de limiter au maximum la dégradation du papier (pendant la fabrication des transformateurs de puissance) lors de la phase du séchage et d'imprégnation afin d'augmenter leur fiabilité.

À la suite de l'optimisation du processus du séchage du papier, nous allons aborder l'évaluation de l'impact des champs électriques sur la tendance au dégagement gazeux du complexe papier/huile. Il est important de souligner que la majorité des travaux effectués jusqu'à ce jour dans ce domaine n'a été réalisée que sur l'huile seule [7-10]. Nous allons

reprendre les tests décrits par la norme ASTM D 6180 en étudiant la contribution du papier au dégagement gazeux.

L'évaluation de l'impact de la dégradation de l'isolation sur le rendement énergétique des transformateurs de puissance sera aussi abordée dans ces travaux. Elle permettra principalement de quantifier les pertes diélectriques en fonction de la qualité de l'huile et du papier, du type d'huile et de la tension de service.

1.2 Problématique

L'application de la tension de service combinée aux contraintes de diverses sources et leurs interactions mutuelles, provoque la détérioration graduelle et le vieillissement des isolants (papier/huile) utilisés dans les transformateurs.

Le bon fonctionnement et la durée de vie des transformateurs sont fortement liés à l'état de leur système d'isolation (papier/huile) qui constitue leur talon d'Achille.

La dégradation du système d'isolation, surtout le papier entre les enroulements, conduit dans des cas extrêmes à des courts-circuits ayant pour résultat la panne des transformateurs. Elle engendre également des pertes diélectriques affectant ainsi le rendement de ces derniers [11, 12].

La réduction des pertes dans les transformateurs reste une des préoccupations majeures tant pour les scientifiques que des concepteurs (constructeurs) de

transformateurs de puissance. La majorité des études et des travaux réalisés dans le but d'évaluer et de réduire les pertes dans les transformateurs portent essentiellement sur les pertes dues à la conception à savoir les pertes fer, les pertes cuivre et les pertes par hystérésis [13, 14]. Cependant au meilleur de nos connaissances peu d'études ont été consacrées aux pertes diélectriques reliées à la qualité du système d'isolation des transformateurs. Ces pertes augmentent considérablement en fonction de l'état de la dégradation du système d'isolation des transformateurs. Ceci étant dit, une étude globale visant à l'évaluation des pertes électriques dues à la qualité et à l'état de la dégradation du système d'isolation est nécessaire. Cette étude permettra de déterminer l'impact de ces pertes sur le rendement des transformateurs de puissance et par conséquent, de proposer des solutions pouvant améliorer leur rendement.

La réduction des pertes diélectriques, dues au système d'isolation, devrait être prise en compte dès la fabrication des transformateurs. Ceci nous amène à nous pencher sur le problème posé par les procédures de séchage du papier thermo-stabilisé servant à l'isolation des enroulements des transformateurs de puissance. En effet, après la fabrication et la mise en place des enroulements haute et basse tension des transformateurs de puissance, suit la phase d'imprégnation du papier et des cartons. Durant cette phase, les enroulements subissent un chauffage sous vide (inférieur à 1 mbar) à haute température pendant un temps plus ou moins long en fonction de la taille des transformateurs. À la fin de ces opérations de séchage, le degré de polymérisation

Rapport-Gratuit.com

peut dans certains cas passer de 1200 ou 1300 (pour un papier neuf), à environ 900 à 1000 à la fin des procédures de séchage [15, 16]. Un degré de polymérisation égal à 900 correspond à celui d'un papier légèrement vieilli.

Il s'avère primordial de trouver les voies et moyens nécessaires à l'optimisation du processus de séchage du papier. Cette optimisation permettra d'améliorer encore un peu plus la qualité de l'isolation papier pendant la fabrication avant même la mise en service du transformateur.

En service, les transformateurs de puissance subissent diverses contraintes électriques, mécaniques, thermiques et environnementales. Ce qui entraîne la détérioration graduelle et le vieillissement de l'isolation (papier/huile) utilisée dans les transformateurs. Dans ces conditions, les pertes diélectriques dues à la détérioration du système d'isolation augmentent considérablement. Plusieurs études ont été menées afin de mieux comprendre les mécanismes de la détérioration du système d'isolation des transformateurs sous différentes contraintes [6, 17-27]. Cependant, au meilleur de nos connaissances peu d'études ont été consacrées à l'impact du papier sur la tendance du complexe papier/huile à la génération des gaz sous l'effet d'une décharge électrique. Afin de déterminer la stabilité des huiles sous l'effet d'un champ électrique, c'est-à-dire sa capacité à résister à la décomposition sous une décharge électrique, une méthode de test a été développée par l'ASTM (ASTM D 6180). Cette méthode permet de déterminer la

quantité de gaz générée suite à l'application d'un champ électrique [28]. Cette méthode ne traite que de la stabilité des huiles sous champ électrique sans prendre en compte la présence de l'isolation solide (papier et carton). L'isolation des transformateurs de puissance étant composée de papier/carton et d'huile dans un ratio de 20 à 50% [29], il s'avère indispensable de prendre en compte le pourcentage du papier sur la tendance à la production des gaz.

La dégradation de l'isolation des transformateurs de puissance se traduit du point de vue électrique par une augmentation des pertes diélectriques. Il est indispensable de pouvoir évaluer l'impact de cette dégradation sur le rendement des transformateurs. En effet jusqu'à présent, pour l'évaluation des pertes des transformateurs, il n'est tenu compte que des pertes conventionnelles à savoir, les pertes en charge et les pertes à vide [15]. Or la dégradation de l'isolation entraine bien une puissance diélectrique perdue dans l'isolation, dont l'expression est la suivante [30, 31]:

$$P_D = U^2 C\omega \tan\delta \qquad (1.1)$$

Avec :

P_D = Puissance dissipée dans le diélectrique en W

$\tan\delta$ = Facteur de dissipation diélectrique

U = Tension de service en V

$\omega = 2\pi f$ est la pulsation de la tension de service en rd/s

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

C = Capacité équivalente de l'isolation en F,

Un réseau typique pouvant contenir une centaine de transformateurs, il s'avère important de pouvoir quantifier ces pertes, en vue d'attirer l'attention des producteurs et des distributeurs d'énergie électrique sur la nécessité de veiller à la bonne qualité de l'isolation des transformateurs.

La recherche et la proposition de solutions à ces trois problèmes évoqués ci-dessus, vont constituer les travaux à réaliser dans le cadre de cette thèse de doctorat, au sein de la chaire de recherche sur les isolants liquides et mixtes en Électrotechnologie (ISOLIME).

1.3 Objectifs

L'objectif global visé par ce travail de recherche est l'amélioration de nos connaissances sur la dégradation de l'isolation des transformateurs par une meilleure compréhension des phénomènes physicochimiques impliqués. Cette dégradation peut conduire à des pannes complètes, lesquelles sont très coûteuses pour les exploitants et très gênantes pour les clients connectés à ces réseaux. Les informations qui en découleraient permettront d'étudier l'impact de cette dégradation sur le rendement énergétique des transformateurs de puissance.

Pour atteindre cet objectif, il faut commencer l'étude dès la conception des transformateurs, par une optimisation du procédé du séchage du papier utilisé pour l'isolation des enroulements. Cette étude sera suivie de l'étude de l'impact des champs électriques sur la tendance du complexe papier-huile à la production des gaz puis à l'évaluation des pertes diélectriques associées à la qualité de l'isolation.

Pour ce faire, l'atteinte de l'objectif principal visé par ce travail de recherche, reposera sur les trois objectifs spécifiques suivants:

Le premier objectif spécifique est l'optimisation du cycle de séchage du papier isolant pendant le processus de fabrication. Le but de cette étude est d'optimiser le processus du séchage du papier thermo stabilisé en vue de limiter sa dégradation initiale. Il s'agira de trouver une corrélation entre le cycle de séchage (la température et le temps) et le degré de polymérisation du papier thermo stabilisé.

Le but du deuxième objectif spécifique est l'étude de l'influence du papier sur la tendance à la production des gaz du complexe papier/huile sous l'impact d'un champ électrique. Il s'agira de reprendre le test de stabilité sous champ électrique (ASTM D6180), en incluant des échantillons de papier pour simuler des conditions plus réalistes.

Le troisième objectif spécifique consiste à l'évaluation de l'impact de la qualité de l'isolation papier/huile sur le rendement des transformateurs de puissance. Il s'agit dans ce volet de recherche de mettre en évidence l'impact de la dégradation ou de l'oxydation

de l'isolation huile-papier dans les transformateurs de puissance sur le rendement des transformateurs installés sur les réseaux de production et de transport de l'énergie électrique. L'objectif visé est de quantifier les pertes énergétiques associées à la qualité de l'huile contenue dans les transformateurs de puissance.

1.4 Originalité et avantages

Les points suivants permettent de justifier l'originalité et les avantages de ces travaux de recherche :

L'optimisation du processus du séchage sous vide de l'isolation solide (papier et carton) des transformateurs en vue de leur imprégnation. Il s'agira de mettre en place des outils appropriés pour la détermination de la température et du temps de chauffage optimums. La détermination optimisée de ces deux paramètres permettra de minimiser considérablement l'impact thermique du séchage sur la dégradation initiale de l'isolant papier lors de la fabrication des transformateurs de puissance. Un tel projet présente un intérêt évident pour l'avancement de la science et pour les compagnies manufacturières de transformateurs, qui disposeraient ainsi d'outils appropriés pour la fabrication d'équipements de puissance plus performants. L'exploitation des résultats de la recherche proposée pourrait offrir la possibilité d'augmenter de plusieurs années la durée de vie des équipements de puissance.

La connaissance de l'influence du papier sur la tendance à la production des gaz du complexe papier/huile des transformateurs de puissance sous l'action d'un champ électrique sera d'une grande importance, tant pour les ingénieurs de conception que pour les ingénieurs de maintenance. En effet, jusqu'à présent, les différentes études menées sur la tendance des huiles à la production des gaz sous l'action d'un champ électrique, ne prennent pas en compte la présence du papier. Cette étude devra donc combler ce vide. Elle permettra également d'évaluer l'impact des champs électriques sur les propriétés physico-chimiques de l'isolation liquide (huile) et solide (papier et carton). Elle permettra finalement aux concepteurs de confirmer ou de revoir les paramètres de la conception des transformateurs de puissance. Les ingénieurs d'exploitation pourront mieux planifier les opérations de maintenance.

La prise en compte de la puissance dissipée dans l'isolation des transformateurs de puissance en fonction de la qualité de l'huile et l'isolation Papier/huile. Les pertes fer et cuivre dépendent de la construction du transformateur. Par contre, les pertes diélectriques peuvent être en grande partie attribuées aux conditions d'exploitation, elles dépendent donc des conditions de service. Il s'agit dans ce volet de recherche, de faire prendre conscience aux gestionnaires des réseaux de production, de transport et de distribution de l'énergie, l'économie substantielle qu'ils peuvent réaliser en améliorant/veillant à la qualité de l'isolation des transformateurs par un entretien adéquat. Cette réduction des pertes peut se traduire également par une réduction des

émissions de CO_2 dans le cas des centrales thermiques entrainant ainsi la protection de la couche d'ozone et la préservation de l'environnement [13, 32, 33].

1.5 Organisation de la thèse

Pour rendre compte au mieux des travaux entrepris, cette thèse sera structurée en sept chapitres.

Outre le chapitre d'introduction, le deuxième chapitre est consacré à la présentation générale des transformateurs de puissance et de leur système d'isolation. Nous aborderons ensuite la présentation de l'isolation liquide et de l'isolation solide. L'étude des mécanismes de vieillissement et de dégradation du complexe papier/huile, complétera ce chapitre tout en mettant en évidence les paramètres entrainant le vieillissement accéléré de l'isolation des transformateurs.

Le troisième chapitre est consacré à la présentation des méthodes de mesure et du matériel utilisés dans la partie expérimentale de ce travail et pour l'interprétation de certaines mesures. Toutes les mesures et les techniques d'analyses sont conformes aux exigences de la norme ASTM [34].

Le quatrième chapitre présente une étude de la possibilité de la mise en œuvre d'outils permettant d'optimiser le séchage du papier thermo-stabilisé utilisé pour l'isolement des enroulements des transformateurs. Le travail débutera par une mise en

équation du processus de la dégradation du papier en fonction de la température du vieillissement et du temps. Cette phase sera suivie de la mise en équation du séchage en fonction de l'humidité initiale, de la température et de la masse du papier à sécher. Ces deux équations permettront la détermination du temps optimum nécessaire pour obtenir un meilleur séchage en fonction des paramètres de séchage.

Le cinquième chapitre permettra de mettre en évidence la présence du papier sur la tendance à la production de gaz suite à l'application d'une décharge électrique. L'impact sur les caractéristiques du complexe papier/huile sera également évalué. Il s'agira pour cette étude de reprendre le test de la stabilité des huiles à la production des gaz décrite dans la norme ASTM D 6180, mais cette fois en y ajoutant du papier dans un ratio donné.

Le sixième chapitre a pour but d'attirer l'attention des utilisateurs sur la nécessité de veiller à une isolation de bonne qualité en tout temps pour les transformateurs. En effet, le système d'isolation des transformateurs, suite à l'application de la tension de service, est le siège d'une perte de puissance diélectrique. Nous allons évaluer cette puissance en fonction de la qualité de l'isolation à partir d'un exemple numérique et des mesures effectuées sur un transformateur modèle soumis à un vieillissement accéléré. Ces résultats permettront de mettre en évidence l'impact de ces pertes sur le rendement des transformateurs. Dans le cas des réseaux alimentés par des centrales thermiques,

nous mettrons également en évidence l'impact de ces pertes sur la production des gaz à effet de serre. La régénération des huiles permettant la réduction des pertes sera abordée dans ce chapitre.

Les conclusions qui pourront découler des travaux réalisés, les recommandations pour les travaux futurs et les pistes à explorer pour d'éventuelles améliorations seront présentées au septième chapitre.

CHAPITRE 2

PRÉSENTATION GÉNERALE DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

2.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons de manière générale les transformateurs de puissance. Nous présentons ensuite de manière plus spécifique l'isolation liquide et solide utilisées dans les transformateurs de puissance. Les causes majeures entrainant la défaillance de ces équipements stratégiques seront exposées à partir de l'étude des différents mécanismes associés au vieillissement/dégradation de leur système d'isolation.

2.2 Constitution des transformateurs

Un transformateur est un appareil statique à induction électromagnétique, à deux enroulements ou plus, destiné à transformer un système de tension(s) et courants(s) alternatifs, en un système de tension(s) et courant(s) de valeurs différentes, mais de même fréquence et de même forme, en vue de transférer une puissance électrique [35]. Il effectue cette transformation avec un excellent rendement.

Rapport-Gratuit.com

Un transformateur de puissance se compose essentiellement d'un circuit magnétique et d'un circuit électrique (Figure 2.1).

- Un circuit magnétique qui a pour fonction de canaliser le flux magnétique. Le circuit magnétique est feuilleté pour réduire les pertes par hystérésis et les courants de Foucault.
- Une partie électrique constituée d'enroulements primaires et secondaires (ou bobines). Leur fonction est de produire respectivement un flux variable au primaire et de créer une tension induite au secondaire.

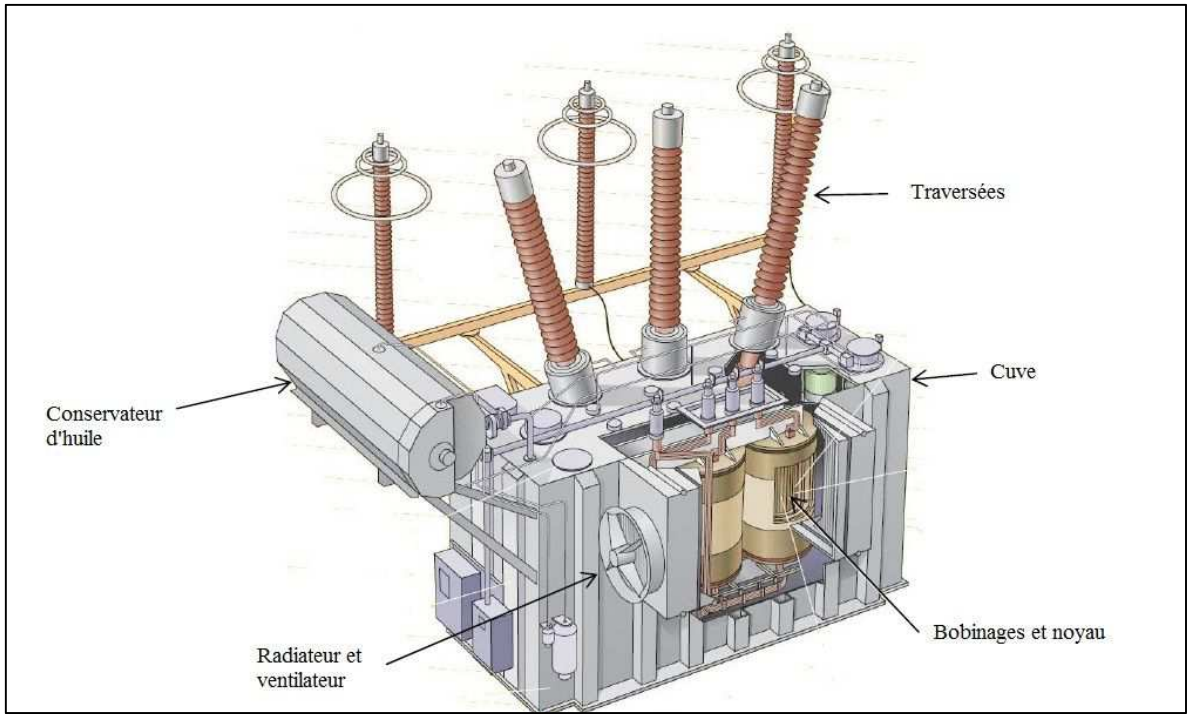


Figure 2.1 Vue d'un transformateur de puissance [36].

- Une partie mécanique qui a pour fonction de supporter l'ensemble, de protéger les enroulements, de permettre la fixation et la manutention et d'assurer le refroidissement.

  Tout cet ensemble se trouve à l'intérieur d'une cuve métallique étanche.

- Les bornes de raccordement permettent les liaisons des bobinages avec les réseaux extérieurs. Ce sont généralement des traversées isolantes fixées sur le couvercle du transformateur.

La CEI (Commission électrotechnique internationale) classe les transformateurs de puissance à isolation dans l'huile en trois catégories [37]:

- Les transformateurs de distribution : sont classés dans cette catégorie, les transformateurs ayant une puissance maximale égale à 2500 kVA en triphasé ou 833 kVA en monophasé
- Les transformateurs de moyenne puissance, les transformateurs dont la puissance supérieure à 2500 kVA et au maximum égale à 100 MVA en triphasé ou 33,3 MVA en monophasé.
- Les transformateurs de puissance sont les transformateurs dont la puissance est supérieure à 100 MVA.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

2.3 Le système d'Isolation des transformateurs

L'isolation des parties actives des transformateurs de puissance est réalisée à l'aide de papier, de carton et d'huile (minérale ou synthétique). Ce système d'isolation qui est le maillon le plus faible dans le transformateur, représente la partie la plus importante du transformateur à entretenir et exige pour ce faire une attention particulière [31].

2.3.1 Isolation solide

L'isolation solide des transformateurs est réalisée à l'aide de papier et de carton. Le papier sert à l'isolation des enroulements tandis que le carton, sert d'isolation entre les enroulements, et entre les enroulements et le noyau. La Figure 2.2 montre une vue détaillée de l'isolation d'une bobine.

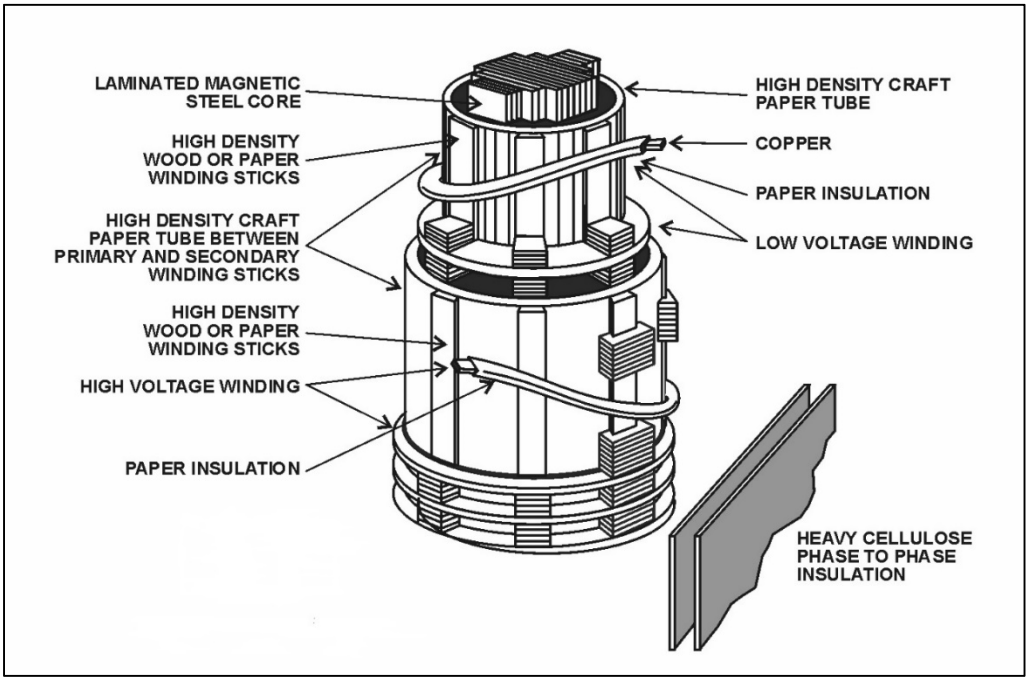


Figure 2.2 Vue détaillée de l'isolation d'une bobine [38].

2.3.1.1 Présentation du papier kraft utilisé dans les transformateurs

Le papier et le carton utilisés dans l'isolation des enroulements des transformateurs sont constitués de fibres de celluloses (chaînes de glucose extraites de la pulpe de bois ou de fibres de coton) dont l'unité est $C_6H_{10}O_5$. Les celluloses sont formées de longues chaînes comprenant environ 1 200 anneaux de glucose reliés par des ponts d'oxygène (Figure 2.3).

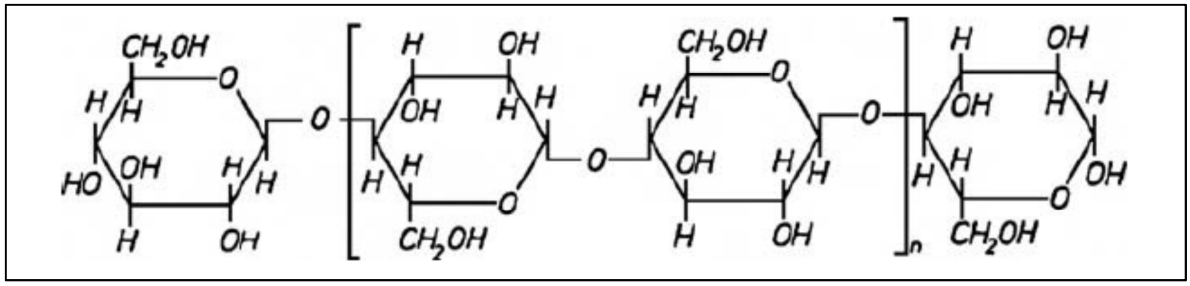


Figure 2.3 Structure élémentaire d'une cellulose [39].

Le degré de polymérisation (DP) initial de la cellulose à l'état naturel (dans le cas du coton) peut être environ égal ou supérieur à 20 000. Initialement, le bois est composé de 40 à 55% de cellulose, lignines 15 à 35% (composés aromatiques polycycliques) et 25 à 40% d'hémicellulose. Le procédé Kraft permet la production du papier utilisé comme isolant électrique, par l'élimination de la lignine et de l'hémicellulose. Cette opération qui permet d'augmenter la teneur du papier en cellulose à environ 90% contre 6 à 7% d'hémicellulose, de lignine et de pentosane a pour conséquence de réduire le DP à une valeur moyenne d'environ 1200. La longueur de ces fibres varie de 1 à 20 nm et leur diamètre de 15 à 30 pm. La longueur moyenne d'une chaîne de cellulose peut être

évaluée par la mesure du degré de polymérisation (DP). La densité, la longueur et la diversité des fibres de cellulose qui les constituent, confèrent à ces matériaux des caractéristiques mécaniques et électriques particulières [24].

Le papier permet la rigidité mécanique et l'espacement diélectrique nécessaires pour assurer l'isolement des parties électriques sous tension. Il possède d'excellentes caractéristiques diélectriques et son imprégnation par un isolant liquide, essentiellement l'huile minérale, lui confère une rigidité diélectrique remarquable. Il fournit la résistance mécanique indispensable pour la mise en place et la tenue du bobinage. La durée de vie du transformateur est très fortement dépendante de la qualité de l'isolation solide (papier). La durée de vie du papier correspond à la durée de vie du transformateur. Lorsque le papier est neuf, la valeur du degré de polymérisation (DP) est d'environ 1 200 et sa résistance à la traction est alors égale à 117 000 kPa. Lorsque cette valeur atteint 200 et la résistance à la traction une valeur de 30 000 kPa, le papier est considéré comme ayant atteint la fin de sa durée de vie utile, entrainant par la même occasion celle du transformateur de puissance [15].

Afin de servir comme bon isolant, le papier doit avoir les propriétés suivantes [23, 24]:

- Bonne tension de claquage
- Haute résistivité
- Faible facteur de dissipation
- Faible conductivité de l'extrait

- Bonne résistance à la traction
- Haut degré de polymérisation

2.3.1.2 Présentation du papier thermo-stabilisé

Les papiers thermiquement améliorés ou papier thermo-stabilisés ont été développés à la fin des années 1950. Ce type de papier est obtenu en ajoutant au papier Kraft des stabilisants qui lui permettent de ralentir le processus de vieillissement et d'augmenter la température de fonctionnement maximale de transformateurs (Figure 2.4) [40, 41].

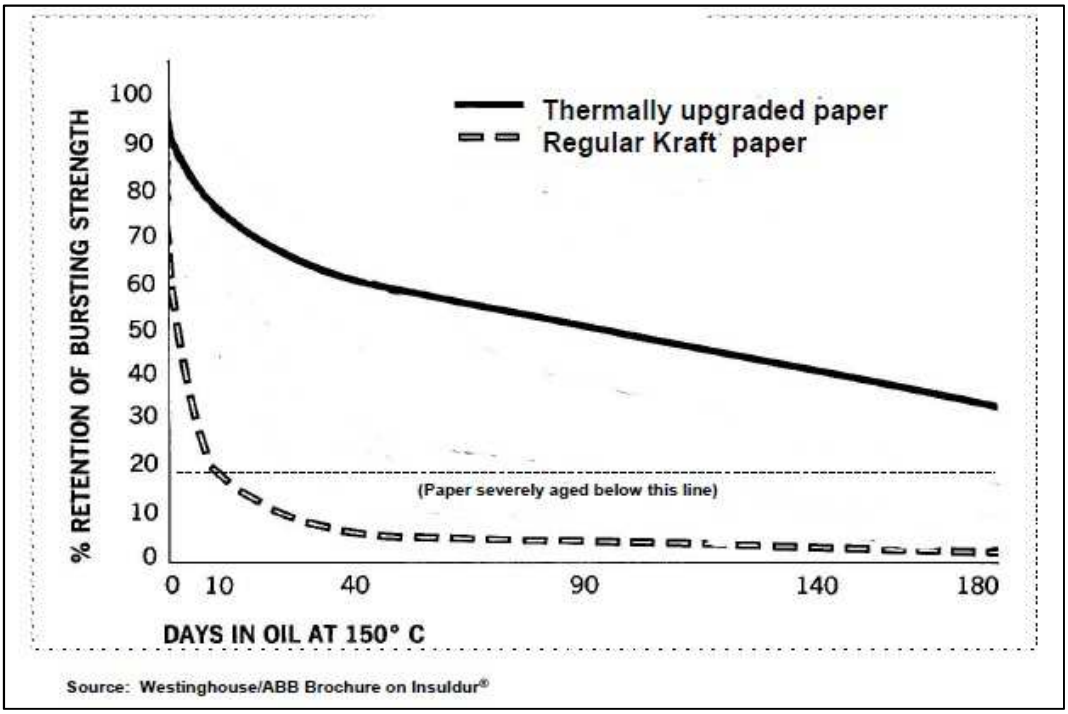


Figure 2.4 Comparaison des caractéristiques mécaniques du papier kraft et du papier thermiquement amélioré [41].

Il existe deux procédés permettant d'obtenir ce résultat :

- La première méthode est obtenue par la modification des chaines de la cellulose, spécifiquement les groupes OH par la cyanoéthylation et l'acétylation comme indiqué à la Figure 2.5.

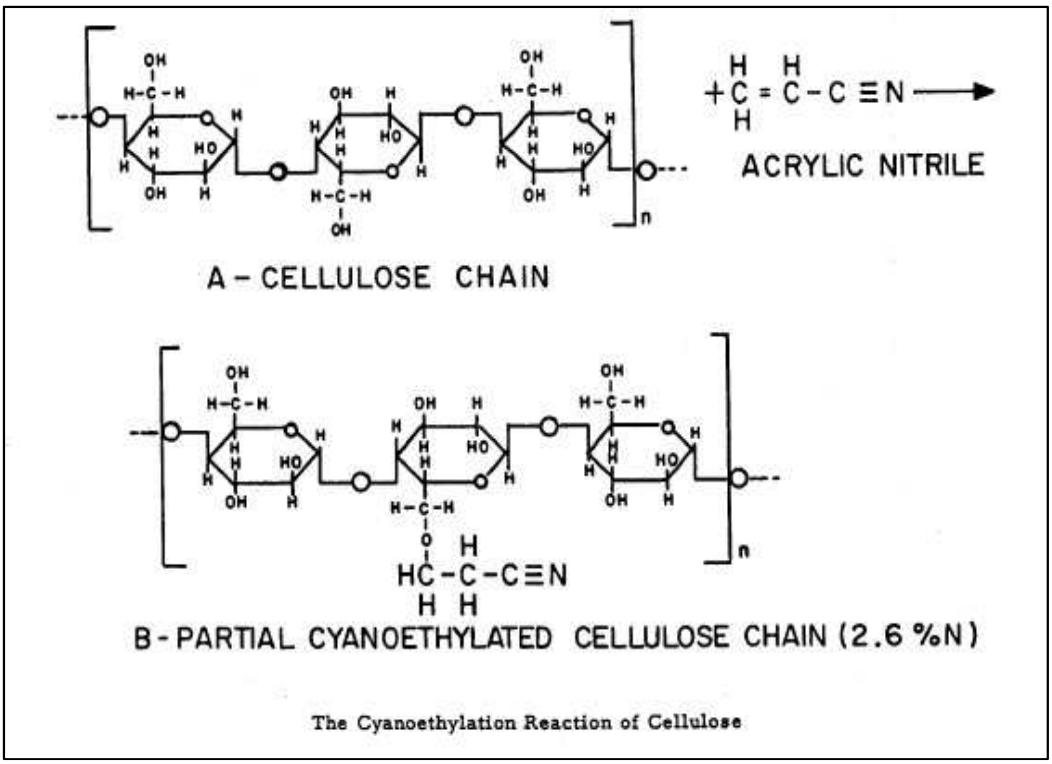


Figure 2.5 Cyanoéthylation de la cellulose [41].

- La deuxième méthode consiste à ajouter, durant la fabrication, des produits chimiques principalement des composés d'azote tels que l'urée, la mélamine, le dicyandiamide, et polyacrylamide. Ces produits chimiques ont pour rôle de consommer et neutraliser les acides produits par l'oxydation de l'huile et du papier [40, 41].

2.3.1.3 Présentation des papiers isolants à usages spéciaux

a) Le papier crêpé (Creped paper)

Le papier crêpé est utilisé principalement pour l'isolation des raccordements au niveau des têtes de connexion ou au niveau des anneaux de contrôle électrostatique. Il est réalisé à partir de sertissages irrégulières, ce qui augmente considérablement son épaisseur et l'extensibilité (Figure 2.6). Cette extensibilité permet au papier d'être utilisé sur les contours irréguliers. Cependant avec le temps, la perte de son extensibilité peut entrainer la perte du serrage au niveau des jonctions.

Figure 2.6 Exemple de papier crêpé [42].

b) Papier fortement extensible (Highly extensible paper)

Ce papier fortement extensible est une des alternatives à l'inconvénient présenté par le papier crêpé. Cette caractéristique de ce type de papier est obtenue par l'ajout d'une propriété élastique pendant la fabrication. Cette propriété augmente sa résistance à la rupture et à l'étirement dans les sens longitudinal et transversal, tout en conservant ses capacités électriques et mécaniques de fabrication. Ce type de papier qui peut également

résister à des conditions d'utilisation plus rudes, est parfait pour l'isolation des enroulement soumis à des fortes contraintes.

c) Papier à motifs de diamants (Diamond Pattern Paper (DPP))

Ce type de papier est utilisé pour des applications où une résistance mécanique élevée est nécessaire (Figure 2.7). Il est fabriqué en enduisant le papier kraft normale avec une résine thermodurcissable. Cette résine est prévue pour durcir plus tard dans les transformateurs après leur fabrication. Les résines en motifs de diamant ont pour rôle de créer une plus grande surface de collage tout en s'assurant que le papier pourrait être efficacement séché et imprégné d'huile.

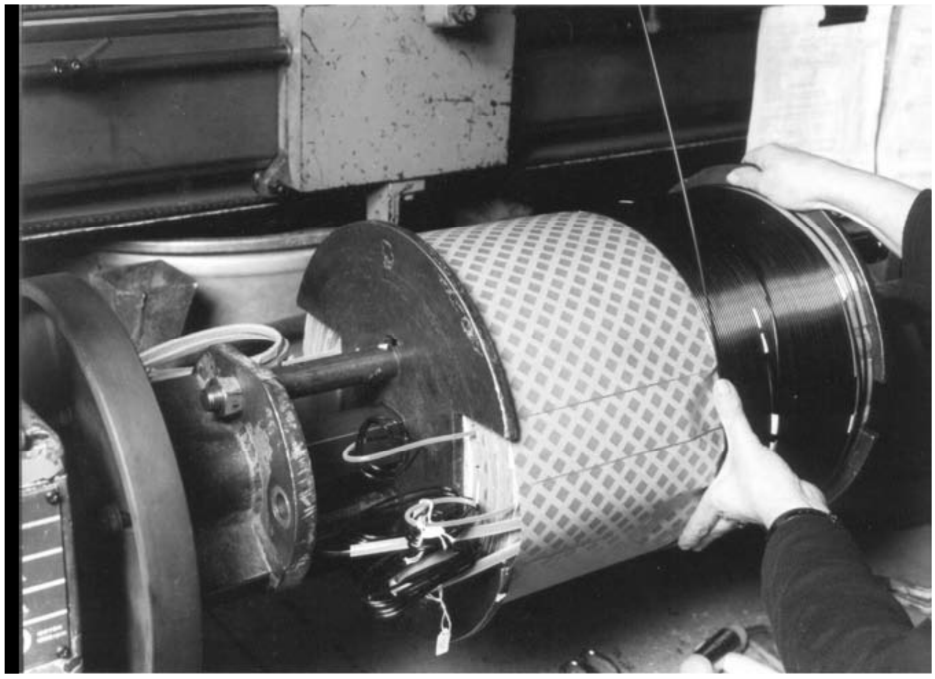


Figure 2.7 Papier à motifs de diamant utilisé dans la fabrication d'un enroulement de transformateur [39].

2.3.2 Isolation liquide

L'isolation liquide des transformateurs est réalisée par les liquides isolants constitués principalement par les huiles minérales, les huiles végétales et les huiles de synthèse. Les huiles minérales couvrent 90 à 95 % du marché des liquides isolants, cela est dû à leur faible coût [18].

L'huile est utilisée pour sa grande rigidité diélectrique (9 à 10 kV/mm pour les huiles minérales). Elle permet de remplir les pores du papier et les vacuoles d'air qui sont inévitablement présentes à l'intérieur et entre les couches de papier enroulées sur les fils de cuivre. Elle augmente ainsi la rigidité diélectrique du papier (Papier sec : r ≈ 50 à 80 kV/mm, Papier imprégné d'huile : r ≈ 100 kV/mm).

Notons également que les vacuoles d'air sont la cause des décharges partielles. Grâce à ses propriétés de dissipation de chaleur, elle assure également le refroidissement des transformateurs en effectuant le transfert des calories entre le bobinage et la cuve munie d'ailettes (Figure 2.8) [43].

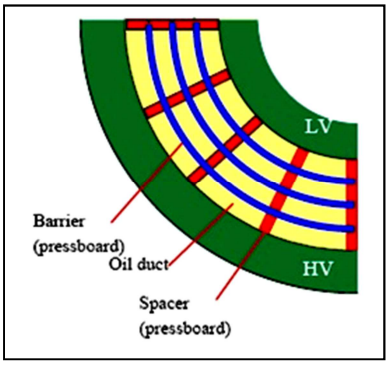


Figure 2.8 Une partie de la section transversale d'un système d'isolation des transformateurs de puissance [43].

Rapport-Gratuit.com

L'huile est également utilisée comme moyen de diagnostic car elle contient environ 70% des informations de diagnostic (Figure 2.9) [15, 44, 45]. La Figure suivante présente des échantillons d'huile neuve et vieillies progressivement de la gauche vers la droite.

Figure 2.9 Échantillons d'huiles présentant l'oxydation de l'huile [15].

Les principales qualités recherchées pour une huile de transformateurs sont les suivantes [46]:

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

2.3.2.1 Les différents types de liquides isolants

a) Les huiles minérales

Les huiles minérales sont des hydrocarbures obtenues à partir du raffinage du pétrole brut et sont constituées exclusivement d'atomes de carbone (C) et d'hydrogène

(H). La composition d'une huile minérale est définie par sa teneur en carbone paraffinique (Cp), en carbone naphténique (Cn) et en carbone aromatique (Ca). La densité, la viscosité et le comportement à basse température (point d'écoulement, point trouble) d'une huile minérale sont influencés par sa teneur en carbones Cp et Cn. La résistance à l'oxydation, les propriétés de gassing et la rigidité en impulsion des huiles minérales sont améliorées par la présence de carbones aromatiques.

Les huiles minérales sont classées en fonction de la teneur en carbone paraffinique (Cp), en carbone naphténique (Cn) et en carbone aromatique (Ca), ce classement donné dans le tableau suivant.

Types d'hydrocarbures	**Type de brut pétrolier**		
	Paraffinique	Mixte	Naphténique
Paraffinique	60	40	20
Mixte	25	40	65
Naphténique	15	20	15

Tableau 2-1 Composition typique des bruts pétroliers (en %) [18].

b) Les huiles de synthèse

Lorsque pour une application donnée, les propriétés requises ne peuvent pas être satisfaites par les huiles minérales, elles sont remplacées par les huiles synthétiques. C'est en particulier le cas lorsqu'il s'agit :

- D'améliorer la résistance au feu dans le cas des transformateurs (les huiles de silicone ont un point de feu presque deux fois plus élevé que les huiles minérales,

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

de l'ordre de 300°C au lieu de 150 °C, ce qui réduit le risque d'explosion des transformateurs de puissances).

- De rechercher une meilleure stabilité thermique et chimique
- De la recherche de grandes performances diélectriques (câbles et condensateurs).

Cependant le coût des huiles de silicone est également nettement supérieur à celui de l'huile minérale (d'un facteur environ 8) et la viscosité à haute température est supérieure à celle des autres huiles [47].

Il existe quatre types principaux d'huiles de synthèse [48]:

- Les hydrocarbures aromatiques ;
- Les hydrocarbures aliphatiques tels les polyoléfines ;
- Les esters (phtalates, esters de pentaérythritol) ;
- Les silicones.

c) Les huiles végétales ou esters naturels

Les huiles végétales ou esters naturels sont obtenus par trituration (broyage et pression) des graines (soja, mais, colza, tournesol, ricin, palmiste, etc…..). Elles sont constituées de triglycérides (R-COO-R') [49].

Au niveau de ses qualités, elle est écologique, très biodégradable, peu inflammable (point de combustion supérieur à 300°C) et possède une grande solubilité de l'eau (Teneur en

eau = 200 mg/kg). Ces propriétés permettent d'augmenter la tension de claquage et de ralentir le vieillissement de la cellulose.

Concernant ses défauts, son point d'écoulement aux alentours de 20°C, elle est très visqueuse et surtout elle s'oxyde très vite [49].

2.4 Dégradation de l'isolation des transformateurs

Les transformateurs sont reconnus comme étant des composants assez fiables des réseaux de transport et de distribution, eu égard à leur durée de vie qui est en moyenne de 30 ans. Cette fiabilité est particulièrement due à la qualité de leur système d'isolation. Cependant, au cours de leur fonctionnement, les transformateurs sont soumis à des contraintes de diverses sources (électriques, mécaniques, thermiques, chimiques et environnementales) dont les actions et interactions entrainent la détérioration graduelle et le vieillissement de leur système d'isolation papier/huile (Figure 2.10). Le vieillissement ou la détérioration de l'isolation papier/huile est une fonction du temps accélérée par la température, l'humidité et l'oxygène.

L'humidité, considérée comme l'ennemi numéro un des systèmes d'isolation, est particulièrement préjudiciable au papier, car elle initie l'hydrolyse et la scission de la chaîne de cellulose [51]. L'oxygène attaque à la fois le papier et l'huile produisant une gamme de produits acides et polaires. L'effet de la température est d'augmenter la vitesse

de toutes ces réactions chimiques, entrainant une détérioration plus rapide de l'isolation [51].

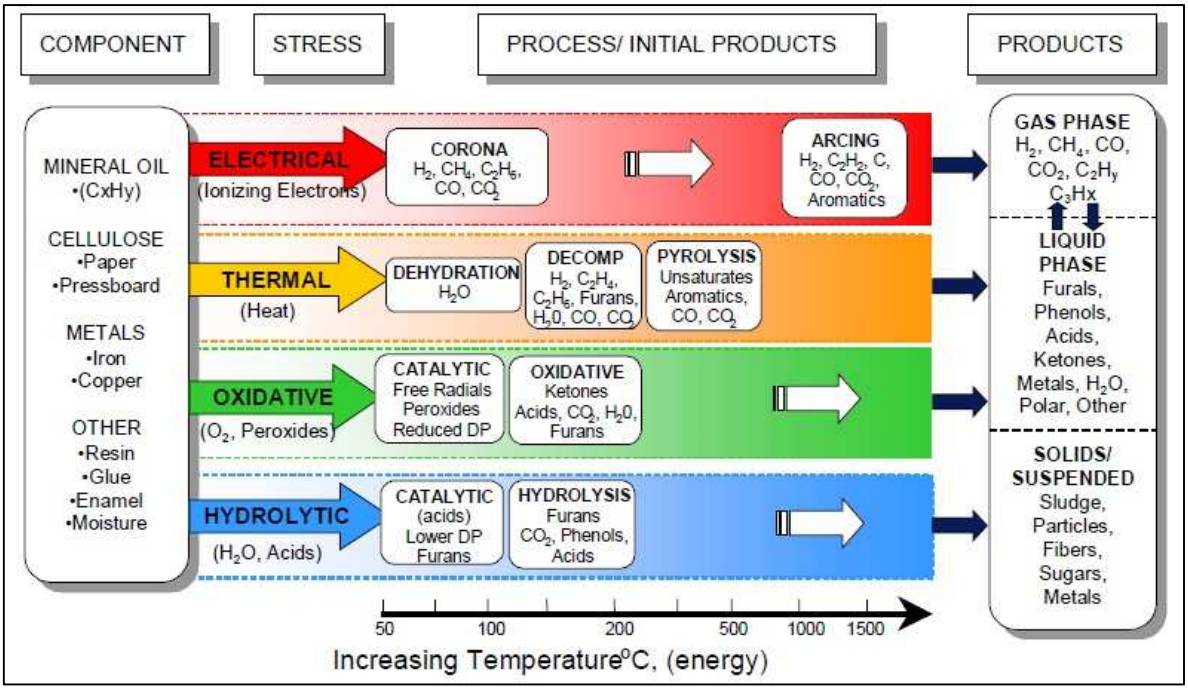


Figure 2.10 mécanisme simplifié du processus de la décomposition de l'isolement des transformateurs [51].

2.4.1 **Le vieillissement thermique du papier**

L'humidité, la température, le champ électrique, les acides et la concentration en oxygène, sont les principales causes de la dégradation du papier [23, 51]. Cette dégradation est associée à la pyrolyse, à l'oxydation et à l'hydrolyse qui entrainent la rupture des macromolécules de cellulose et réduisent le degré de polymérisation [23]. Ces réactions sont accélérées par toute augmentation de la température, de la concentration en oxygène et du taux d'humidité. Selon la température atteinte, il peut se produire :

- La pyrolyse qui entraîne la décomposition thermique de la cellulose en provoquant la coupure des liaisons glucosidiques et l'ouverture des anneaux de glucose. Cette décomposition entraine principalement la production des produits suivants : CO, CO_2, H_2O, H_2. La pyrolyse n'affecte sensiblement les qualités mécaniques du papier qu'au-dessus de 150°C [23];
- L'oxydation est l'attaque des anneaux de glucose par l'oxygène provoquant la dépolymérisation de la cellulose. Les produits formés par cette décomposition sont les aldéhydes et les acides, mais aussi des gaz tels que CO, CO_2 et H_2 [23, 52];
- L'hydrolyse est définie comme étant la réaction de l'eau avec les ponts oxygène, elle provoque ainsi la rupture de chaîne sans formation de produits libres. L'eau formée par pyrolyse et oxydation, contribue à favoriser l'hydrolyse [52].

Il faut noter que pour des températures inférieures à 140°C, Il devient très difficile de distinguer ces trois mécanismes. Car la dégradation du papier dans ce cas est due à l'action combinée de l'oxygène ou de l'eau, catalysée par la température.

Il existe trois méthodes pour mesurer ou estimer l'état de la dégradation du papier;

1) Le degré de polymérisation (DP) qui permet de quantifier la scission des chaines dans le papier. Plus ce nombre est faible et plus le papier est dégradé. Ce test est réalisé suivant le standard ASTM D4243 [53].

2) La tenue en traction qui permet d'évaluer directement la tenue mécanique du papier. Ce test est effectué selon l'ASTM D828 [54].

3) L'analyse des dérivées furaniques apparaissant lors de la rupture des chaines et de la création de glucose (ASTM D5837) [55].

***Remarque*:** Les méthodes 1 et 2 nécessitent la prise d'un échantillon du papier isolant. Un autre dérivé chimique (le méthanol) est encore évalué comme traceur chimique pour l'évaluation de l'état du papier isolant [56, 57].

2.4.2 Le vieillissement des huiles isolantes

La dégradation des transformateurs est principalement causée par la température, le champ électrique, l'humidité et l'oxygène qui entrainent l'oxydation des huiles isolantes [51]. L'oxygène présent dans l'huile provient non seulement de l'extérieur de la cuve (cas des transformateurs respirants), mais également de la dégradation thermique de la cellulose. L'humidité provient principalement du papier (cellulose). L'oxygène entraine la dégradation des huiles par oxydation et l'humidité par l'hydrolyse. L'oxydation est l'ensemble de réactions chimiques complexes et lentes au cours desquelles les hydrocarbures réagissent avec l'oxygène dissous. L'action de ces deux principaux facteurs est catalysée par la température (pyrolyse) qui augmente la vitesse des réactions d'oxydation qui croît avec la température: il est admis qu'elle double tous les 8 à 10 °C, à partir de 60 °C [18]. Cela signifie qu'une augmentation de la température de 10 degrés

réduit la durée de vie de l'huile de moitié [58]. Certains métaux (cuivre, fer, le plomb) présents dans les transformateurs agissent également comme catalyseurs [24, 59].

2.4.2.1 Mécanismes d'oxydation de l'huile minérale

En présence d'oxygène, il se produit une oxydation qui comporte un certain nombre d'étapes (initiation, propagation, ramification et terminaison), s'effectuant selon un mécanisme de réactions d'auto-oxydation en chaine, initiées par les radicaux libres. Les différentes réactions associées à ces étapes sont indiquées ci-dessous et résumées dans le Tableau 2-2 [52]:

1) L'initiation

Formation des radicaux libres par la chaleur, les champs électriques ou la scission mécaniques des liaisons de valence des molécules d'hydrocarbure. La formation des radicaux libres est nécessaire pour initier l'oxydation

2) La propagation

Les radicaux libres produits à l'étape précédente réagissent facilement avec leur environnement. Les radicaux libres réagissent plus facilement entre eux et cette réactivité augmente avec la présence d'atomes d'oxygène dans leur structure.

3) Ramification

Les peroxydes peuvent réagir et donner de nouveaux radicaux libres, des alcools, des cétones, des aldéhydes et des acides.

4) La terminaison

Une fois que les radicaux libres se retrouvent en quantité appréciable, ils réagissent entre eux pour former des produits de dégradation. Ces produits de dégradation peuvent être des solides ou des gaz.

1	1 Initiation	R-H → R• + H• H• + H• → H_2 Cu^{2+} + R-H → Cu^{+} + H^{+} + R^{+}	Formation des radicaux libres
2	Propagation	R• + O_2 → RO_2• RO_2• + R-H → RO_2H + R•	Formation du radical peroxyde Formation du peroxyde
3	Ramification	ROOH → RO• + OH• ROOH + Cu^{+} → RO• + Cu^{2+} + OH• ROOH + Cu^{2+} → ROO• + Cu^{+} + H^{+} RO•+R-H → R• + R-OH OH• + R-H → R• + H_2O	Décomposition du peroxyde Alcool + formation de radical Eau + formation de radical
4	Terminaison	2R• → R-R	
		R• + ROO• → ROO-R	
		2 ROO• → ROO-R + O_2	
		2 ROH + O_2 → 2 RCHO + H_2O	Formation d'aldéhyde
		2 ROH + O_2 → 2 RCRO + H_20	Formation de cétone
		2 RCHO + O_2 → 2 RCOOH	Formation d'acide carboxylique
		RCOOH + ROH → RCOOR + H_2O	Formation d'ester
R-H est un hydrocarbure, ROOH des hydroperoxydes, ROO· un radical peroxyde			

Tableau 2-2 Mécanismes de réactions d'oxydation des huiles minérales [18].

Finalement, le phénomène d'oxydation entraine la formation dans un premier temps des produits de composition solubles tels que des alcools (R-OH), des aldéhydes (RCHO), des cétones (RCRO), des esters, des acides carboxyliques (RCOOH). La formation de ces produits solubles est liée aux composés naphténiques et paraffiniques. Ensuite par polymérisation, il va se former des dépôts insolubles ou boues, liés aux composés

aromatiques. Enfin, il y aura la formation d'eau et des gaz suivants : hydrogène (H_2), méthane (CH_4), éthane (C_2H_6), éthylène (C_2H_4), acétylène (C_2H_2) [49, 52, 60, 61].

2.4.2.2 Conséquences de l'oxydation

L'oxydation a des conséquences néfastes sur le bon fonctionnement des transformateurs . Elle entraine:

- Une augmentation des pertes diélectriques [23, 52];
- Une augmentation de la viscosité, d'où une diminution de la capacité à éliminer les dégagements de chaleur. Ceci étant dû au fait que les boues produites vont obstruer les conduits de circulation d'huile et affecter le coefficient de transfert de chaleur entre les enroulements et l'huile. Le système de refroidissement perd ainsi son efficacité et l'élévation de la température qui en résulte accélère l'oxydation et la dégradation des isolants solides [23, 52].
- Une augmentation de la corrosivité vis-à-vis de la cellulose [23, 52].
- Une augmentation de la corrosivité vis-à-vis des parties métalliques [23, 52].

2.4.3 Le vieillissement du complexe huile/papier

Les phénomènes ou les processus de vieillissement de chaque composante restent les mêmes, mais il est à noter que les produits d'oxydation de l'huile contribuent au vieillissement du papier soit par leur action propre, soit par augmentation de l'hygroscopicité de l'huile. Par exemple, la vitesse de dégradation du papier peut être 10

Rapport-Gratuit.com

fois plus rapide dans l'huile que dans un diélectrique chloré qui ne s'oxyde pas [24]. L'eau accélère fortement le vieillissement, car elle se fixe principalement dans le papier. L'effet de l'air n'est pas toujours mis en évidence, car l'oxygène réagit surtout avec l'huile [24].

2.5 Conclusion

Ce chapitre a permis de montrer que le bon état de fonctionnement et la durée de vie des transformateurs qui représentent les composants stratégiques des réseaux électriques repose de façon générale sur la qualité de son isolation papier/huile, mais plus principalement sur son isolation solide (papier). Les contraintes électriques, thermiques, chimiques et environnementales auxquelles sont soumis les transformateurs en service entrainent la dégradation graduelle de leur isolation. Cette dégradation qui est principalement due à l'action de l'oxygène, de l'humidité et de la température, entraine également la perte des qualités mécaniques, électriques et thermiques. La dégradation de l'isolation papier/huile suggère la diminution du rendement des transformateurs, car entrainant une augmentation du facteur de dissipation diélectrique.

De ce fait, l'amélioration de la dégradation de l'isolation s'avère primordiale et l'évaluation de l'état des transformateurs s'avère indispensable afin de prendre les mesures nécessaires pour éviter les pannes subites et d'augmenter la durée de vie résiduelle des transformateurs.

CHAPITRE 3

MATÉRIELS ET MÉTHODES DE MESURES

3.1 Introduction

Avoir un réseau fiable et sécuritaire est le souhait des producteurs, des distributeurs et les utilisateurs de l'énergie électrique. Cette fiabilité repose sur la mise en œuvre de moyens de mesure et de diagnostic en ligne et hors ligne des équipements des réseaux électriques. Parmi ces différents équipements, les transformateurs occupent une place très importante due à leur situation stratégique. Afin de faciliter la réalisation et l'interprétation des mesures, garants de la réussite d'un bon diagnostic et de la surveillance des transformateurs, plusieurs techniques de mesures ont été mises en place par les organismes normatifs. Ces organismes ont mis en place plusieurs outils et fixés les valeurs minimum et maximum des différents paramètres permettant de contrôler et de diagnostiquer correctement l'état de la santé des transformateurs.

Ce chapitre est dédié à la présentation des matériels et techniques de diagnostic utilisés dans le cadre de notre étude. Les techniques de mesure et d'analyse utilisés seront

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

effectuées conformément aux normes de l'ASTM (American Society for Testing and Materials).

3.2 Mesure de l'humidité dans les transformateurs

L'humidité est considérée comme étant parmi les principales causes de défaillance des équipements de haute tension [62, 63]. La présence d'eau dans un transformateur est particulièrement préjudiciable aux propriétés diélectriques de son système d'isolation huile-papier, combinée à l'oxygène en présence d'une chaleur excessive. Cette combinaison accélère le processus du vieillissement du système d'isolation, par une dépolymérisation de la cellulose (papier) et une oxydation de l'huile. Ce vieillissement entraine également une baisse des performances diélectriques des isolants par l'augmentation de la conductivité électrique, du facteur de dissipation et la diminution de la résistivité du système d'isolation.

L'infiltration de l'humidité dans l'isolation peut provenir de divers sources telles que:

- le processus de respiration du transformateur qui expose l'huile à l'atmosphère,
- les fuites au niveau des joints,
- l'installation ou la réparation du transformateur

Le processus normal de vieillissement entraîne aussi la génération d'eau par la décomposition thermique de la cellulose. Bien que le papier soit séché, il peut subsister au moins 0,2% d'humidité en son sein [64].

La mesure de la teneur en eau dans l'isolation est indispensable dans la mesure où elle peut être utilisée comme un indicateur de vieillissement de l'isolation papier/huile ou alors servir pour la prise de décision telle que la planification des opérations de séchage.

La mesure de l'humidité peut être réalisée par les techniques suivantes:

- **La méthode de Karl Fischer** est une méthode chimique de mesure de la teneur en eau d'un échantillon par titrage. Elle fut inventée en 1935 par le chimiste allemand Karl Fischer [65, 66].

Elle est particulièrement adaptée au dosage de l'eau que contient un liquide ou à la détection de traces d'eau, de l'ordre du ppm, dans un échantillon [65, 66].

- **L'analyse thermogravimétrique** (ATG), est une technique d'analyse thermique qui consiste en la mesure de la variation de la masse d'un échantillon en fonction du temps, pour une température ou un profil de température donné [67, 68].

3.2.1 La méthode de Karl Fischer

La méthode Karl Fischer est particulièrement adaptée à la détermination la teneur en eau que contient un liquide ou à la détection de traces d'eau, de l'ordre du ppm, dans un échantillon [66]. Cette méthode de titrage qui est basée sur l'oxydation du dioxyde de

soufre (SO_2) par l'iode (I) en présence d'eau (H_2O), fut décrite pour la première fois par R. W. Bunsen en 1853 [66]:

$$I_2 + SO_2 + 2\ H_2O \rightarrow 2\ HI + H_2SO_4 \quad (3.1)$$

La détermination de la teneur en eau est réalisée par titrage coulométrique de Karl Fisher selon le standard ASTM D1533 [69]. Pour la détermination de la teneur en eau des échantillons d'huile et de papier, nous utiliserons le titreur automatique Karl Fischer 831 KF Coulometer (fabriqué et commercialisé par la société Metrohm) avec électrode génératrice sans diaphragme accompagné du four KF. Ce four est nécessaire lorsqu'il s'agit de déterminer la teneur en eau des échantillons solides tels que le papier. La Figure 3.1 représente une photographie de l'équipement utilisé.

La teneur en eau de l'huile est exprimée en parties par million (µg d'eau par g d'huile), notée ppm, tandis que la teneur en eau du papier est exprimée en pourcentage (%), à savoir la masse d'eau par la masse de l'isolant sans eau.

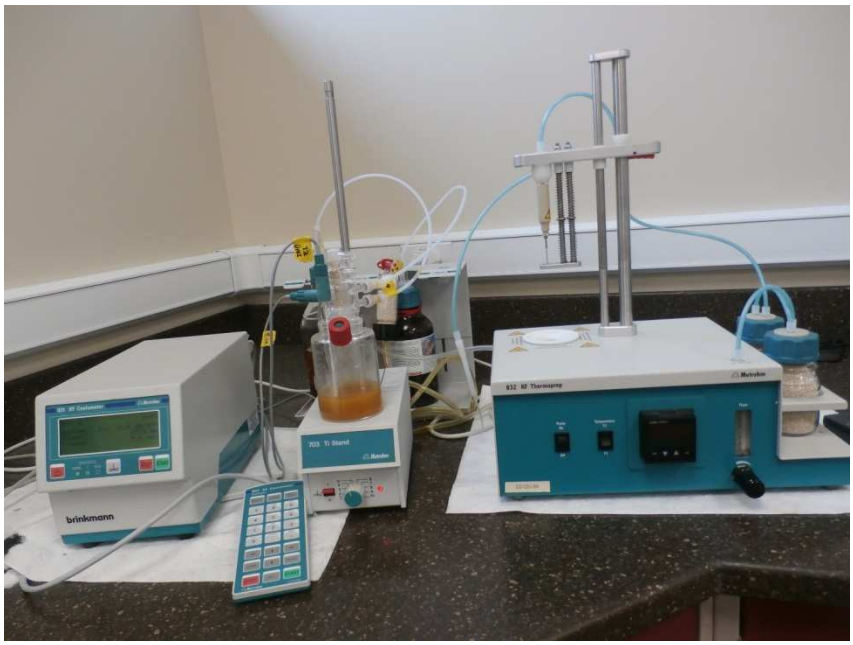


Figure 3.1 Titreur Coulométrique Karl Fisher pour la mesure de la teneur en eau.

3.2.2 La méthode thermogravimétrique

Cette technique qui est basée sur la mesure continue de la variation de la masse en fonction du temps et de la température d'un échantillon, la mesure est réalisée à partir d'une thermobalance dont le schéma de principe est présenté à la Figure 3.2. La thermobalance se compose principalement d'un four permettant de gérer la température, d'un module de pesée (microbalance), d'un thermocouple pour mesurer la température et d'une unité de contrôle permettant de piloter l'ensemble et d'enregistrer les données [67, 68].

Cette la variation de la masse en fonction du temps et de la température est également utilisée pour effectuer la mesure de l'humidité d'un échantillon donné (dans notre cas du papier) par l'équation 3.2 [67]. En effet l'humidité étant éliminée

progressivement du papier isolant par le chauffage, la masse commence à diminuer jusqu'à ce qu'il atteigne une condition de «très sec», fixé par le taux d'extraction en %/min. Le chauffage est alors arrêté et l'humidité est affichée.

$$H(\%) = \frac{W - D}{W} \qquad (3.2)$$

W: Masse de l'échantillon humide
D: Masse de l'échantillon séché

Cette capacité à contrôler la perte de poids du papier pendant le séchage, permet de calculer la teneur en humidité de papier à différents intervalles de temps et de tracer le profil du séchage ou la courbe de séchage.

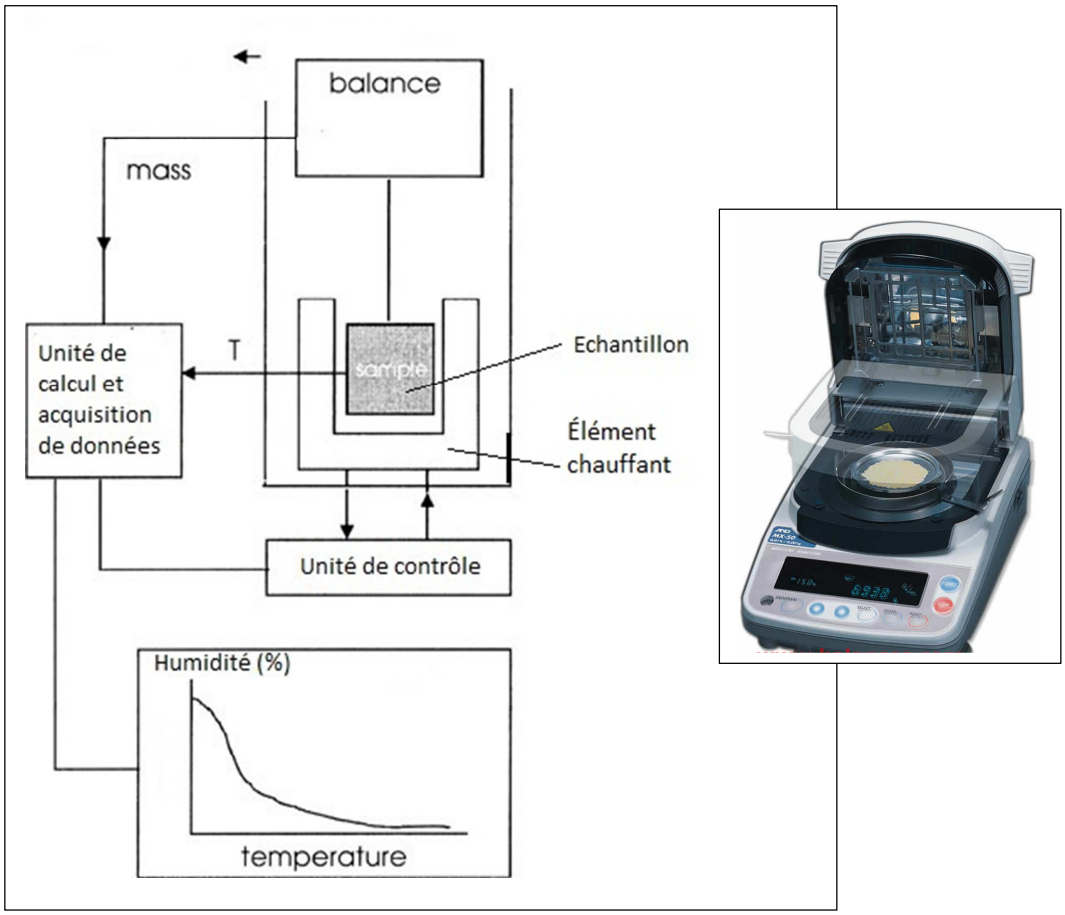


Figure 3.2 Schéma de principe d'une thermobalance [68].

3.3 Mesure du facteur de dissipation diélectrique

La dégradation d'une isolation électrique se traduit par une augmentation des pertes diélectriques, représentées par le facteur de dissipation diélectrique ou la tangente delta (tanδ). La mesure du facteur de dissipation des diélectriques constitue un moyen de contrôle de la qualité des isolants liquides et solides. Elle est réalisée selon les prescriptions de la norme ASTM, chapitres D 150–98 et D 924 [70, 71]. L'appareil utilisé pour la mesure du facteur de dissipation diélectrique est l'IDA 200 (Insulation Diagnostic

Analyser 200) (Figure 3.3). L'IDA 200 effectue les mesures dans le domaine fréquentiel; le principe est décrit dans le paragraphe suivant.

Figure 3.3 Système de diagnostic d'isolation IDA 200 pour l'analyse de la réponse fréquentielle

3.3.1 **Principe de la mesure**

Le principe de la mesure dans le domaine fréquentiel consiste à appliquer une tension sinusoïdale aux bornes du composant (diélectrique) dont on veut déterminer les paramètres. L'application de la tension alternative permet de mesurer le courant et le déphasage.

Puis par l'application de la loi d'Ohm, l'impédance du diélectrique est calculée.

$$Z(\omega) = \frac{U(\omega)}{I(\omega)} \qquad (3.3)$$

La connaissance de Z(ω), de la tension U(ω), du courant I(ω) et du déphasage permet de déterminer les composantes capacitives et résistives de l'impédance où la

partie résistive représente les pertes. Puis finalement l'angle de pertes (tanδ) ou le facteur de pertes est déduit. Le schéma de principe est représenté à la Figure 3.4.

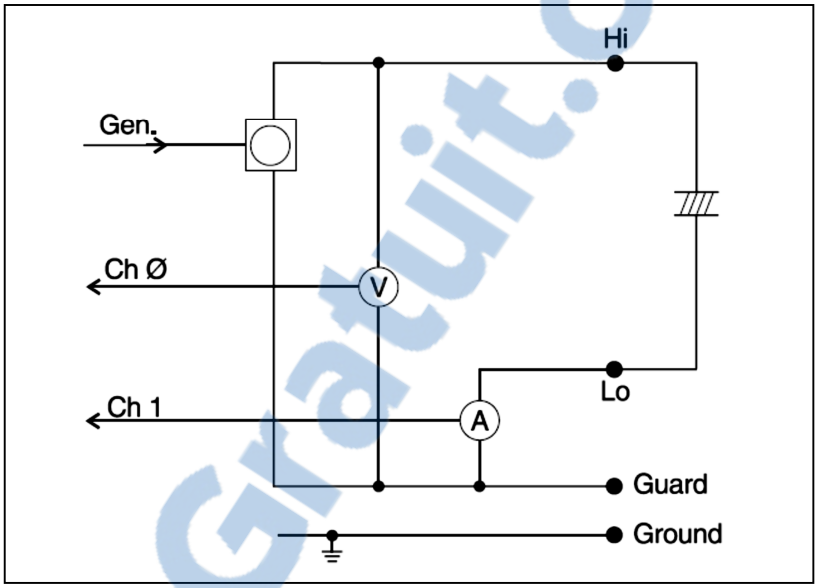


Figure 3.4 Schéma de principe de la mesure dans le domine fréquentiel [64].

La cellule de test pour isolant solide (Guard ring capacitor) de type 2914, fabriqué par Tettex Instruments (Figure 3.5) est utilisée pour les papiers imprégnés d'huile. À cet ensemble, il faut ajouter le moniteur de température (Temperature control unit) de type 2967, fabriqué par Tettex Instruments (Figure 3.6) qui permet de contrôler la température de l'isolant sous test.

La cellule de test liquide type 2903 équipée d'anneaux de garde fabriquée par la société Tettex (Figure 3.7) est utilisée pour isolants liquides.

Rapport-Gratuit.com

Figure 3.5 Cellule de mesure du papier de type 2914.

Figure 3.6 Unité de contrôle de la température - type Tettex 2967.

Figure 3.7 Cellule d'essai de type 2903 pour la mesure du facteur de dissipation.

3.3.2 Montage pratique de la mesure des pertes diélectrique d'un transformateur

Le montage suivant permettant de mesurer les caractéristiques de l'isolation (CHL) comprise entre les bobines basse et haute sera adopté.

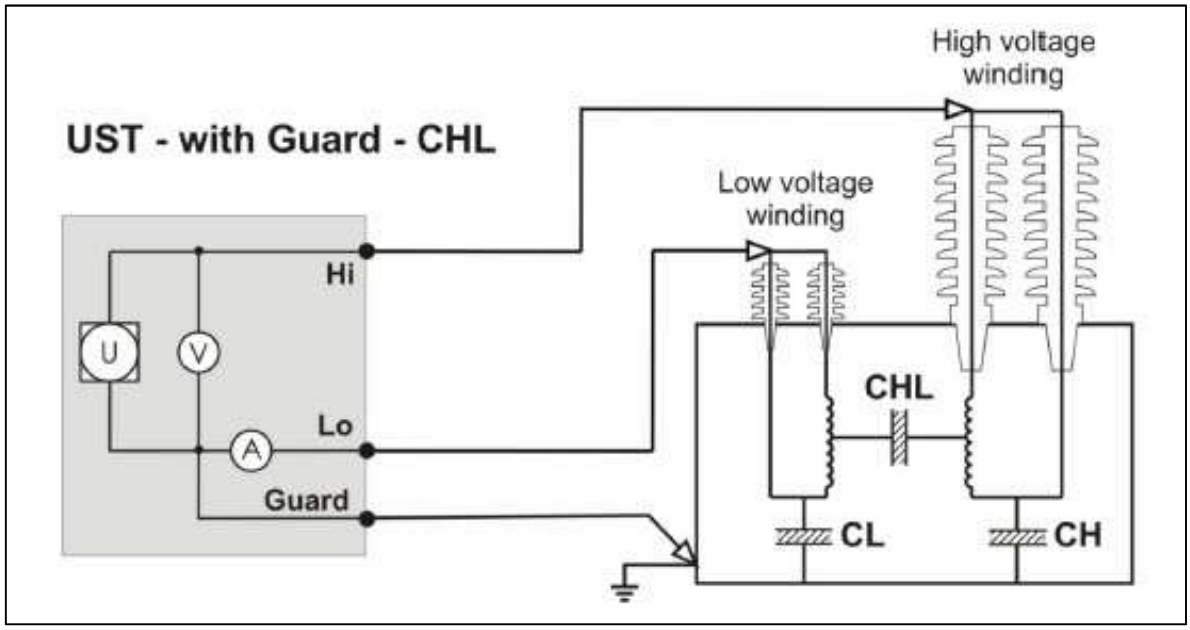


Figure 3.8 Schéma de branchement d'un transformateur monophasé [72].

UST (Spécimen à tester non relier à la terre)

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

(CHL) tous les séparateurs, l'huile et l'isolation des bobines comprises entre les enroulements haute et basse tension.

(CH) Toute l'isolation comprise entre les enroulements haute tension y compris les bornes de traversées, l'huile et de l'isolation du bobinage, et les parties mises à la terre (réservoir et noyau magnétique).

(CL) Toute l'isolation comprise entre les enroulements basse tension y compris les bornes de traversées, l'huile et de l'isolation du bobinage, et les parties mises à la terre (réservoir et noyau magnétique).

3.4 Mesure du degré de polymérisation (DP*v*)

Le degré de polymérisation (DP*v*) permet d'évaluer l'état du papier comme l'indique le Tableau 3-1, permettant ainsi de donner les informations nécessaires aux services de maintenance et de planifier des opérations de maintenance ou du retrait du transformateur du réseau électrique.

État du papier	DP	RESISTANCE À LA TRACTION (kPa)
Papier neuf	1200	117000
Papier neuf dans un nouveau transformateur	1000	105000
Papier en fin de vie fiable	200	30000
Le papier s'affaiblit à mesure qu'il vieillit		

Tableau 3-1 Caractéristiques physiques du papier [15].

La détermination du degré de polymérisation moyen (DP*v*) de la cellulose se fait par une méthode viscosimétrique après dissolution de la cellulose dans la cupréthylènediamine, conformément à la norme ASTM D 4243 [73]. Le degré de polymérisation pour le papier cellulose correspond au nombre des monomères anhydro-β-glucose, dans une molécule de cellulose.

La mesure est effectuée à l'aide d'un viscosimètre de type capillaire (Cannon-Fenske Routine), illustrée à la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**, de constante C comprise entre 0,0001 et 0,00013 Stokes/ seconde, dans un bain thermostaté à 20 ± 0,1 °C.

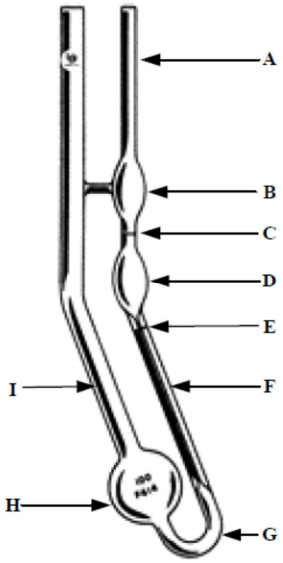


Figure 3.9 Viscosimètre CANNON-FENSKE.

Le principe de la mesure du DP est basé sur une mesure viscosimétrique. Elle consiste à dissoudre 25, 50 ou 125 mg de papier (en fonction du degré de vieillissement du papier) de teneur en eau connue, dans 22,5 ml d'eau distillée auquel on ajoute 22,5 ml de Cupriéthylènediamine 1 N. Après la dissolution, le bulbe B (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) est rempli par la solution, puis introduit dans le bain thermostaté pendant une période d'attente de 15 minutes. À la fin de ce temps d'attente, la mesure des temps d'écoulement de la solution (Ts) entre les niveaux C et E est réalisée. À l'aide des temps d'écoulement de la solution et du solvant (T_0), la viscosité intrinsèque η est calculée. Connaissant la viscosité, l'on peut alors calculer le DPv à l'aide de la formule suivante [73]:

$$\eta = k.DP_v^{\alpha} \qquad (3.4)$$

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

Pour le système papier-Cupriéthylènediamine : *k*=7,5 10-3 et α =1 [73].

La viscosité intrinsèque η est obtenue à partir de la viscosité spécifique η_s par la formule empirique donnée par Martin [73]:

$$\eta_s = \eta.c.10^{k.\eta.c} \quad (3.5)$$

Avec :

$$\eta_s = \frac{T_s - T_0}{T_0} \quad (3.6)$$

Où : Ts = temps d'écoulement de la solution

T_0 = temps d'écoulement du solvant

Et $$c = \left(m.\frac{100}{45}\right).\frac{1}{1+H} \qquad (3.7)$$

Avec m = masse du papier et H = humidité du papier en %

3.5 La tension interfaciale de l'huile (IFT)

La tension interfaciale qui est influencée par la présence des composées polaires permet d'évaluer l'état de l'oxydation des huiles minérales [74]. Elle représente la force en dynes/cm (équivalent à 1 mN /m) nécessaire pour arracher un anneau de platine à l'interface entre l'huile et de l'eau distillée, comme l'indique le schéma de principe de la Figure 3.10 [75].

Une valeur supérieure à 28 est jugée satisfaisante selon la norme CEI 60422 et une valeur inférieure à 22 est jugée mauvaise [76]. Il est à souligner également qu'au-delà d'un certain niveau de dégradation, la tension interfaciale n'évolue plus.

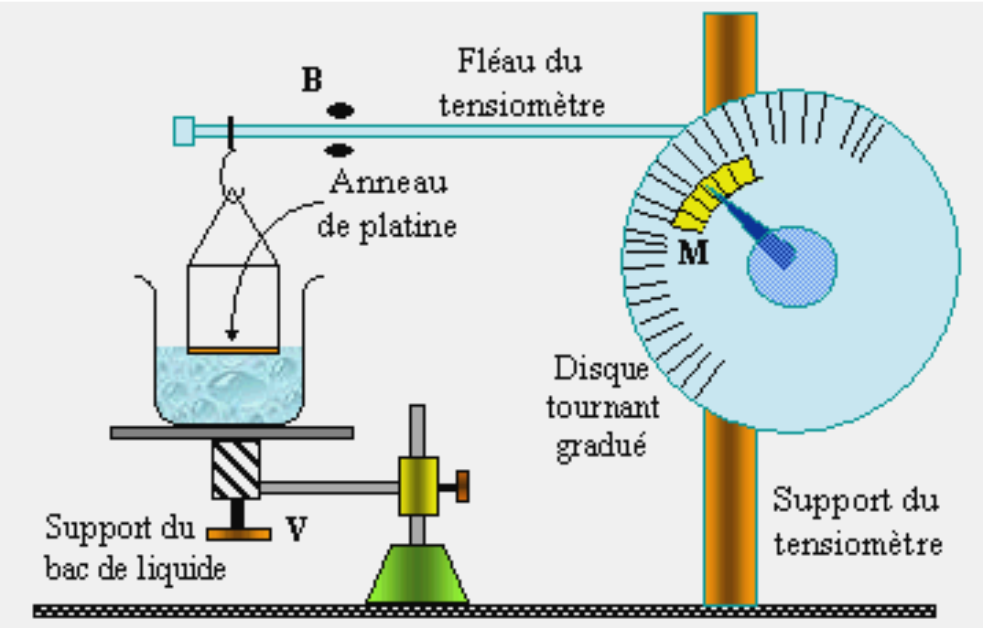


Figure 3.10 Schémas du tensiomètre de LECOMPTE DE NOUY [75].

B : butées du fléau ;

V : vis sans fin permettant le déplacement vertical de l'échantillon ;

M : système de vernier pour une lecture fine de la tension.

L'appareil utilisé est un tensiomètre de type LECOMPTE DE NOUY qui utilise un anneau plan en alliage de platine de Fischer Scientifique (Figure 3.11) [75].

Figure 3.11 Tensiomètre de type LECOMPTE DE NOUY pour la mesure de la tension interfaciale.

3.6 Spectrophotométrie UV/Visible

Il est admis que la dégradation de l'isolation liquide utilisée dans les transformateurs entraine la formation des produits dissous dans l'huile, formés par la rupture des liaisons de valence des molécules d'hydrocarbures et par leurs recombinaisons. Ces produits de dégradation qui sont constitués par des composées tels que des peroxydes, des aldéhydes, des cétones et des acides organiques, entrainent à court et à moyen terme le vieillissement des transformateurs, réduisant ainsi leur durée de vie. La mesure de la quantité de ces produits dissous peut être utilisée comme un indicateur du vieillissement/dégradation de l'huile [77].

La mesure de la quantité relative des produits dissous dans l'huile ou DDP (dissolved decay products) est réalisée par la spectrophotométrie UV/VIS (ultraviolet/visible) selon la norme D 6802 de l'ASTM. Le schéma de principe est donné sur la figure suivante.

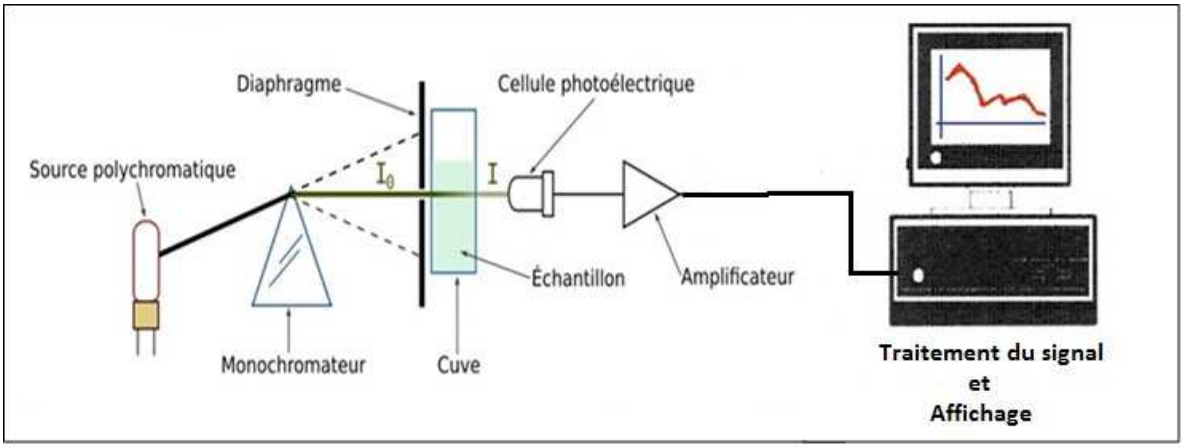


Figure 3.12 Schéma de principe du spectrophotomètre UV-visible [78].

Le principe de fonctionnement est le suivant :

Le spectrophotomètre fait passer une radiation (lumière) monochromatique (une seule longueur d'onde) à travers une longueur L (longueur de la cuve) de l'échantillon d'huile à tester et mesure l'absorbance A (grandeur liée à la quantité de lumière absorbée par la solution).

L'absorbance dépend de la couleur de la radiation, de sa longueur d'onde λ.

Soit I_0 l'intensité de la lumière incidente et I l'intensité de la lumière transmise.

Le spectrophotomètre compare I et I_0 à travers, la transmittance T ($T = I / I_0$) ou l'absorbance $A = - \text{Log } T$.

Pour chaque longueur d'onde, l'absorbance est mesurée et les données recueillies sont utilisées pour tracer les courbes d'absorbance A (en ordonnée) en fonction de la longueur d'onde λ (en abscisse). Le graphique ainsi obtenu constitue un spectre UV-visible.

Cette technique utilisée en routine pour l'étude quantitative des molécules organiques (molécules composées essentiellement de carbone et d'hydrogène) et des groupes fonctionnels par la mesure de l'absorbance des échantillons d'huile dans la bande de spectres allant de 360 à 600 nanomètres - de l'ultraviolet (185-400 nm) au Visible (400 à 700 nm).

Pour la réalisation des mesures, nous avons utilisé le spectrophotomètre Thuramed T60 UV/Visible commercialisé par Thuramed (Figure 3.13).

Figure 3.13 Spectrophotomètre UV visible.

Rapport-Gratuit.com

3.7 Mesure de la turbidité

Les produits nés de la dégradation des huiles peuvent être classées en trois groupes, les gaz, les produits solubles dissous dans l'huile et les produits insolubles tels que la cire et la boue [52, 60]. La présence de ces produits entraine un changement de la couleur et de l'aspect physique des huiles. Les produits insolubles vont entres autres obstruer les pores du papier entrainant une dégradation plus rapide des transformateurs. La mesure de ces produits de dégradation insolubles peut être utilisée comme outil de diagnostic et de vérification de l'état des transformateurs et permettre ainsi aux équipes de maintenance de planifier les opérations d'entretien. La mesure relative de ces produits peut être réalisée par la turbidité définie par la norme ASTM D 6181 [79].

La turbidité est définie comme étant la teneur d'un fluide en matières qui le troublent. Cet état trouble est généralement causé par les matières en suspension et les particules colloïdales provenant de la recombinaison des radicaux libres causée par la rupture des liaisons de valence des molécules d'hydrocarbures.

Selon la norme ASTM D 6181, l'augmentation de la turbidité signifie une augmentation de la contamination des transformateurs, à partir de sources externes ou par des réactions chimiques internes (telles que l'oxydation) qui produisent des particules fines. Cette méthode d'essai décrite par la norme D 6181 permet de quantifier ces changements.

3.7.1 Principe de la mesure de la turbidité

La mesure de la turbidité est réalisée par la néphélométrie qui est une des techniques de mesure de la teneur des particules en suspension dans un liquide ou dans un gaz [80]. Elle consiste à mesurer la lumière diffusée à 90° d'angle par rapport à la lumière incidente. L'instrument utilisé pour faire les mesures est le néphélomètre dont le schéma de principe est représenté sur la figure suivante.

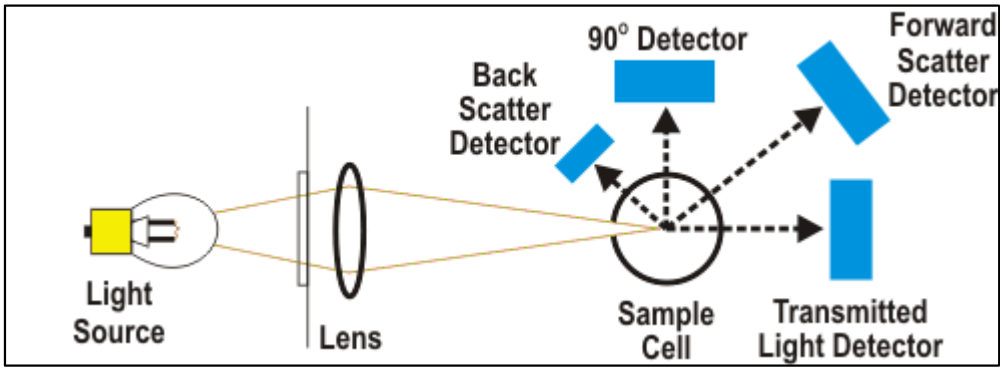


Figure 3.14 Schéma de principe du turbidimètre 2100AN [80].

Pour nos mesures de turbidité, nous avons utilisé le modèle 2100AN du fabriquant HACH, qui est un turbidimètre de laboratoire (Figure 3.15). Ce modèle peut mesurer les turbidités allant de 0 à 10000 NTU (Unité Néphélométrique de Turbidité) [81].

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Figure 3.15 Turbidimètre de laboratoire modèle 2100AN.

Ce modèle est constitué par une source de lumière composée par une lampe à filament de tungstène, des lentilles et des diaphragmes pour concentrer la lumière, un détecteur de lumière diffusée à 90 degrés, un détecteur de lumière diffusée vers l'avant, un détecteur de lumière diffusée vers l'arrière (présent uniquement sur le modèle 2100AN) et un détecteur de lumière transmise [80].

Selon le constructeur, les turbidimètres sont capables de mesurer des turbidités inferieures à 40 NTU en utilisant seulement la lumière diffusée à 90 degrés, ou des turbidités de 4000 NTU pour le modèle 2100N à 10000 NTU pour le modèle 2100AN en utilisant l'ensemble des détecteurs en mode ratio de mesure. En utilisant le mode ratio, le microprocesseur calcul le ratio des signaux transmis par chaque détecteur. Ce mode

assure la possibilité d'effectuer les mesures en présence de liquides colorés avec d'excellents résultats [80].

3.8 La Spectroscopie Infrarouge à Transformée de Fourier (FTIR)

Les différentes techniques de contrôle et de diagnostic de l'état de l'isolation des transformateurs permettent de prédire l'état des transformateurs en détectant la variation de divers paramètres. Cependant l'utilisation de ces méthodes classiques ne permet pas de définir la nature des composés ayant entrainé la variation des caractéristiques diélectriques, chimiques ou physiques de l'isolation. La connaissance ou la détermination de la nature de ces composés issus de la dégradation ou de la variation de conditions d'utilisation permet de mieux cibler le diagnostic.

La détermination de ces composés est réalisée par la Spectroscopie Infrarouge à Transformée de Fourier (ou FTIR : Fourier Transformed InfraRed spectroscopy) qui est basée sur l'absorption d'un rayonnement infrarouge par le matériau analysé. Cette technique permet via la détection des vibrations caractéristiques des liaisons chimiques, de déterminer la nature des liaisons chimiques présentes dans le matériau.

3.8.1 **Principe de fonctionnement**

Un spectromètre FTIR est principalement composé de 5 parties (Figure 3.16) : une source lumineuse, un interféromètre, un détecteur et le système électronique de calcul.

Le spectromètre FTIR est conçu pour des mesures situées principalement dans le moyen infra-rouge (400 à 4000 cm^{-1}). Ce domaine infrarouge compris entre 4000 cm^{-1} et 400 cm^{-1} (2,5 – 25 µm) correspond au domaine d'énergie de vibration des molécules.

• Une source lumineuse servant à la production du faisceau infrarouge.

• Un dispositif permettant de générer les interférences (l'interféromètre), la plupart du temps de type Michelson. Il permet de mesurer les longueurs d'onde par production d'interférences.

• Un compartiment échantillon qui permet d'accueillir plusieurs types d'accessoires (porte-échantillon) dépendant du mode de mesures utilisé (réflexion ou transmission).

• Un détecteur ou capteur photosensible qui mesure la quantité d'énergie pour chaque fréquence qui passe à travers l'échantillon. Le spectromètre FT-IR peut comporter un ou plusieurs détecteurs, pouvant être de type :

- pyroélectrique (générant un courant proportionnel au différentiel de température entre les 2 faces du détecteur) ou,
- photoélectrique (générant une différence de potentiel par l'absorption de photons).

• Un convertisseur analogique numérique qui transforme le signal analogique en un signal numérique manipulable par le système informatique.

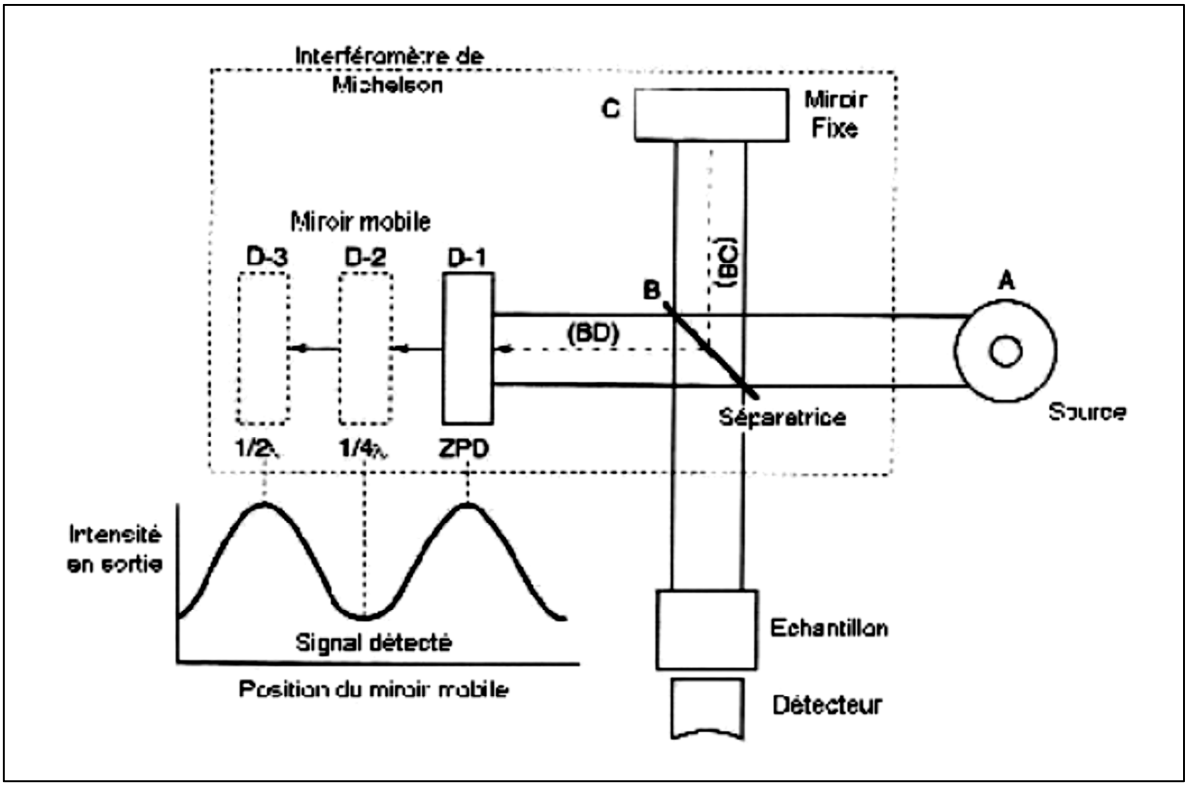


Figure 3.16 Schéma d'un spectromètre à transformée de Fourier [82].

Le spectromètre à transformée de Fourier envoie sur l'échantillon un rayonnement infrarouge et mesure les longueurs d'onde auxquelles le matériau absorbe le signal et les intensités de l'absorption. Lorsque la longueur d'onde (l'énergie) apportée par le faisceau lumineux est voisine de l'énergie de vibration de la molécule, cette dernière va absorber le rayonnement. Cette absorption se traduira par une diminution de l'intensité réfléchie ou transmise.

Finalement à un matériau de composition chimique et de structure données correspondra un ensemble de bandes d'absorption caractéristiques permettant d'identifier le matériau.

3.8.2 **Principe de la mesure**

Les longueurs d'onde auxquelles l'échantillon absorbe, sont caractéristiques des groupes chimiques présents dans le matériau analysé. Des tables permettent d'attribuer les absorptions aux différents groupes chimiques présents (Tableau 3-2).

Un même groupe peut donner lieu à plusieurs types de vibrations et donc à des absorptions à différentes fréquences.

Pour la réalisation des mesures, nous avons utilisé le spectromètre FT-IR de laboratoire FTLA 2000-104 (Figure 3.17) qui permet d'effectuer les mesures dans les longueurs d'ondes comprises entre 6500 cm^{-1} – 500 cm^{-1} (moyen infra-rouge) [83]. Les mesures ont été réalisées en suivant les directives de la norme ASTM E 2412 [84].

Figure 3.17 Spectromètre FT-IR de laboratoire FTLA 2000-104.

Pour les différents échantillons à tester, il faut tout d'abord relever les spectres et identifier les longueurs d'ondes où se produisent les pics. Le Tableau suivant permet d'identifier les groupements chimiques correspondant aux différents pics.

Tableau 3-2 Fréquences de vibrations des principales fonctions rencontrées dans les composés organiques [82].

3.9 Chromatographie en phase gazeuse (CPG)

La décomposition de l'huile des transformateurs entraine en plus de la formation des composés solides, la formation des gaz tels que de l'hydrogène (H_2), du méthane (CH_4), de l'éthane (C_2H_6), de l'éthylène (C_2H_4) et de l'acétylène (C_2H_2) [85]. Celle du papier (cellulose) produit du monoxyde de carbone et du dioxyde de carbone [85]. Ces gaz sont habituellement générés par les anomalies typiques telles que le vieillissement de l'isolation, la formation d'arcs électriques, de décharges partielles, de températures localement élevées ou, plus généralement, d'un refroidissement imparfait (Tableau 3-3) [85]. Ces gaz, solubles dans l'huile comme l'indique le Tableau 3-4, sont un indicateur important de défauts naissant dans un transformateur. Le suivi et l'évaluation constants de la formation des gaz permettent de réagir promptement, d'éviter des dégâts plus importants et d'augmenter de manière significative la durée de vie des transformateurs. L'analyse des gaz dissous (Disolved Gas Analysis) qui consiste à rechercher les gaz dans l'huile, est une des méthodes de diagnostic des transformateurs de puissance les plus utilisées.

Rapport-Gratuit.com

Décharges partielles	
Huile	H_2
Cellulose	H_2, CO, CO_2
Pyrolyse	
Huile	
Basse température	CH_4, C_2H_4
Haute température	C_2H_4, H_2 (CH_4, C_2H_4)
Cellulose	
Basse température	CO_2(CO)
Haute température	CO(CO_2)
Arcs électriques	H_2, C_2H_2 (CH_4, C_2H_6, C_2H_4)

Tableau 3-3 Gaz générés lors de défauts typiques [86].

Hydrogène (H_2)	**7 % par volume**
Azote (N_2)	8.6 %
Monoxyde de carbone (C))	9 %
Oxygène (O_2)	16 %
Méthane (CH_4)	30 %
Dioxyde de carbone (CO_2)	120 %
Éthane (C_2H_6)	280 %
Éthylène (C_2H_4)	280 %
Acétylène (C_2H_2)	400 %

Tableau 3-4 Solubilité des gaz dans l'huile de transformateur [86].

Les lignes directrices pour l'analyse et l'interprétation des gaz dissous ont été établies par les normes à travers plusieurs méthodes d'analyse [85, 87, 88]. Le tableau suivant présente un résumé des différentes méthodes d'interprétation des gaz dissous [89].

Méthodes d'interprétation	Normes de référence		
	IEEE C57. 104-1991	IEEE PC57. 104 D11d	IEC 60599-1999
Lignes directrices Individuelles et TDCG	✓	✓	
Ratios de Doernenburg	✓		
Ratios de Rogers	✓	✓	
Ratios des Gaz de Base			✓
Méthode des gaz clés	✓	✓	
Méthode TCG	✓		
Méthode TDCG	✓	✓	
Triangle de Duval			✓
CO_2/CO Ratio		✓	✓
O_2/N_2 Ratio			✓
C_2H_2/H_2 Ratio			✓
(TCG) Total Combustible Gas (TDCG) Total Dissolved Combustible Gas			

Tableau 3-5 Différents outils de d'interprétation selon les normes IEEE et CEI [89].

3.9.1 Principe de la détection et de la mesure des gaz dissous

La détection et la mesure de la quantité des gaz dissous sont réalisées par la chromatographie en phase gazeuse qui est une méthode de séparation des composés gazeux ou susceptibles d'être vaporisés par chauffage sans décomposition. Cette méthode permet de détecter les différents gaz dissous dans l'huile ainsi que leur concentration en ppm. Les appareils utilisés sont les chromatographes qui sont principalement composés, comme l'indique la figure suivante :

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

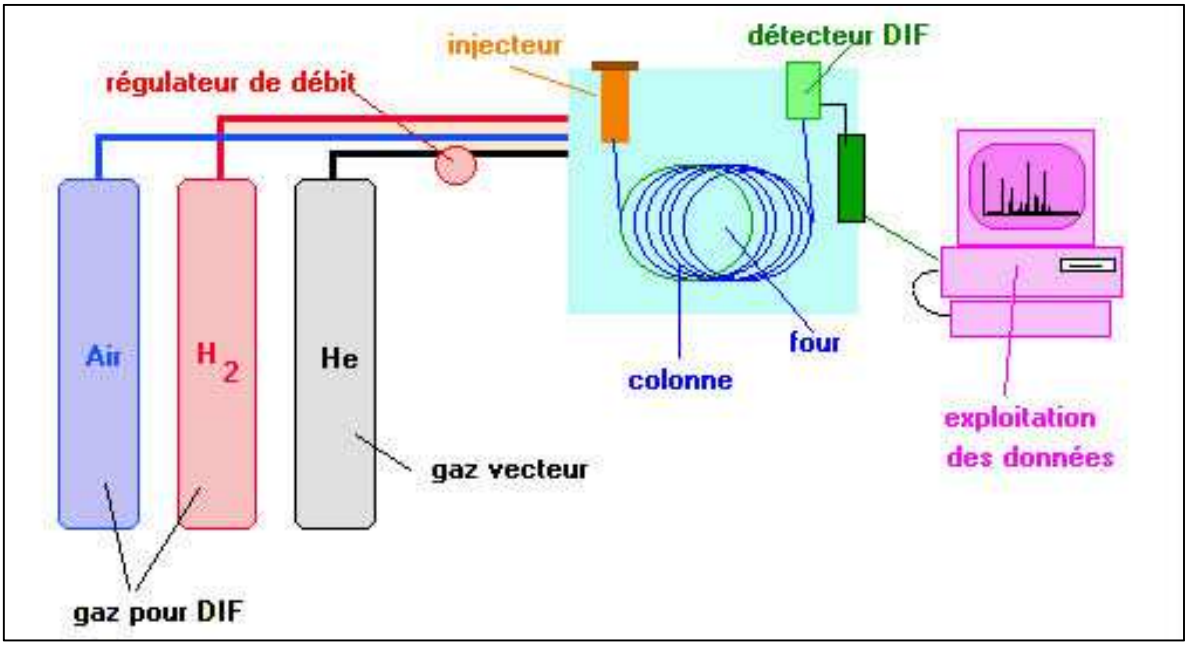


Figure 3.18 Schéma de principe d'un chromatographe en phase gazeuse [90].

- d'un **four** qui est une enceinte thermostatée dans laquelle se trouve la colonne.
- d'un **gaz vecteur** dont le choix est conditionné par l'efficacité de la séparation et la sensibilité du détecteur. Il doit être pur et inerte.
- d'un **système d'injection**, qui permet d'introduire l'échantillon dans le chromatographe. Il a également un rôle de vaporisation dans le cas d'un échantillon liquide ou solide.
- d'une **colonne** (capillaire ou remplie), sur laquelle les différentes molécules de l'échantillon injecté vont se séparer.
- d'un **système de détection**, qui va permettre de mesurer le signal émis par les différentes molécules et de pouvoir les identifier. Le détecteur à ionisation de flamme (DIF) est le plus utilisé [90].

L'échantillon de l'huile à tester est injecté à l'aide d'une seringue dans la colonne chromatographique qui est placée dans le four. Les constituants de l'huile sont séparés et ensuite détectés à l'aide du détecteur à ionisation de flamme (DIF). Ce signal est envoyé à un ordinateur pour l'exploitation des données.

3.10 Conclusion

Ce chapitre a permis de présenter les matériels et les méthodes expérimentales qui seront utilisés ainsi que les principes des mesures qui seront réalisées pour la réussite de notre thèse de doctorat. La fiabilité des tests nécessitant une maitrise parfaite des équipements et des méthodes de mesure, celles-ci seront réalisées conformément aux directives de la norme ASTM. L'interprétation des résultats de nos investigations sera également réalisée selon les prescriptions normatives.

CHAPITRE 4

OPTIMISATION DU CYCLE DE SÉCHAGE DU PAPIER THERMO-STABILISÉ AVANT SON IMPRÉGNATION

4.1 Introduction

Augmenter la durée de vie utile des transformateurs reste la préoccupation majeure de tous les acteurs concernés par la production, le transport, distribution de l'énergie électrique ainsi que les constructeurs de ces équipements onéreux. Cette augmentation repose en premier lieu sur la qualité de l'isolation en générale et de l'isolation solide (papier) en particulier. Ce qui incite les constructeurs à trouver les moyens pour réduire la dégradation du papier durant les processus de fabrication. Ce chapitre présente les résultats des travaux effectués dans le but d'optimiser le séchage du papier thermo-stabilisé utilisé pour isoler des enroulements. Il s'agit ici de proposer des outils pouvant permettre d'optimiser sur une base solide scientifique certains paramètres de séchage du papier tels que la température et le temps.

4.2 Contexte général de l’étude

La présence de l’humidité entraine la dégradation de l’isolation, en accélérant le processus du vieillissement tant du papier que de l’huile. Cette dégradation augmente ainsi la probabilité des défaillances inattendues. En effet du fait du caractère fortement hygroscopique de la cellulose, à la fin de la fabrication des transformateurs, l’isolation peut contenir jusqu’à 8% d’humidité [35, 91, 92]. L’élimination/réduction de l‘humidité a toujours été un challenge pour les fabricants des transformateurs de puissance qui souhaite mettre à la disposition de leurs clients des produits de très bonne qualité avec une humidité résiduelle acceptable.

Le séchage des parties actives avant la mise en cuve est donc une étape clé dans la construction des transformateurs, car de sa réussite, dépend la durée de vie du transformateur. En effet, si le processus de séchage est optimal, la durée de vie du transformateur pourrait être augmentée. Un mauvais séchage présenterait les dangers suivants :

1. La création des décharges partielles pouvant entraîner des bulles de gaz et provoquant ainsi la libération d'hydrogène (l’initiation des décharges partielles devient significative pour un niveau d'humidité au-dessus 3% [93, 94];
2. L’augmentation du facteur de dissipation diélectrique et la rigidité diélectriques qui seraient hors des limites acceptables (Figure 4.1).

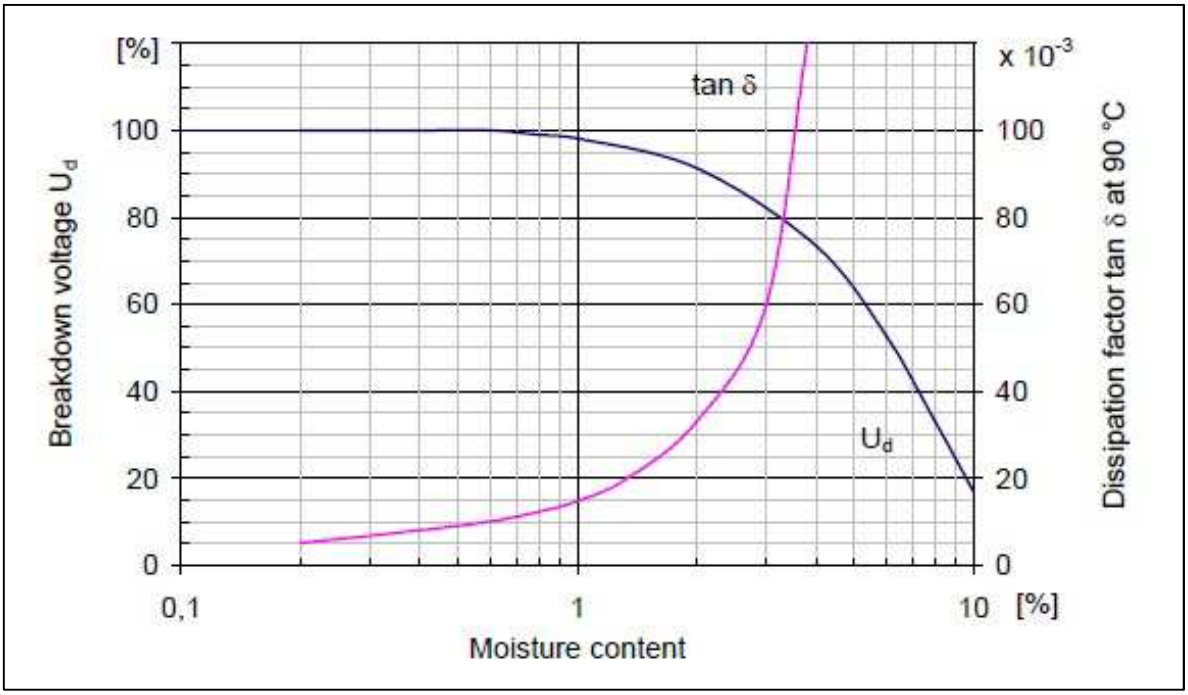


Figure 4.1 Caractéristiques électriques de papier imprégné d'huile en fonction de la teneur en humidité [95].

3. la dégradation et le vieillissement accélérés du système d'isolation (complexe papier/huile). La présence de l'eau entraine une augmentation de la vitesse de dépolymérisation du papier (Figure 4.2), réduisant ainsi l'espérance de vie des transformateurs (Figure 4.3) [92, 95].

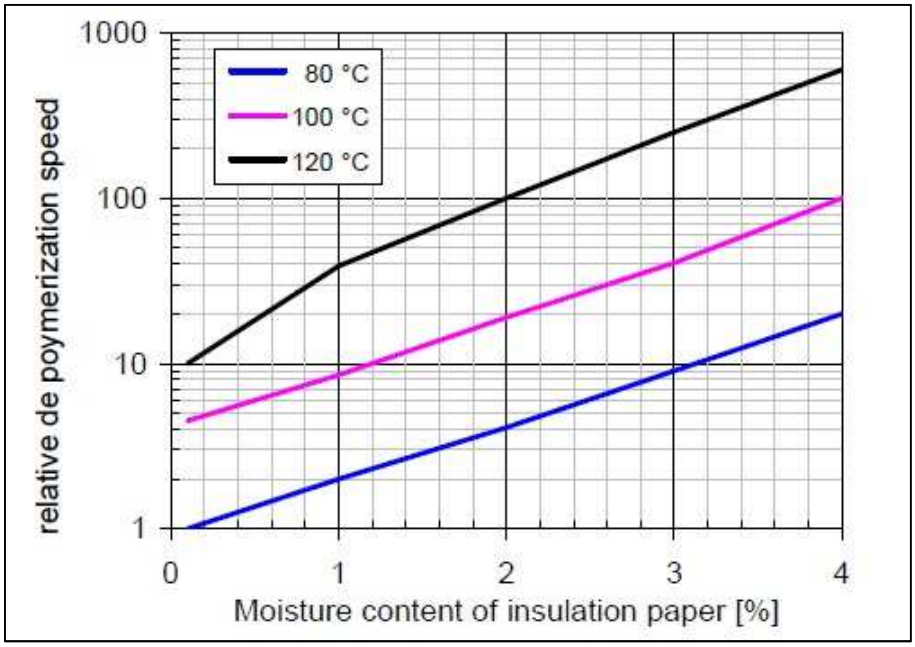


Figure 4.2 Vitesse relative de la dépolymérisation de l'isolation papier en fonction de la teneur en humidité et la température [95].

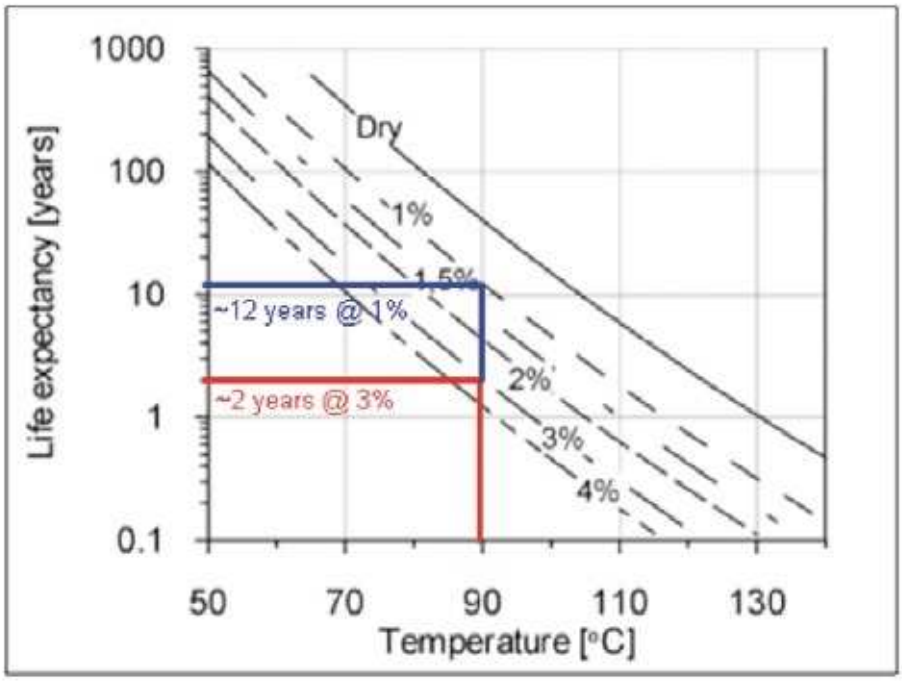


Figure 4.3 Espérance de vie de la cellulose en fonction de la température et de l'humidité [6, 24].

Pour atteindre ce résultat, les constructeurs des transformateurs procèdent au séchage scrupuleux des papiers sous vide (<1 mbar) à des températures comprises entre 85°C à 130°C, pendant une période allant de quelques jours à deux (2) ou trois (3) semaines dépendamment de la taille des transformateurs, avant d'être imprégnés [16, 24, 96, 97].

Cette opération vise la suppression de la vapeur d'eau et de l'air dans les interstices du papier (Figure 4.4). Le séchage permet d'obtenir une humidité dans le papier inférieure à 0,5% avant son imprégnation.

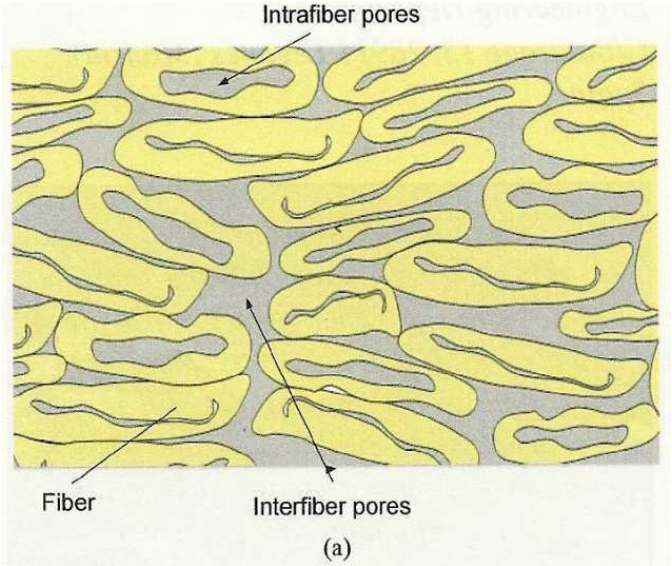


Figure 4.4 Structure microscopique de la cellulose [98].

Ce traitement prolongé du papier à haute température entraine la réduction des caractéristiques physiques et électriques du papier à savoir, le degré de polymérisation et le facteur de dissipation diélectrique (la tangente delta) tels que indiqués sur la Figure 4.5 [24]. Le degré de polymérisation peut dans certains cas passer de 1200 ou 1300 (pour un

papier neuf), à environ 900 à 1000 à la fin des procédures de séchage [15, 16]. Un degré de polymérisation égal à 900 correspond à celui d'un papier légèrement vieilli.

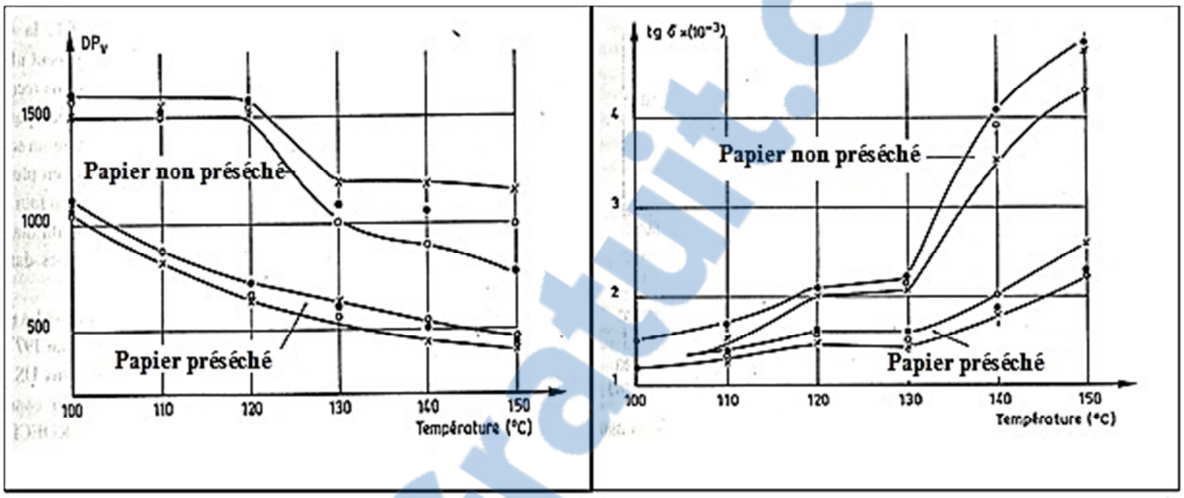


Figure 4.5 Influence du traitement sous haute température sur le degré de polymérisation et le facteur de dissipation diélectrique [24].

Au cours de cette opération, l'eau contenue dans le papier est libérée par le chauffage des enroulements. Cette eau est récoltée et en fonction du taux d'extraction, il peut être décidé d'arrêter le séchage. L'inconvénient majeur de cette pratique est que le chauffage peut être arrêté alors qu'il reste encore une certaine quantité d'eau non négligeable dans le papier. L'humidité résiduelle à la fin des opérations de séchage devra généralement être inférieure à 0,3%, afin de réduire les risques d'apparition des décharges partielles [62].

Afin d'éviter un échec aux tests diélectriques de certification après fabrication, la durée, la température de séchage et l'estimation de l'humidité résiduelle constituent des

Rapport-Gratuit.com

facteurs importants, dont le contrôle permet de garantir une teneur résiduelle en eau acceptable.

La maitrise du temps nécessaire au séchage et de la température de séchage représente l'élément clé du processus de séchage. Elle devient ainsi un challenge pour les fabricants des transformateurs qui sont soucieux de mettre à la disposition de leurs clients des transformateurs conformes aux prescriptions normatives, les normes IEC 60076-1 à IEC 60076-15, IEEE Std C57.12.00 à IEEE Std.C57.138 [39].

4.2.1 **Techniques du séchage du papier en industrie**

Le séchage de l'isolation des transformateurs peut être réalisé de différentes manières. Les enroulements et le noyau peuvent être directement placés dans l'autoclave ou après que les enroulements et le noyau soient placés dans la cuve et que toutes les connexions principales aient été réalisées et l'ensemble placé dans un four et relié au système de séchage (Figure 4.6).

Figure 4.6 Four de séchage (autoclave) relié au système de chauffage en phase-vapeur [63].

Traditionnellement, le séchage de l'isolation consistait au chauffage des bobinages à des températures comprises entre 85°C et 120°C par la circulation d'air sec chaud dans un premier temps. Cette première phase était suivie par l'application du vide en vue d'extraire la vapeur d'eau et l'air compris dans les interstices du papier. Ces deux phases étaient suivies par l'admission de l'huile dans le transformateur pour couvrir les bobines : l'huile prend ainsi la place de l'humidité extraite et l'air en remplissant les interstices qui étaient auparavant remplies d'air. Cette technique qui est adaptée pour les petits transformateurs, présente un inconvénient pour les gros transformateurs car la durée du séchage peut s'étendre à plusieurs jours, voire des semaines [39].

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Afin de réduire le temps du séchage (surtout concernant le cas des transformateurs de moyenne et de grande puissance), les constructeurs utilisent de nos jours un système de chauffage en phase-vapeur (Vapour Phase Drying) qui s'avère être très efficace pour le séchage des grandes unités. Ce procédé a été développé par Micafil en suisse [92]. Le principe de fonctionnement est le suivant : un liquide ou solvant (du kérosène ou du «white spirit») est chauffé et injecté dans la cuve du transformateur sous forme de vapeur à basse pression. Le solvant permet d'obtenir un chauffage plus rapide des enroulements et d'absorber l'eau contenue dans le papier sous forme de vapeur d'eau. La température de séchage doit être strictement inférieure à 130°C, afin de ne pas dégradé le papier. Le solvant et la vapeur d'eau extraite des enroulements sont aspirés à l'extérieur du four où l'eau est récupérée. Une fois l'eau extraite du solvant, le cycle du séchage reprend par d'application d'une série de chauffage et de réduction de vide (pression). Le vide est ainsi réduit progressivement jusqu'à une pression comprise entre 2,2 et 0,5 mbar afin d'extraire une plus grande quantité d'air et de vapeurs d'eau [92].

La progression du séchage est contrôlée par la mesure en continu de la quantité d'eau extraite par unité de temps et en fonction de la quantité de papier. Le séchage est finalement arrêté lorsque cette variation de la quantité d'eau dans le temps est inférieure ou égale à une valeur de consigne fixée par les responsables de la gestion du séchage. Après cette étape du séchage, suit la phase d'imprégnation [92].

L'augmentation graduelle du vide permet de diminuer le temps du séchage par une augmentation du coefficient de diffusion (Figure 4.7). Cette diminution du temps du séchage revêt l'aspect d'un critère économique très important, car cette importante réduction des frais énergétiques entraine une baisse des coûts de production. Elle entraine également la réduction des délais de livraison, donc une augmentation de la productivité, rendant ainsi l'entreprise plus compétitive.

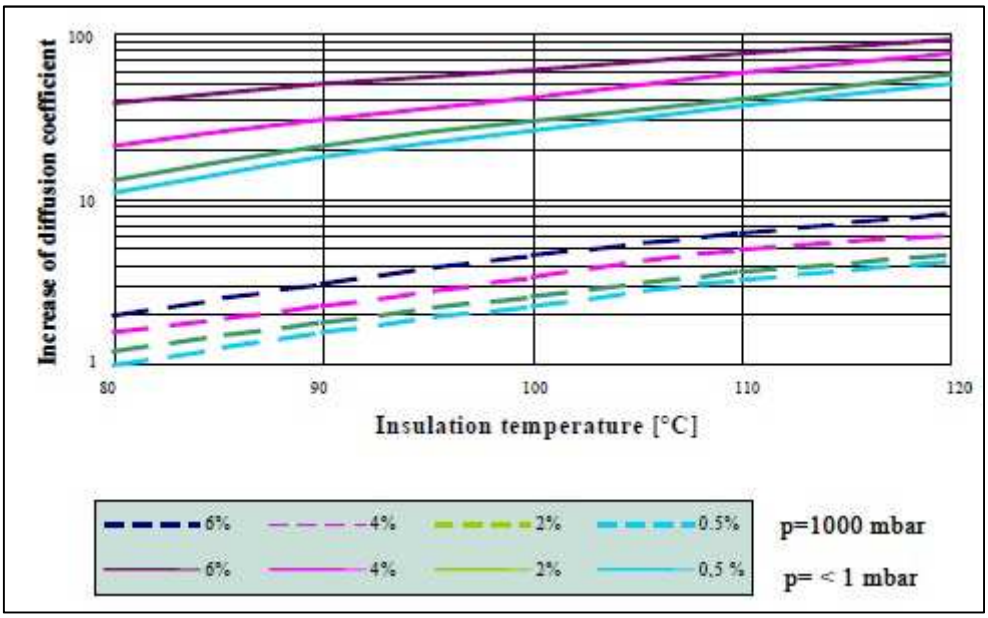


Figure 4.7 Augmentation relative du coefficient de diffusion du carton non-imprégné en fonction du humidité, de la pression et de la températures [99].

Pour les petits transformateurs de puissance et de distribution, le chauffage à basse fréquence des bobines haute tension est une méthode efficace pour assécher les bobines.

Afin d'atteindre l'objectif fixé dans ce chapitre, nous allons aborder le phénomène du séchage avec deux modèles que nous allons unifier par la suite.

Le premier modèle concernera la dégradation du papier en fonction des paramètres du séchage qui sont la température, l'environnement et le temps.

Le deuxième modèle concernera la variation du temps du séchage en fonction de la température, de la masse du papier à sécher, de l'humidité initiale et de l'humidité finale à obtenir.

4.2.2 **Cinétique de la dégradation du papier**

C'est au milieu des années 1930 que les études du phénomène de la dégradation furent entreprises par Kuhn et ses collaborateurs qui étudièrent la dégradation du papier sous un point de vue statistique théorique. Plus tard en 1936, Ekamstam établit à partir de leurs travaux un modèle cinétique matérialisant la dégradation linéaire des molécules des polymères. Ses travaux ont permis de modéliser la dégradation par l'expression suivante [100]:

$$\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0} = k.t \quad (4.1)$$

DP_0 est le degré de polymérisation initial

DP_t est le degré de polymérisation au temps t

k = constante de la vitesse de réaction,

Mais cette approche n'était strictement applicable que dans les circonstances suivantes:

- la chaîne du polymère est linéaire et de poids moléculaire élevé,
- le polymère est monodispersé (composé de molécules ayant la même masse moléculaire et la même constitution) et les produits de scission sont eux-mêmes des molécules à longue chaîne;
- il y a un faible degré de perte aux extrémités des chaines;
- il n'y a aucune perte des unités de monomères au cours de la scission.

Cette relation qui permettait de décrire la dégradation de la cellulose dans l'air, le vide sous haute température, sous hydrolyse acide ou alcaline, n'était toutefois pas appliquée à l'étude de la dégradation du papier. Ce n'est que plus tard que les travaux de Fallou, Fabre et Pichon, Bouvier, permirent d'intégrer l'équation d'Arrhenius à cette relation en posant :

$$k = A.e^{\left(-\frac{E}{R(T+273)}\right)} \quad (4.2)$$

Ainsi, la dégradation du papier dû à l'effet de la température peut être exprimée en fonction de la température et du temps d'exposition du papier à la chaleur dans un environnement donné, par l'équation suivante [101-103] :

$$\frac{1}{DP_{old}} - \frac{1}{DP_{new}} = A.e^{\left(-\frac{E}{R(T+273)}\right)}.t \quad (4.3)$$

DP_{new} est le degré de polymérisation avant le vieillissement (initial)

DP_{old} est le degré de polymérisation après le vieillissement (final)

T est la température en °C

E est l'énergie d'activation en kJ/mole (111 kJ/mole)

A est un paramètre dépendant de l'environnement chimique

R est la constante molaire des gaz en J/mol/°K (8,314 J/mol/°K)

t est la durée de vieillissement en heures.

Cette formule permettra de déterminer pour une température donnée, le temps maximal de chauffage à ne pas dépasser en fonction du DP initial et du DP final escompté.

4.2.3 **Cinétique du séchage du papier**

Le séchage peut être considéré comme un transfert de masse, car il s'agit d'extraire la quantité l'eau contenue dans le papier [98, 104]. En effet, en considérant par exemple un transformateur de 150 MVA – 400 kV contenant 80 000 litres d'huile et 7 tonnes de papier, une humidité initiale dans le papier égale à 7% correspond à une quantité d'eau de 490 litres [96, 105]. Le séchage du papier de ce transformateur reviendra donc à extraire cette quantité d'eau présente dans le papier par chauffage.

L'utilisation d'un modèle mathématique pour représenter le séchage a débuté dans les années 1920 par Lewis (1921), suivi par Sherwood (1929), et Newman (1931) [106].

Leurs travaux ont permis d'établir que dans le cas d'une extraction d'humidité (séchage) à une dimension, l'équation de la diffusion peut être écrite en utilisant la deuxième loi de Fick (équation 4.4). Cette équation stipule que la direction du transfert de l'humidité est normale à la feuille d'épaisseur égale à 2a.

$$\frac{\partial M}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x}\left(D\frac{\partial M}{\partial x}\right) \ (0 < x < a, \qquad t > 0) \ \ (4.4)$$

M = humidité %

D = coefficient de diffusion en m^2/s

x = direction de transfert de l'humidité

La solution de l'équation de diffusion (4.4) donnée par Sherwood (1929) et repris par Crank (1975), pour une couche mince et un coefficient de diffusion supposé constant est décrite par l'équation suivante :

$$MR = \frac{M - M_e}{M_0 - M_e} = \frac{8}{\pi^2} \cdot \sum_{n=0}^{\infty} \frac{1}{(2n+1)^2} \cdot exp\left(-\ \frac{(2n+1)^2.\pi^2}{4} \cdot \ \frac{D}{L^2} \cdot \ t\right) \ (4.5)$$

MR = Ratio d'humidité

M_e = La teneur en eau d'équilibre

M_0 = humidité initiale

M= humidité au temps t

D = coefficient de diffusion (m^2/s),

L = demi épaisseur de la couche (m)

t= temps du séchage

n = 1, 2, 3… est le nombre de termes pris en considération

D'après Ibrahim et al, les valeurs de M_e sont relativement faibles par rapport à celles de M ou M_0, de ce fait, l'erreur impliquée dans la simplification est négligeable d'où le rapport de l'humidité exprimé comme suit [107]:

$$MR = \frac{M - M_e}{M_0 - M_e} = \frac{M}{M_0} \quad (4.6)$$

De plus, pour des périodes de séchage plus longues et pour des humidités inférieures à 0,6 %, l'équation (4.5) peut être simplifiée en se limitant uniquement au premier terme de la série sans trop affecter la précision de la prédiction. Elle peut être alors remplacée par l'équation suivante [108]:

$$MR = \frac{M}{M_0} = \frac{8}{\pi^2} exp\left(- \frac{\pi^2}{4L^2} \cdot D \cdot t\right) \quad (4.7)$$

Des relations empiriques ont été établies et sont utilisées comme solution de rechange à l'équation (4.7) [109]. Ces équations permettent également de faciliter l'étude du séchage des systèmes à couches minces. Les équations les plus couramment utilisées sont présentées dans le Tableau 4-1. Pour la sélection d'un modèle d'équation empirique la mieux adaptée au système à étudier, il faut déterminer l'équation qui permet d'obtenir la meilleure corrélation avec la courbe expérimentale.

Nom du modèle	Expression mathématique du modèle
Newton	$MR = exp(-k \times t)$
Page	$MR = exp(-k \times t^n)$
Page Modifié 1	$MR = exp(-(k \times t)^n)$
Page Modifié 2	$MR = exp((-k \times t)^n)$
Henderson et Pabis	$MR = a \times exp(-k \times t)$
Logarithmique	$MR = a \times exp(-k \times t) + c$
Bi-termes	$MR = a \times exp(-k0 \times t) + b \times exp(-k1 \times t)$
Exponentiel à Deux-termes	$MR = a \times exp(-k \times t) + (1 - a) \times exp(-k \times a \times t)$
Wang et Singh	$MR = 1 + a \times t + b \times t^2$
Diffusion approach	$MR = a \times exp(-k \times t) + (1 - a) \times exp(-k \times b \times t)$
Henderson et Pabis Modifié	$MR = a \times exp(-k \times t) + b \times exp(-g \times t) + c \times exp(-h \times t)$
Verma *et al.*	$MR = a \times exp(-k \times t) + (1 - a) \times exp(-g \times t)$
Midilli-Kucuk	$a \times exp(-k \times t^n) + b \times t$

Tableau 4-1 Modèles mathématiques appliqués aux courbes de séchage [109].

Selon l'expression de l'équation de la diffusion (4.4), le coefficient de diffusion s'avère être le facteur principal pour la détermination du temps (t) requis pour le séchage d'un corps et est fonction de l'humidité initiale, de la température et de l'épaisseur de ce corps.

À partir des expériences réalisées sur les différents types de papier par la méthode thermogravimétrique, Garcia et al ont proposé une expression pour la détermination du coefficient de diffusion des papiers et des cartons imprégnés et non imprégnés utilisés dans les transformateurs de puissance [110, 111].

$$D = 61{,}627 \,.\, l^{-5{,}431} \,.\, e^{\left(0{,}2 \,.\, C_m - \frac{9380{,}7 \,.\, l^{-0{,}334}}{T_k + 273}\right)} \quad (4.8)$$

D = coefficient de diffusion en m^2/s

Rapport-Gratuit.com

C_m = humidité %

l = épaisseur de l'isolant (mm)

T_k = température de séchage en °C.

Les équations 4.3, 4.7, 4.8 ou celles du Tableau 4-1 serviront de base pour la réalisation de nos travaux d'optimisation du cycle du séchage du papier thermo-stabilisé. Ces équations seront utilisées dans un premier temps pour modéliser les processus de dégradation et de séchage du papier thermo-stabilisé. La dégradation sera modélisée en fonction de la température, du temps et de l'environnement dans lequel s'effectue le séchage. La modélisation du séchage sera fonction de la température, de la masse, de l'humidité initiale et de l'humidité finale souhaitée. Une fois ces modèles validés, ils serviront à former un modèle unique décrivant le processus du séchage du papier et qui pourra être utilisé pour prédire la température et le temps optimums.

4.3 Méthodologie

Afin d'atteindre l'objectif de ce chapitre, le travail sera divisé en deux parties.

La première partie de ce travail concernera la phase expérimentale où nous allons relever l'impact du poids, de la température, de l'épaisseur et du milieu dans lequel s'effectue le séchage ainsi que de la durée du séchage, sur les caractéristiques du papier.

La seconde partie sera la phase analytique et elle concernera la modélisation du processus de séchage et de la dégradation du papier. Elle consistera en la mise en place

des modèles d'équations régissant la cinétique de la dégradation du papier et du séchage du papier à partir des essais expérimentaux effectués sur des échantillons de papiers.

Enfin, à partir de ces deux équations, il faudra trouver un modèle global décrivant le processus du séchage.

4.3.1 **Processus de la dégradation du papier**

Il s'agira dans cette partie d'analyser la variation du degré de polymérisation du papier en fonction de la température, du temps et de l'environnement dans lequel s'effectue le séchage. Le séchage sera réalisé dans un four à vide qui nous permettra de créer différents environnements de séchage en faisant varier la pression, la température, la présence du vide et de l'oxygène sur la qualité du papier. Nous utiliserons les températures suivantes : 115, 130 et 150 degrés Celsius. À des intervalles de temps bien précis (60, 120, 180, 240, 300 et 360 heures), les échantillons de papier seront retirés pour mesurer leur degré de polymérisation.

L'analyse des résultats des mesures, permettront d'établir un modèle mathématique modélisant le processus de dégradation du papier (la variation du degré de polymérisation du papier) en fonction de la température, du temps et de l'environnement de séchage.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

4.3.2 Processus du séchage du papier

Dans cette partie, nous allons mesurer la variation du temps du séchage en fonction de la température de séchage, de la masse de papier à sécher et de l'humidité initiale. Pour y parvenir, nous allons utiliser l'analyse thermogravimétrique (ATG) qui est une technique d'analyse thermique permettant la mesure de la variation de masse d'un échantillon en fonction de la température.

L'analyse de ces mesures permettra ainsi d'établir un modèle mathématique caractérisant le processus de séchage. Ce modèle permettra d'exprimer la durée de séchage du papier en fonction de différents paramètres tels que la masse du papier, la température de séchage, le taux d'extraction, l'humidité initiale, etc.

4.3.3 Modèle global du processus du séchage

Il s'agira de trouver à partir de ces deux modèles, un modèle global permettant de déterminer le temps et la température nécessaires pour obtenir un meilleur séchage du papier.

4.4 Présentations des résultats des travaux

4.4.1 Modélisation de la dégradation du papier

4.4.1.1 Effet des conditions de séchage sur la dégradation du papier

Dans cette expérience, il s'agit d'étudier l'effet de la température, du temps et de l'environnement dans lequel s'effectue le séchage sur la qualité finale du papier. Concernant l'environnement, il s'agit d'étudier l'impact du vide et de l'oxygène sur les propriétés physiques du papier. Dans chaque cas, le degré de polymérisation (DP) a été déterminé en fonction du temps et de la température. Les résultats des mesures du DP sont reportés dans le tableau suivant et présentés à la Figure 4.8.

Environnement	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Durée du séchage (heures)	DP	DP	DP	DP	DP	DP
0	1132	1132	1132	1132	1132	1132
60	1126	1034	1026	1004	958	797
120	1089	1028	989	961	856	747
180	1093	1021	940	919	789	623
240	1089	1028	936	815	761	558
300	1111	1012	914	769	740	525
360	1114	987	924	746	712	500

Tableau 4-2 Variation du DP en fonction de la température et de l'environnement.

Légende pour la colonne environnement :

1 : Pompe à vide en marche durant toute la durée du séchage (température de séchage = 130°C)
2 : Pompe à vide arrêtée lorsque le vide a été réalisé (température de séchage = 130°C)
3 : Séchage effectué dans un four hermétiquement fermé (température de séchage = 115°C)
4 : Séchage effectué dans un four hermétiquement fermé (température de séchage = 130°C)
5 : Séchage effectué dans un four à convection mécanique (température de séchage = 115°C)
6 : Pompe à vide en marche durant toute la durée du séchage (température de séchage = 150°C)

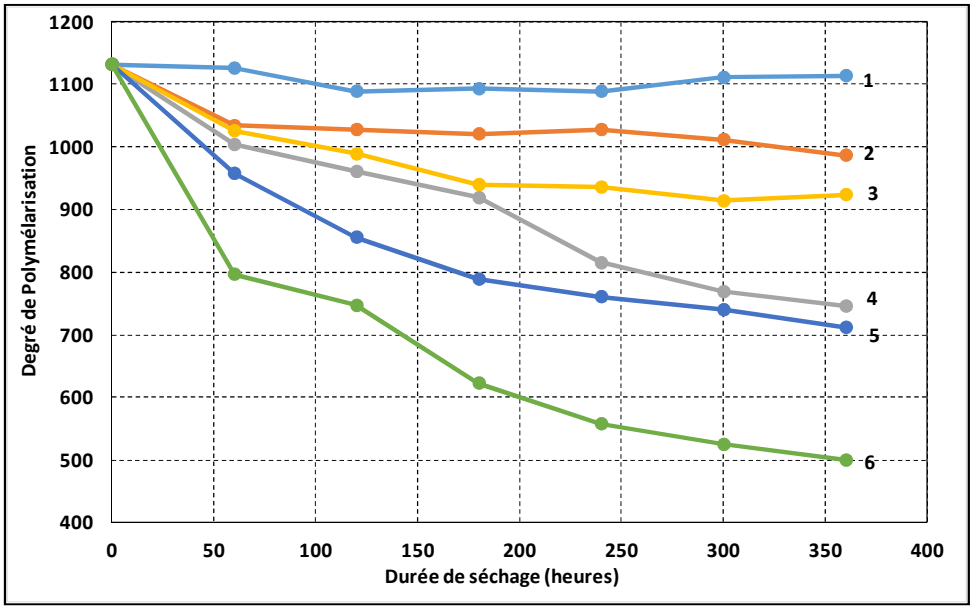


Figure 4.8 Variation du DP en fonction de la température et de l'environnement.

L'analyse des valeurs du degré de polymérisation obtenues à partir des différents tests expérimentaux permet de mettre en évidence l'impact de la température, du vide et de l'oxygène sur la dégradation du papier. Ainsi l'analyse a permis d'aboutir aux conclusions suivantes :

a) Effet du vide

Sous le vide continu, c'est-à-dire avec la pompe à vide continuellement en marche, la dégradation du papier est très fortement ralentie. En effet, après un chauffage d'une durée de 360 heures (environ deux semaines) à 130°C, le degré de polymérisation est passé d'une valeur initiale de 1132 à une valeur finale de 1114 soit une diminution de 1,59% (courbe 1). Par contre, pour cette même durée pour les échantillons placés dans un four à convection mécanique sous seulement une température de 115°C, le DP est passé

de 1132 à 712, soit une diminution de 37,10% (courbe 5). Cette expérience montre que l'effet de l'oxygène a été prépondérant. Dans le four à vide, il était seulement question de la pyrolyse dans la mesure où l'application du vide permettait d'extraire l'oxygène et l'humidité. Mais étant donné que la température était égale à 130°C, l'énergie transmise au papier était inférieure à l'énergie d'activation (111 kJ/mole) nécessaire pour entrainer la dégradation du papier dans le vide [100, 103]. Cependant dans le cas du four à convection, la concentration en oxygène, le taux d'humidité et la température aurait permis la manifestation des trois réactions la pyrolyse, l'oxydation et l'hydrolyse, favorisant ainsi la dégradation accélérée du papier.

Ce phénomène a également été constaté dans le cas 2, avec l'arrêt de la pompe à vide lorsque le vide a été réalisé dans le four. La diminution est de 12,81% après deux semaines. Cette diminution est inférieure à celles obtenues dans les cas 3, 4 et 5.

b) Effet de l'oxygène (cas 3 et 4)

Les cas 3 et 4 concernent le séchage effectue dans un four hermétiquement fermé à des températures de 130°C et 115°C.

Les résultats obtenus indiquent qu'en absence d'apport d'oxygène la dégradation du papier est ralentie, ainsi après deux semaines passées dans le four, on constate pour le cas 4 (température de 130°C), une diminution de 34,10% et dans le cas 3 (température de 115°C), une diminution de 18,37%. Notons que dans le cas 5 (température de 115°C dans un four à convection), la diminution était de 37,10%. Évidement étant donné que le four

était hermétiquement fermé, il n'y avait pas d'apport d'oxygène, empêchant ainsi la manifestation de l'oxydation et de la pyrolyse.

c) Effet de la température

Cet effet est très bien mis en évidence dans le cas 6 (température de séchage = 150°C, avec la pompe à vide en marche durant toute la durée du séchage). Dans ce cas, même avec l'application du vide durant toute la période, nous constatons une importante diminution de 55,83% du degré de polymérisation, indiquant une très forte dégradation du papier. Cette fois, en absence d'oxydation et d'hydrolyse due à la présence continue du vide, nous assistons quand même à la dégradation du papier. Cette dégradation est due dans ce cas non seulement à la pyrolyse, mais surtout au fait que l'énergie d'activation (111 kJ/mole) a été atteinte [100, 103]. De ce fait, pour une durée de 60 heures seulement, le degré de polymérisation est passé d'une valeur de 1132 à 797, soit une diminution de 29,59%.

Il a été établi que la température de séchage ne devrait pas excéder 130 °C car jusqu'à une température de 130°C, le séchage sous vide n'affectait pas les propriétés physicochimiques du papier [24, 96].

4.4.1.2 Modélisation du processus de la dégradation du papier

Cette partie consiste à établir un modèle mathématique du processus de la dégradation du papier à partir des tests expérimentaux réalisés et des analyses des résultats déjà présentées plus haut dans cette étude.

Vu que le séchage dans les usines de fabrication des transformateurs se fait généralement sous vide ou en absence de l'air ambiant (sans oxygène), nous utiliserons les données des mesures des tests de séchage réalisées sous vide pour la réalisation de cette modélisation (voir Figure 4.9 et Tableau 4-2).

Les deux courbes de la Figure 4.9 représentent le degré de polymérisation (DP) en fonction du temps et des températures 130°C et 150°C, représentant les tests réalisés sous vide dans cette étude.

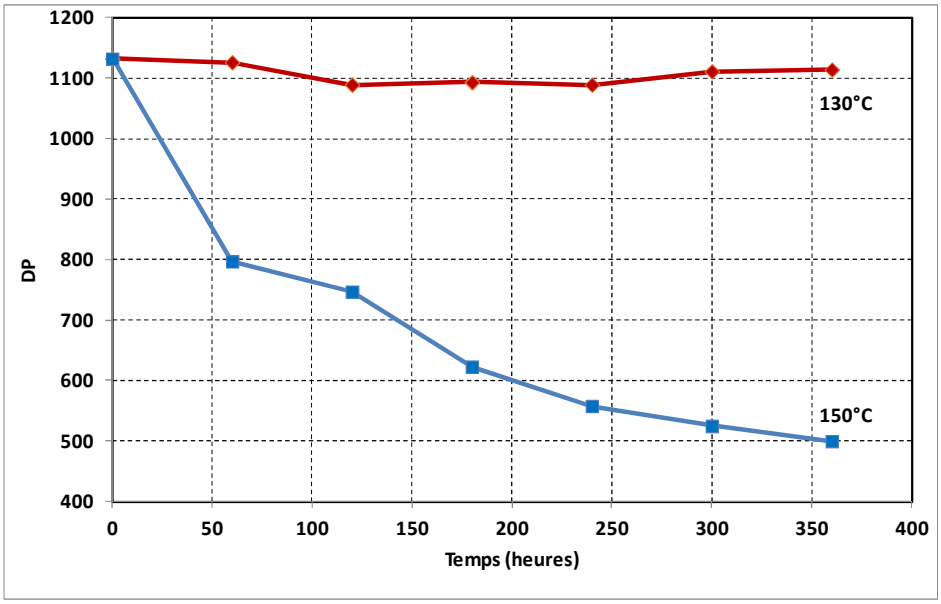


Figure 4.9 Degré de polymérisation en fonction de la durée de séchage et de la température pour un séchage réalisé sou vide.

En posant :

$$K = A.e^{\left(-\frac{E}{R(T+273)}\right)} \qquad (4.9)$$

L'équation (4.3), devient :

$$\frac{1}{DP_{old}} - \frac{1}{DP_{new}} = K.t \quad (4.10)$$

Dans ce cas, le DP_{old} peut être exprimé par :

$$DP_{old} = \frac{1}{\frac{1}{DP_{new}} + K.t} \quad (4.11)$$

Cette équation peut être utilisée pour la modélisation du degré de polymérisation (DP) en fonction de la durée de séchage et de la température. L'approximation des courbes de dégradation du papier de la Figure 4.9 par l'équation (4.11) est réalisée par l'optimisation de l'erreur quadratique entre les courbes du degré de polymérisation mesurées et les courbes calculées par l'équation (4.11). Cette optimisation de ces résultats consiste à déterminer le coefficient K de cette équation.

La figure suivante représente les courbes mesurées et estimées de la dégradation du papier.

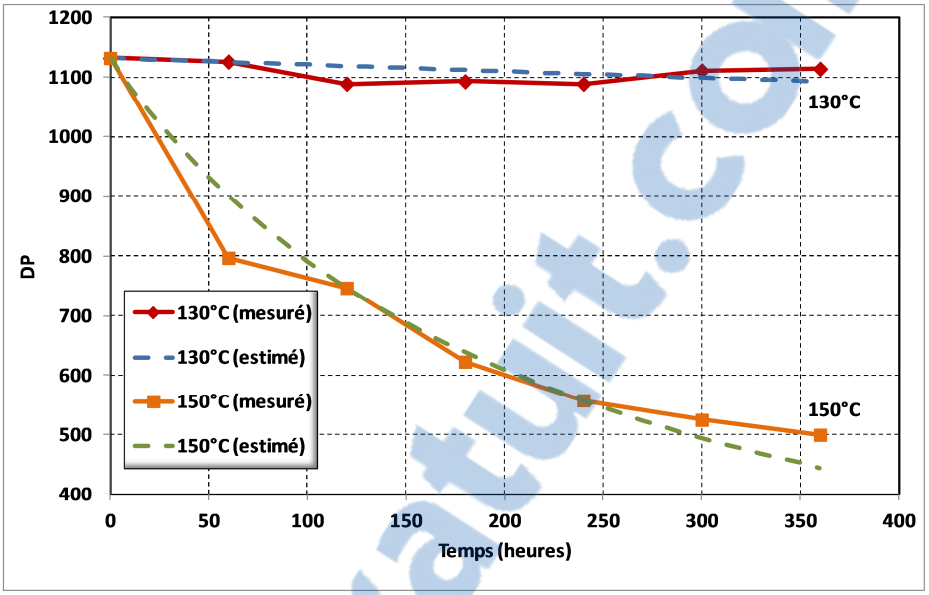


Figure 4.10 Courbes mesurées et approximées de l'évolution du DP en fonction du temps et de la température.

Les deux valeurs estimées du coefficient K sont :

$$\text{Pour T} = 130°\text{C}: K = 8.8196 \cdot 10^{-8}$$

$$\text{Pour T} = 150°\text{C}: \ K = 3.7914 \cdot 10^{-6}$$

En posant $M = \frac{E}{R}$, l'équation (4.9) devient :

$$K = A.e^{\left(-\frac{M}{(T+273)}\right)} \qquad (4.12)$$

En utilisant les deux valeurs du coefficient K calculées pour les deux températures 130°C et 150°C et l'équation (4.12), nous pouvons estimer les valeurs des deux coefficients A et M.

$$A = 3.0961 \cdot 10^{27}$$

Rapport-Gratuit.com

$$M = 3.2056 \cdot 10^4$$

En remplaçant K par son expression dans l'équation (4.11), le DP_{old} peut être exprimé par :

$$DP_{old} = \frac{1}{\frac{1}{DP_{new}} + A.e^{\left(-\frac{M}{(T+273)}\right)}.t} \qquad (4.13)$$

Cette équation, qui relie les deux paramètres estimés A et M, le degré de polymérisation au temps t ou final (DP_{old}), le degré de polymérisation initial (DP_{new}), la température de séchage T et le temps de séchage t, peut être utilisée pour modéliser mathématiquement le processus de dégradation du papier pendant le cycle de séchage.

La figure suivante représente l'évolution du degré de polymérisation en fonction du temps et de la température, selon le modèle mathématique établi.

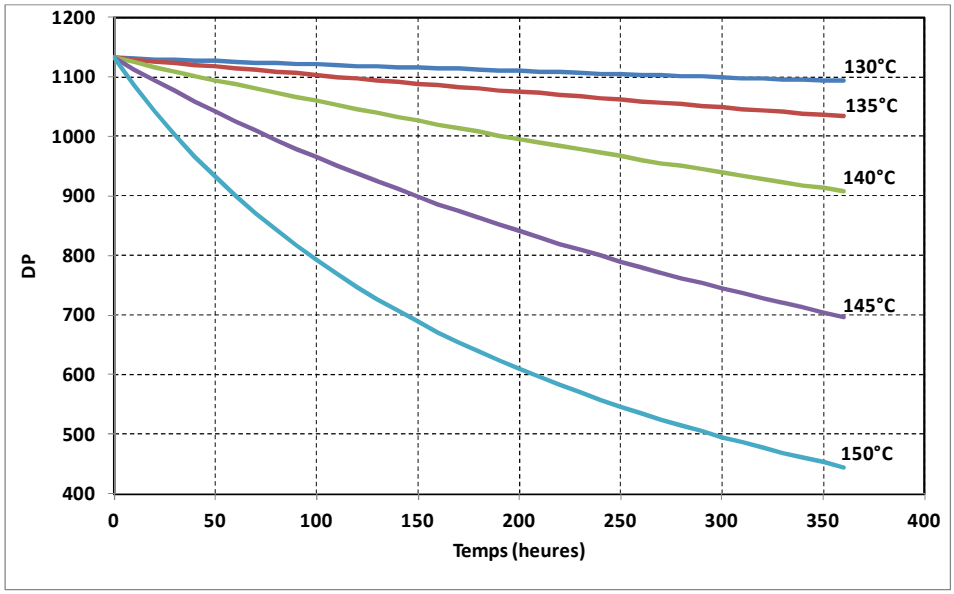


Figure 4.11 L'évolution du degré de polymérisation en fonction du temps et de la température selon le modèle mathématique établi.

Le modèle mathématique représenté par l'équation (4.13), pour la modélisation du processus de dégradation du papier pendant le cycle de séchage sous vide, joue un rôle très important dans la compréhension de ce processus. Par exemple, la Figure 4.12, qui représente l'évolution du degré de polymérisation en fonction de la température pour différentes durées de séchage, montre que si le papier à sécher est exposé à une température inférieure à 130°C, le papier est peu ou presque pas dégradé quelle que soit la durée de séchage. Nous constatons que ce papier se dégrade rapidement en fonction de la température et du temps s'il est exposé à des températures supérieures à 130°C.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

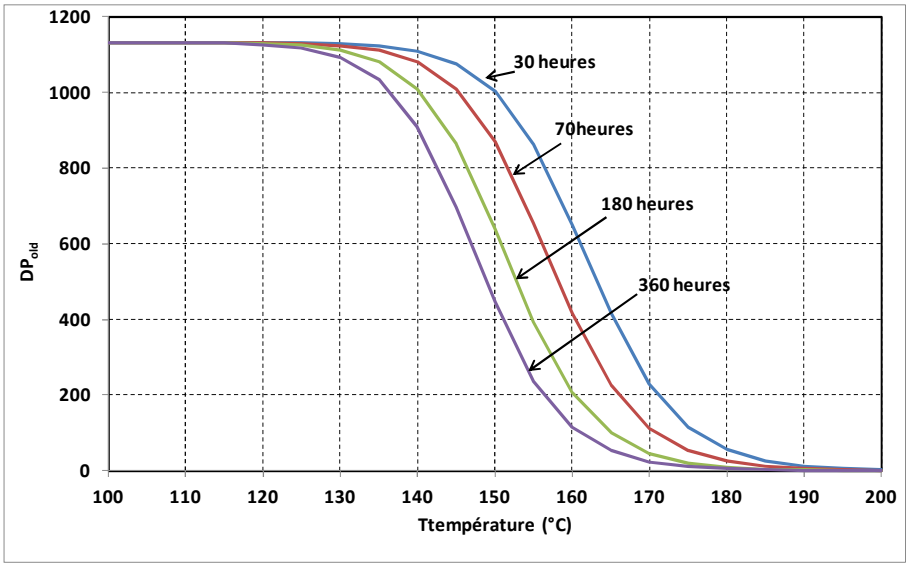


Figure 4.12 L'évolution du degré de polymérisation en fonction de la température pour différentes durées de séchage.

Toujours à partir du modèle mathématique établi, il serait possible de déterminer la durée maximale qu'on ne devrait pas dépasser lorsque le papier est exposé à une température donnée, afin de ne pas ramener le papier en-dessous d'un seuil de dégradation prédéfini comme le montre la Figure 4.13.

La Figure 4.13 présente la durée maximale de séchage en fonction de la température et du seuil de dégradation à ne pas dépasser.

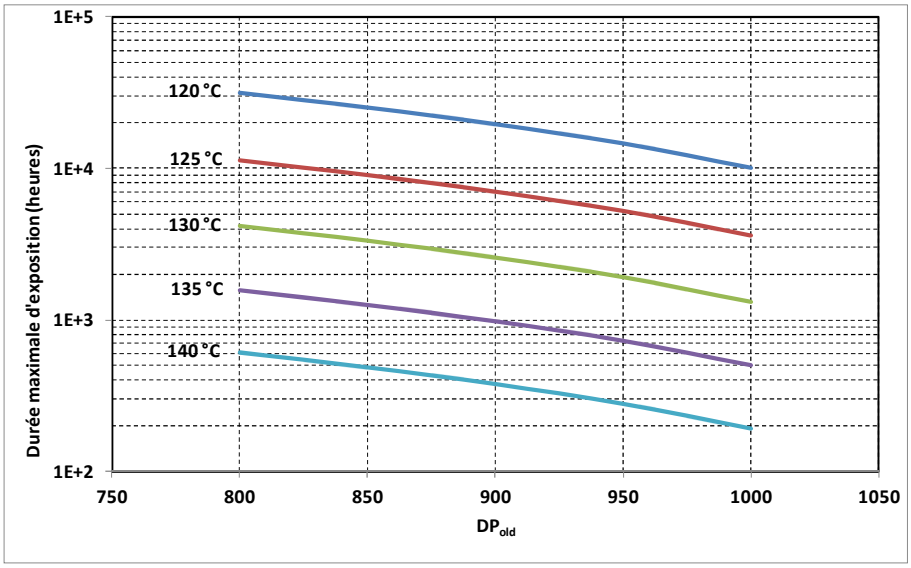


Figure 4.13 Durées maximales d'exposition à une température de séchage donnée en fonction du seuil de dégradation à ne pas dépasser.

4.4.2 Étude et modélisation du processus du séchage de l'isolation papier

4.4.2.1 Éléments influençant la cinétique du séchage et mise en équation du séchage

Les principaux paramètres qui peuvent avoir un impact sur le processus du séchage des transformateurs de puissance sont le poids du papier à sécher et la température de séchage :

a) Impact de la masse sur le processus de séchage

Afin de mettre en évidence l'impact de la quantité d'eau, à extraire, contenue dans le papier nous avons, pour une température donnée, fait varier la masse du papier. Cette expérience permettra de prédéterminer le temps de séchage nécessaire en fonction de la masse de papier donc de la taille du transformateur, de l'humidité initiale et de la

température de séchage. Cela permet ainsi d'établir un modèle mathématique du processus de séchage.

Les résultats des mesures qui sont représentés sur la Figure 4.14, indiquent l'évolution du pourcentage d'humidité extraite dans le temps en fonction du poids du papier à sécher. L'appareil de séchage arrête la mesure et affiche l'humidité finale lorsque ***le taux d'extraction*** atteint un seuil de 0,02 %/min.

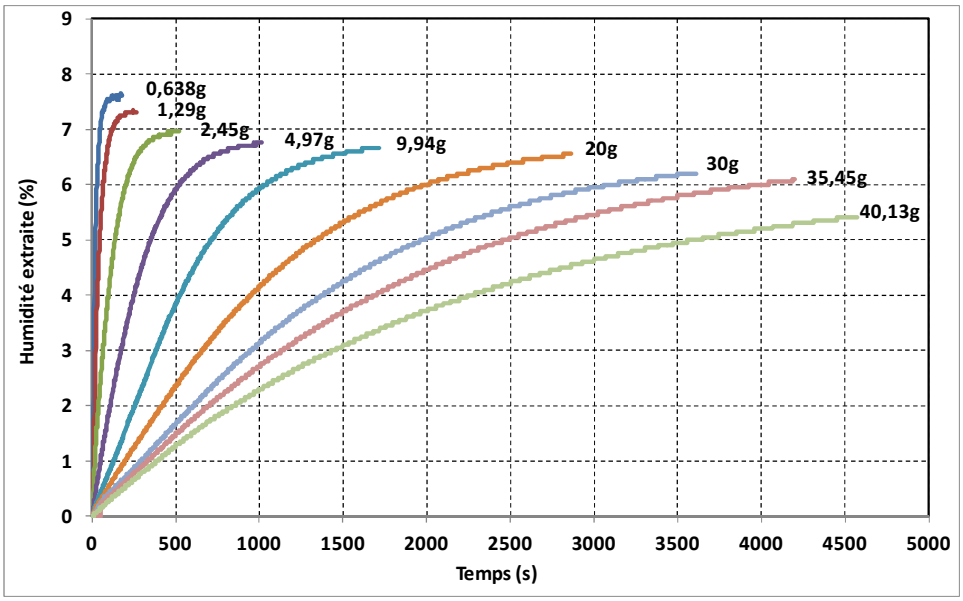


Figure 4.14 Influence de la masse du papier sur le temps du séchage (130°C).

Afin d'analyser les résultats, nous avons dans un premier temps déterminé le modèle de l'équation qui décrit le mieux les courbes de séchage obtenus. Étant donné que les courbes obtenues représentent le pourcentage d'humidité extraite (procédure utilisée en entreprise comme l'indique la Figure 4.15 et non le pourcentage d'humidité résiduelle

comme exprimé par les équations présentées dans le Tableau 4-1, il est donc nécessaire d'adapter ces équations.

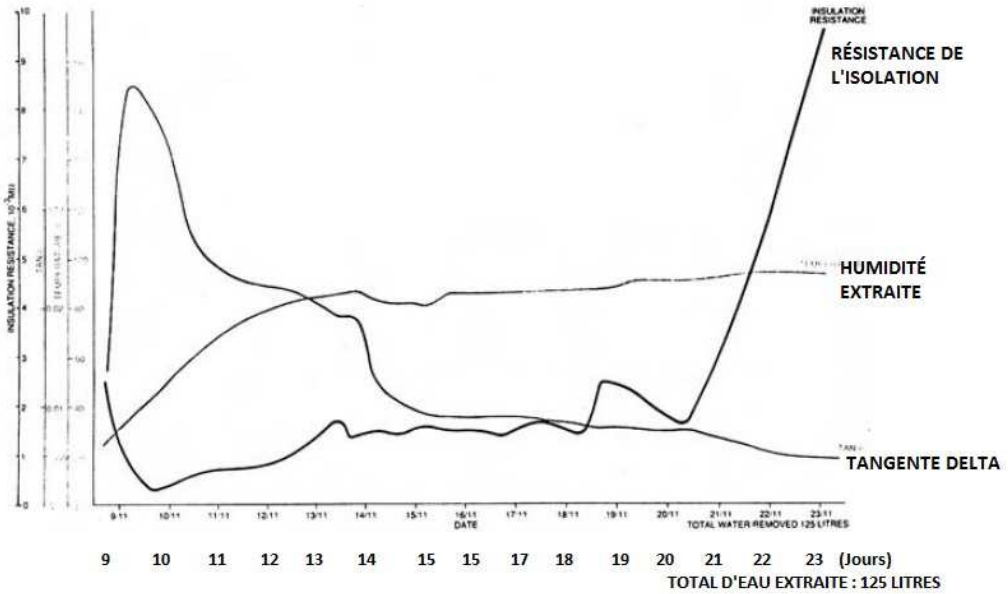


Figure 4.15 Évolution de la résistance de l'isolation, du facteur de pertes et de l'humidité pendant le séchage [35].

Pour ce faire, le modèle de Newton (première équation du Tableau 4-1) semble plus convenable pour l'adapter à des courbes croissantes (humidité extraite) au lieu de courbes décroissantes (humidité restante). Le modèle utilisé dans ce cas est le suivant :

$$H_{ext} = H_0\left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right) \qquad (4.14)$$

Avec :

H_{ext} = humidité extraite en %

H_0 = humidité initiale en %

τ = constante de temps en secondes

t = durée du séchage

L'approximation des courbes de séchage par l'équation (4.14) est réalisée par l'optimisation de l'erreur quadratique entre les courbes de séchage mesurées et les courbes calculées par l'équation (4.14). Les résultats de cette optimisation consistent en l'estimation de l'humidité finale H_0 et de la constante de temps τ.

La Figure 4.16 représente un exemple de la courbe de séchage mesurée et celle estimée par le modèle.

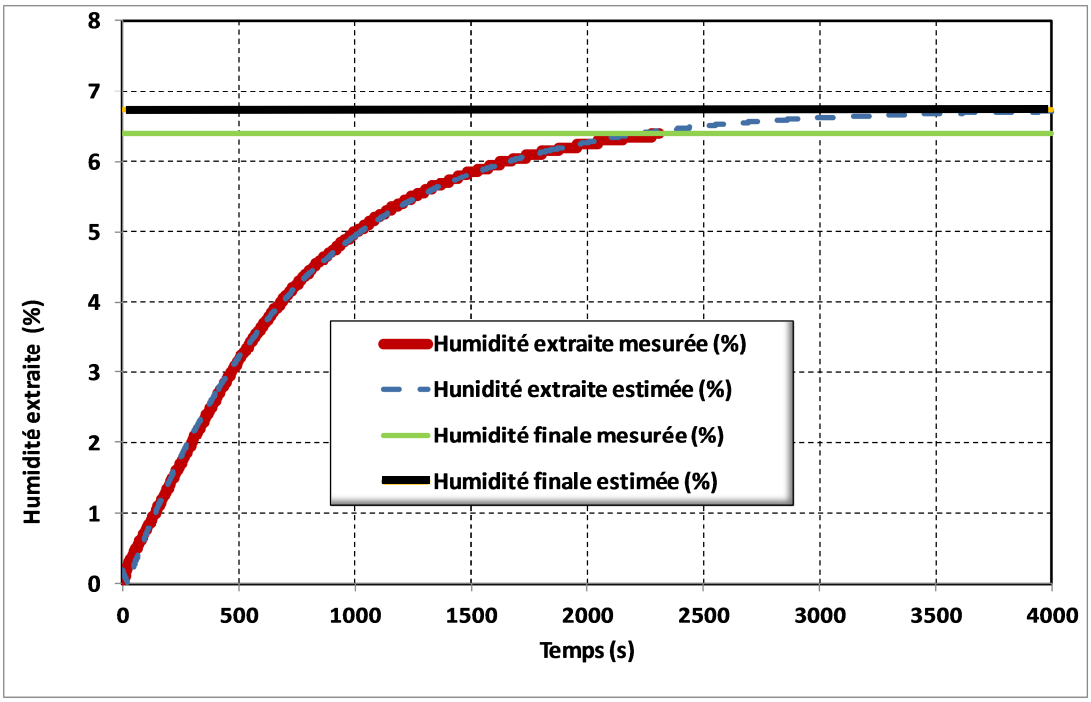


Figure 4.16 Courbes de l'humidité extraite mesurée et estimée.

Le Tableau 4-3 représente la constante de temps τ et l'humidité H_0 estimées à partir des courbes de séchage représentées sur la Figure 4.14.

Masse (g)	Constante de temps (s)	Humidité mesurée (%)	Humidité estimée (%)
0,638	17,96	7,60	7,58
1,29	37,22	7,30	7,31
2,45	110,06	6,95	7,09
4,97	277,48	6,75	7,03
9,94	589,34	6,65	7,25
20	1131,06	6,50	7,24
30	1601,35	6,20	7,07
35,45	1927,77	6,10	6,92
40,13	2156,22	5,40	6,16

Tableau 4-3 Variation de la constante de temps du séchage en fonction de la masse du papier.

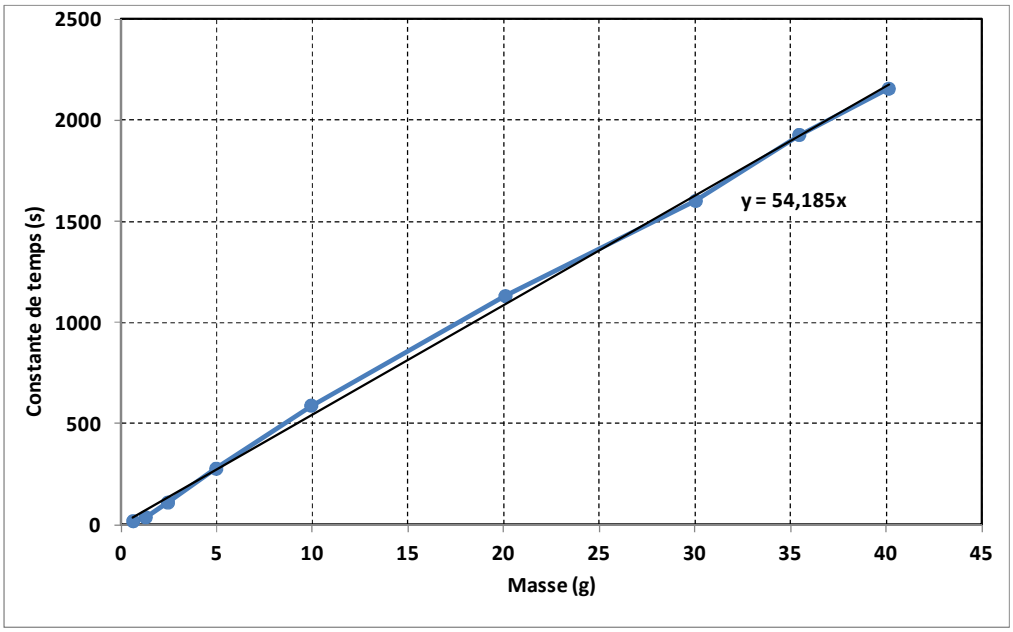


Figure 4.17 Variation de la constante de temps du séchage en fonction de la masse du papier.

D'après les résultats obtenus de l'estimation, nous pouvons constater que la constante de temps augmente avec l'augmentation de la masse du papier à sécher. Cette augmentation de la constante de temps indique une augmentation de la durée de séchage. La Figure 4.17 montre l'impact de l'effet de la masse sur la constante de temps.

En effet, le taux d'humidité correspond à la teneur en eau (sous forme liquide ou vapeur) de l'air ou d'une substance et il est défini comme le rapport de la masse d'eau sur la masse de cette substance, on peut donc écrire :

$$H(\%) = \frac{Masse\ d'eau}{Masse\ totale} \qquad (4.15)$$

Soit :

$$Masse\ d'eau = H(\%) \times Masse\ totale \qquad (4.16)$$

Cette relation indique que pour une humidité donnée, la masse d'eau présente dans une substance est proportionnelle à la masse de cette substance. Ainsi dans notre cas, c'est cette augmentation de la quantité d'eau à extraire qui explique l'augmentation de la constante de temps, donc de la durée nécessaire pour réaliser le séchage.

b) Impact de la température sur le processus de séchage

Étant donnée la grande taille des transformateurs construits, certains pouvant contenir plusieurs tonnes de papiers, le séchage nécessite l'utilisation de températures élevées (jusqu'à 125°C et même plus). Cette expérience a pour but d'estimer la variation du temps nécessaire au séchage en fonction de la variation de la température. Les résultats des mesures sont reportés sur la Figure 4.18.

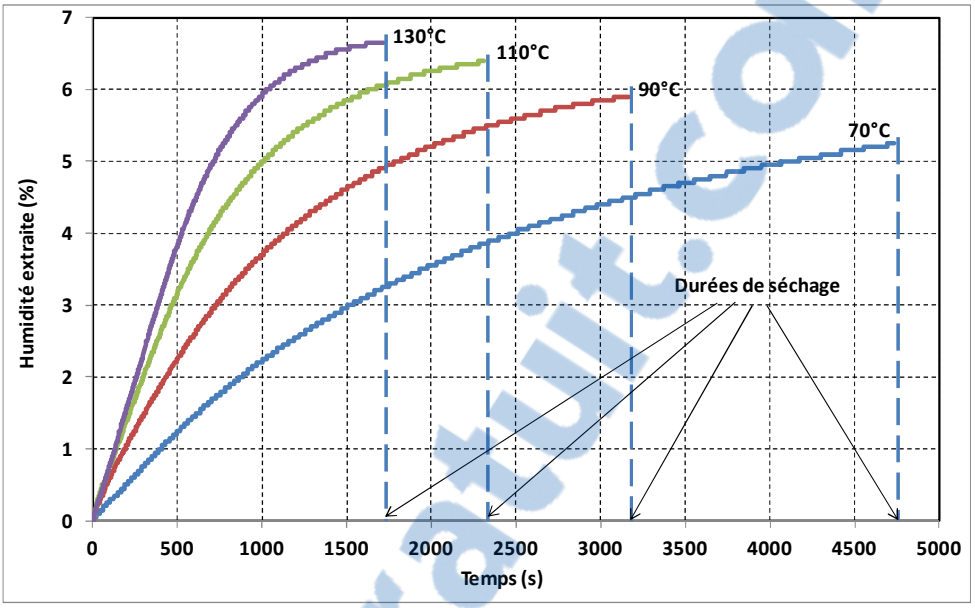


Figure 4.18 Influence de la température sur le temps du séchage d'une masse de 10 g.

Nous avons également, dans ce cas, déterminé la variation de la constante de temps en fonction de la température et cela pour une masse de papier donné, soit 10 grammes dans cette expérience. Les résultats sont reportés dans le Tableau 4-4 et la Figure 4.19 qui représente l'impact de l'effet de la température.

Température (°C)	**70**	**90**	**110**	**130**
Constante de temps (s)	2142,34	1136,10	739,33	589,34

Tableau 4-4 Variation de la constante de temps du séchage en fonction de la température.

Rapport-Gratuit.com

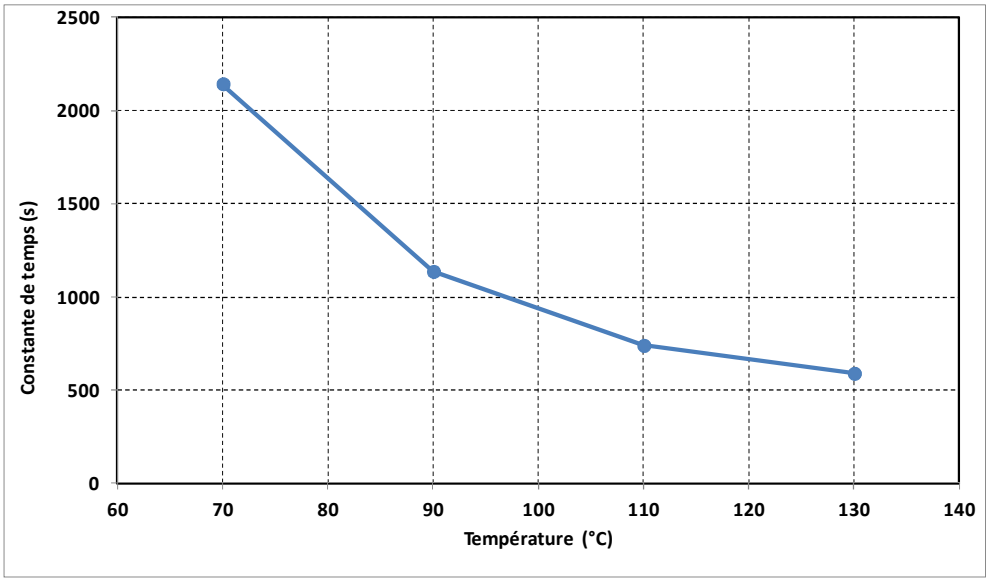


Figure 4.19 Variation de la constante de temps en fonction de la température.

L'analyse des résultats du tableau indique que la constante de temps décroit avec l'augmentation de la température de séchage. Cette diminution signifie que le temps de séchage diminue avec l'augmentation de la température (Figure 4.19).

Selon l'équation (4.7), la variation de l'humidité est fonction du coefficient de diffusion D (en m^2/s). Ce coefficient de diffusion augmente avec la température, entrainant ainsi une diminution du temps de séchage.

4.4.2.2 Estimation de l'humidité résiduelle

L'approximation des courbes de séchage par l'équation (4.14) a permis non seulement de déterminer les différentes constantes de temps, mais surtout d'estimer l'humidité résiduelle dans le papier après la fin du cycle de séchage.

En effet, l'appareil utilisé arrête le séchage lorsque le taux d'extraction de l'humidité, exprimé en pourcentage par minute (%/min), atteint un seuil préalablement réglé. Ainsi comme nous pouvons le constater sur les différentes courbes, au début du séchage, la quantité d'humidité (eau) extraite par unité de temps est très importante, ce qui explique que la pente soit très élevée. À l'approche de la fin de séchage, la variation d'humidité extraite par unité de temps (la pente de la tangente de la courbe de séchage) devenant de plus en plus faible, finit par atteindre la valeur de la consigne réglée et le séchage est arrêté. En clair, en fonction du réglage de la consigne, le chauffage peut être arrêté alors qu'il reste encore une certaine quantité résiduelle d'eau dans le papier. La Figure 4.20 représente un exemple de courbe de séchage estimée par l'équation (4.14). Nous pouvons constater qu'à partir de la courbe estimée, il est possible de calculer l'humidité réelle contenue dans le papier et par la suite d'estimer l'humidité résiduelle dans le papier après la fin du cycle de séchage.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

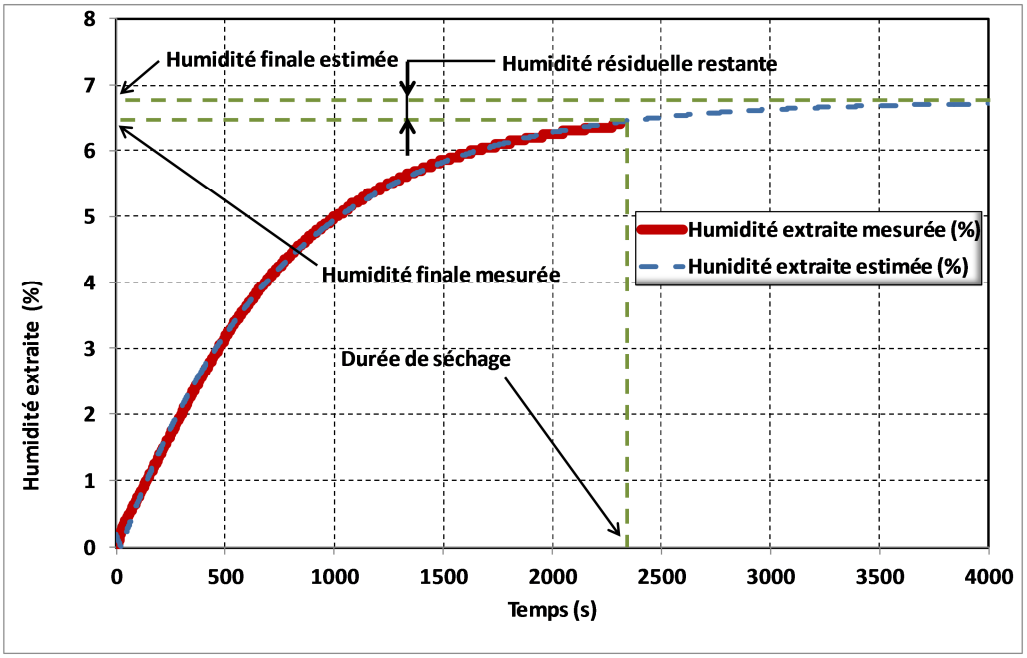


Figure 4.20 Principe de l'estimation de l'humidité réelle et de l'humidité résiduelle.

Le processus d'estimation de l'état du séchage des transformateurs en usine suit le même principe. En effet lors du séchage, la quantité d'eau extraite chaque heure est mesurée en gramme. Ensuite, en fonction de la masse du papier du transformateur à sécher, le taux d'extraction, exprimé en gramme d'eau par une tonne de papier par heure (g/T/h), est calculé. Lorsque ce taux d'extraction atteint une valeur bien précise fixée par les responsables du processus, le séchage est arrêté.

Cette estimation de l'humidité permettra en fonction de la courbe de séchage et de l'humidité initiale de déterminer l'humidité restante, même si la valeur de la consigne est atteinte. Le Tableau 4-5 résume les résultats du calcul de la constante et des valeurs des humidités estimées.

70°C			
Masse (g)	Humidité mesurée (%)	Humidité estimée (%)	Constante de temps (s)
0,658	6.45	6.51	121.97
1,258	6.10	6.03	166.97
2,558	5.75	5.75	506.91
5,288	5.40	5.58	1009.31
10,286	5.25	5.84	2142.34
20,808	4.70	5.67	3323.47
25,642	4.45	5.82	4123.22
30,634	4.05	5.43	4461.33
35,096	4.05	5.63	4931.61

90°C			
Masse (g)	Humidité mesurée (%)	Humidité estimée (%)	Constante de temps (s)
0,63	6.55	6.49	40.29
1,282	6.20	6.16	86.63
2,53	6.15	6.20	228.24
4,912	6.10	6.37	472.79
9,892	5.90	6.29	1136.10
20,348	5.45	6.05	1981.50
31,22	5.05	6.07	2832.05
35,856	4.70	6.06	3713.64

110°C			
Masse (g)	Humidité mesurée (%)	Humidité estimée (%)	Constante de temps (s)
0,658	7.15	7.11	20.98
1,268	7.00	6.97	49.64
2,514	6.50	6.79	148.23
5,168	6.60	6.85	347.95
10	6.40	6.74	739.33
20,11	6.00	6.90	1908.63
30,11	7.10	8.09	2446.64
35,432	6.95	8.19	3175.70

130°C			
Masse (g)	Humidité mesurée (%)	Humidité estimée (%)	Constante de temps (s)
0,638	7.60	7.58	17.96
1,29	7.30	7.31	37.22
2,454	6.95	7.09	110.06
4,978	6.75	7.03	277.48
9,942	6.65	7.25	589.34
20,094	6.50	7.24	1131.06
30,042	6.20	7.07	1601.35
35,45	6.10	6.92	1927.77
40,13	5.40	6.16	2156.22

Tableau 4-5 Les résultats du calcul de la constante de temps de séchage et des valeurs des humidités estimées à l'arrêt du séchage.

Ce tableau permet de constater qu'en fonction de la masse de papier à sécher et de la température de séchage utilisé, il peut rester encore dans le papier une certaine quantité non négligeable d'eau. C'est ce qui explique la différence entre la valeur de l'humidité extraite mesurée par l'appareil et la valeur de l'humidité réelle estimée. Dans la

pratique, il serait fort souhaitable au niveau de l'industrie de modéliser les courbes de séchage obtenues afin de pouvoir estimer l'humidité extraite à la fin du séchage, en fonction de l'humidité initiale, de la masse du papier et de la température de séchage.

En plus de la valeur de l'humidité estimée, il serait possible de déterminer le temps nécessaire pour obtenir un meilleur séchage du papier.

De plus, d'après les résultats de cette analyse nous avons constaté que l'humidité résiduelle dans le papier après un processus de séchage est plus élevée si la constante de temps de séchage est grande comme le montre la Figure 4.21. Nous pouvons remarquer dans ce cas qu'à la fin d'un processus de séchage, il est possible d'observer une humidité résiduelle de plus de 25% de l'humidité initiale si le séchage se fait avec une constante de temps proche de 5000 secondes. Une constante de temps élevée traduit une température de séchage en générale assez basse en fonction de la masse du papier à sécher.

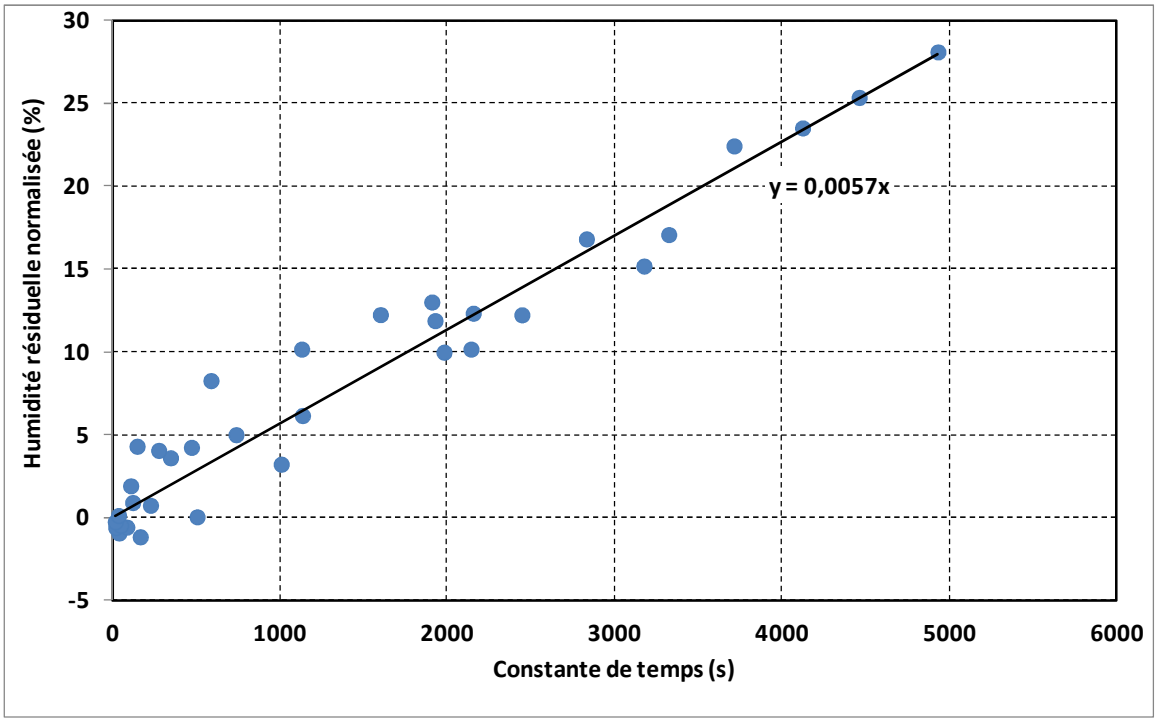


Figure 4.21 L'impact de la constante de temps de séchage sur l'humidité résiduelle.

Cette augmentation de l'humidité résiduelle en fonction de l'augmentation de la constante du temps est due principalement à l'utilisation d'un seuil fixe du taux d'extraction pour mettre fin au processus de séchage et ce, quel que soit le poids du papier du transformateur ou la température de séchage. Ces deux derniers paramètres ont une influence directe sur la constante de temps comme nous l'avons vu un peu plus haut dans cette analyse. Par contre, l'utilisation d'un seuil du taux d'extraction qui prendrait en considération la valeur de la constante du temps (qui dépend de la masse du papier et de la température) pourrait diminuer l'humidité résiduelle dans le papier. Toutefois, la durée de séchage dans ce cas va augmenter contribuant ainsi à l'exposition du papier à la température de séchage pour des durées plus longues.

4.4.2.3 Modélisation du processus de séchage en fonction de la température et de la masse

L'étude des paramètres influençant la cinétique du séchage du papier dans les transformateurs a permis d'établir un modèle mathématique représenté par l'équation (4.14). Ce modèle qui s'adapte parfaitement au processus du séchage permet d'estimer l'humidité finale H_0 et de la constante de temps τ.

Nous allons à partir de cette équation trouver une expression qui permet de calculer la durée du temps de séchage en fonction du poids du papier et de la température de séchage.

Pour ce faire, nous allons utiliser les données des résultats obtenus par l'estimation de l'humidité extraite en fonction de la masse du papier à sécher et de la température (Tableau 4-5). La figure suivante obtenue à partir des données du Tableau 4-5, représente l'évolution de la constante de temps estimée en fonction de la température et de la masse du papier.

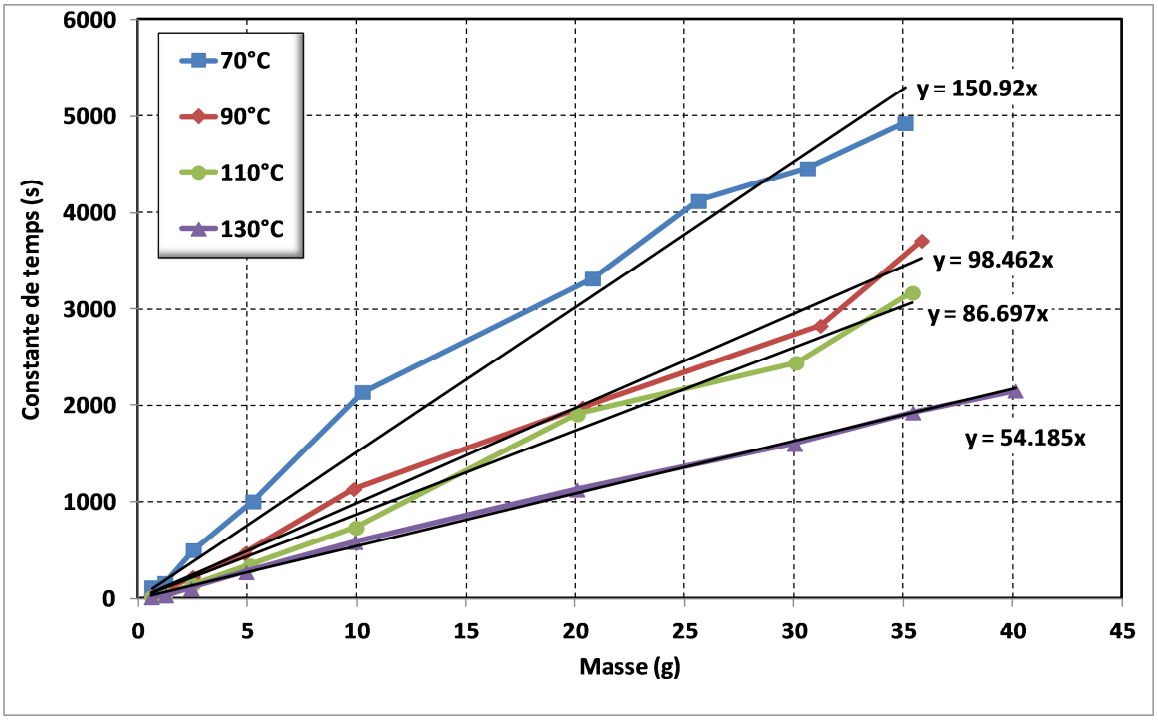


Figure 4.22 L'évolution de la constante de temps du séchage en fonction de la masse et de la température.

L'analyse des courbes montre que la constante de temps τ est directement proportionnelle à la masse du papier à sécher et à la température de séchage. L'évolution de la constante de temps τ en fonction de la masse du papier à sécher peut donc être estimée par des courbes linéaires. Dans ce cas, l'équation qui relie la constante de temps de séchage τ et la masse du papier M peut s'écrire comme suit :

$$\tau = P \cdot M \quad (4.17)$$

Où P est la pente des courbes d'approximations linéaires de la constante de temps en fonction de la masse.

La pente P dépend de la température de séchage et son évolution est présentée à la Figure 4.23.

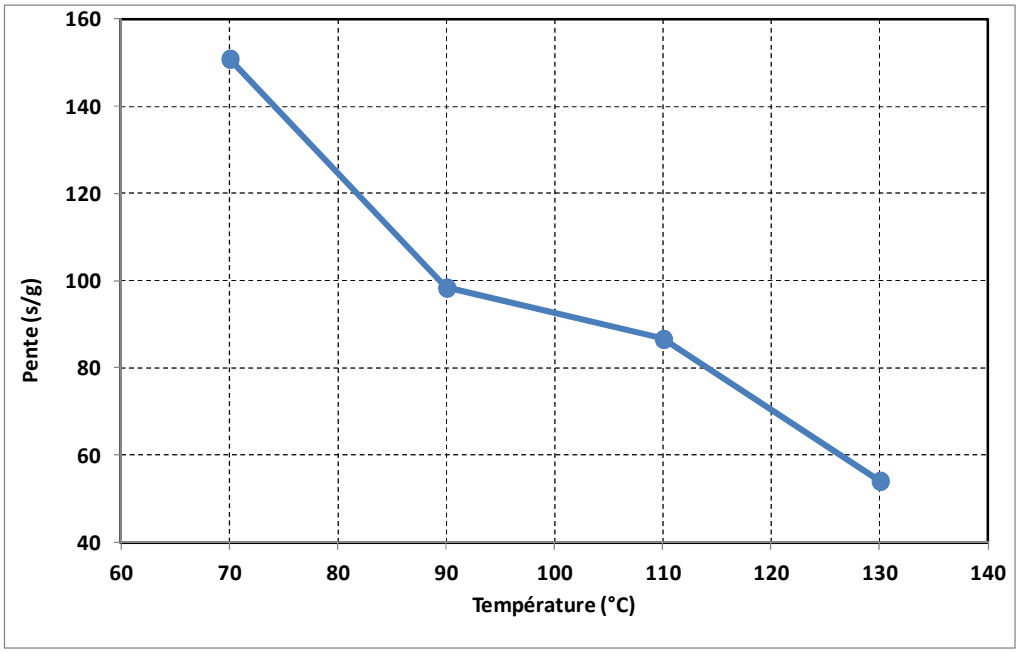


Figure 4.23 La pente des courbes d'approximations linéaires en fonction de la température.

La fonction d'approximation de la pente P en fonction de la température T est exprimée par :

$$P = K_1 \cdot e^{-\frac{T}{K_2}} \qquad (4.18)$$

Où K_1 et K_2 sont deux coefficients à déterminer en minimisant l'erreur quadratique entre les valeurs des pentes de la Figure 4.21 et celles calculées par l'équation 4.18. La Figure 4.24 illustre l'interpolation des pentes.

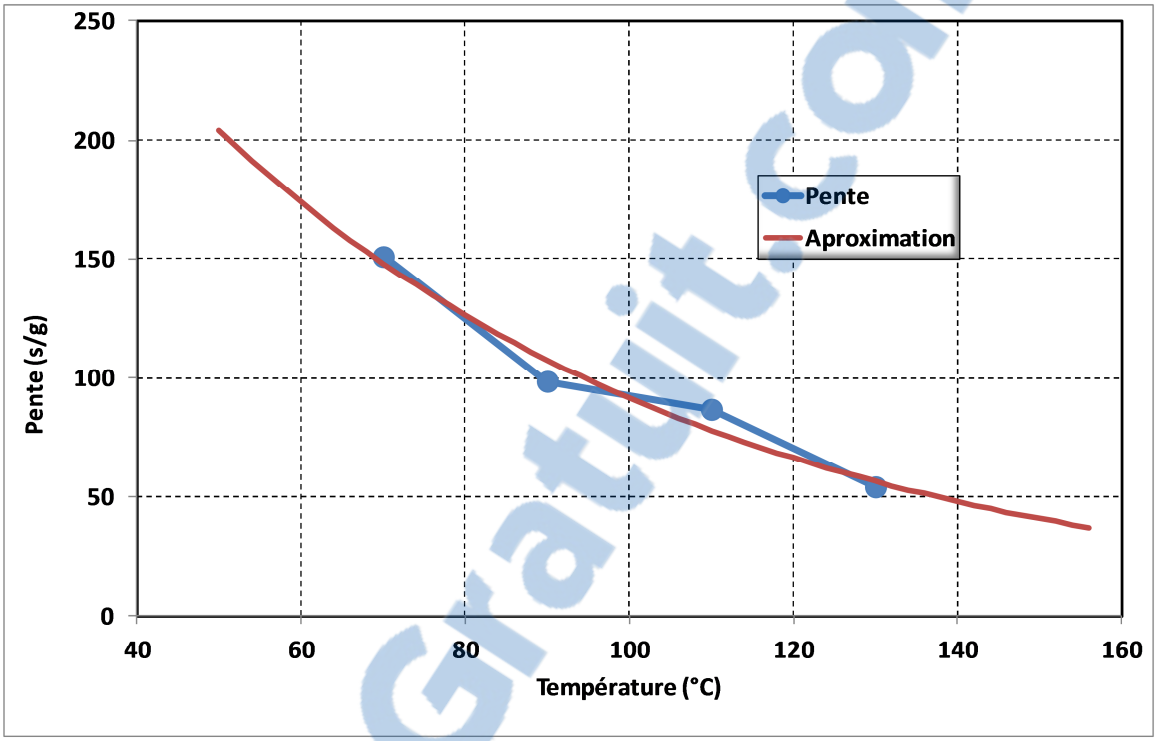


Figure 4.24 La fonction d'approximation des pentes en fonction de la température.

Les valeurs des deux coefficients calculés K_1 et K_2 sont :

$$K_1 = 455{,}53$$
$$K_2 = 62{,}31$$

Dans ce cas, l'équation (4.18) peut s'écrire sous la forme suivante :

$$P = 455.53 \cdot e^{-\frac{T}{62.31}} \quad (4.19)$$

En remplaçant l'équation (4.18) dans l'équation (4.17), nous obtenons la relation ci-dessous qui permet d'exprimer la constante de temps de séchage τ en fonction de la température de séchage T et de la masse du papier à sécher M.

$$\tau = 455.53 \cdot M \cdot e^{-\frac{T}{62.31}} \qquad (4.20)$$

Rapport-Gratuit.com

À partir des deux équations (4.14) et (4.19), il est possible d'établir la formule suivante permettant de modéliser les courbes de séchage :

$$H_{ext} = H_0\left(1 - \exp\left(-\frac{t}{455.53 \cdot M \cdot \exp\left(-\frac{T}{62.31}\right)}\right)\right) \qquad (4.21)$$

Ce modèle mathématique permet d'exprimer l'humidité extraite (***H_{ext}***) en fonction de la masse (***M***) du papier à sécher, de la température de séchage (***T***) et de l'humidité initiale (***H_0***).

Que ce soit avec l'appareil utilisé dans cette étude ou en usine lors de la fabrication des transformateurs, le processus de séchage est arrêté, dans les deux cas, lorsque le taux d'extraction (exprimé par quantité d'eau extraite/quantité de papier/unité du temps) atteint un seuil préalablement défini. Dans ce cas, à partir du modèle mathématique établi du processus de séchage par l'équation (4.14) ou (4.20), il est possible d'exprimer le taux d'extraction ($Taux_{ext}$) par la dérivée de la fonction de l'humidité extraite (H_{ext}) :

$$Taux_{ext} = \frac{dH_{ext}}{dt} = \frac{H_0}{\tau} e^{-\frac{t}{\tau}} \qquad (4.22)$$

Dans ce cas, à partir du modèle établi, de l'humidité initiale H_0 déjà estimée (paragraphe 4.6.1.1 pour l'estimation de H_0) et en connaissant le seuil du taux d'extraction **(dans notre cas, ce taux est fixé à 0,02%/min),** il est possible de calculer la durée du

séchage nécessaire pour atteindre ce seuil à l'aide des équations (4.23) et (4.24), suivantes :

$$t = -\tau \cdot \ln\left(\frac{\tau \cdot taux_{ext}}{H_0}\right) \qquad (4.23)$$

En remplaçant la constante de temps par son expression (équation 4.20) on obtient :

$$t = -455.53 \cdot M \cdot \exp\left(-\frac{T}{62.31}\right) \cdot \ln\left(\frac{455.53 \cdot M \cdot \exp\left(-\frac{T}{62.31}\right) \cdot taux_{ext}}{H_0}\right) \qquad (4.24)$$

4.4.2.4 Validité du modèle de séchage établi

La durée de séchage, calculée par le modèle en fonction du poids du papier et de la température de séchage, ainsi que la durée de séchage déterminée par l'appareil de séchage sont représentées dans le Tableau 4-6 et la Figure 4.25:

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

70°C			90°C			110°C			130°C		
Masse (g)	Durée mesurée (min)	durée calculée (min)	Masse (g)	Durée mesurée (min)	durée calculée (min)	Masse (g)	Durée mesurée (min)	durée calculée (min)	Masse (g)	Durée mesurée (min)	durée calculée (min)
0,658	7,80	10,32	0,63	4,50	4,15	0,658	3,82	2,42	0,638	2,98	2,14
1,258	15,40	13,04	1,282	8,60	7,74	1,268	6,40	5,00	1,29	4,43	3,96
2,558	32,80	29,80	2,53	16,70	16,74	2,514	11,73	12,16	2,454	8,65	9,65
5,288	50,00	47,24	4,912	26,60	29,15	5,168	22,00	23,65	4,978	16,90	20,03
10,28	78,90	75,06	9,892	52,70	53,20	10,00	38,53	40,76	9,942	28,58	35,44
20,81	94,20	90,42	20,35	74,50	73,17	20,11	67,62	75,81	20,09	47,70	55,69
25,64	101,00	99,16	31,22	86,40	87,85	30,11	89,50	93,56	30,04	60,20	68,94
30,63	101,00	96,24	35,86	94,80	98,30	35,43	101,00	108,3	35,45	70,00	76,37
35,09	105,00	101,2							40,13	76,20	77,20

Tableau 4-6 Durées de séchage mesurées et celles calculées par le modèle établi des différents tests de séchage.

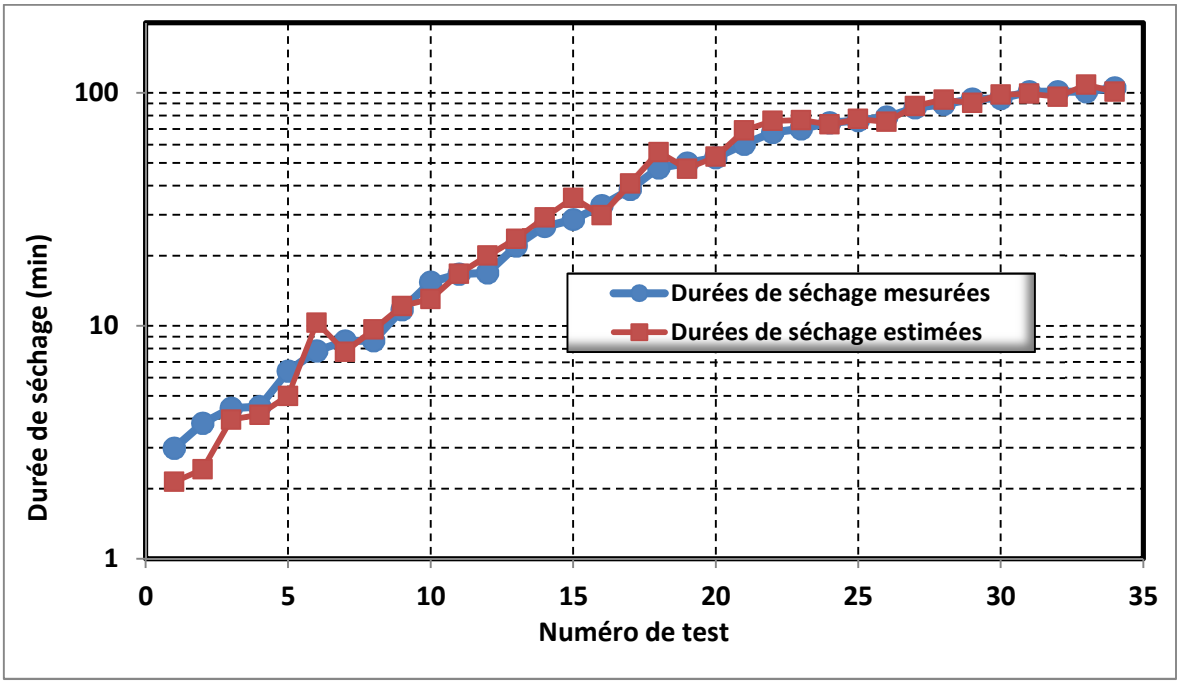


Figure 4.25 Durées de séchage déterminées par l'appareil et celles calculées par le modèle établi des différents tests de séchage réalisés dans cette étude.

La Figure 4.25 représente les valeurs des durées de séchage mesurées par l'appareil et celles calculées par le modèle établi (équation 4.24). L'analyse de cette

courbe permet de constater une forte concordance entre les durées calculées et celles mesurées. Cela confirme la validité du modèle de séchage établi. Ce modèle pourra éventuellement être utilisé pour le calcul des durées de séchage des papiers utilisés dans les transformateurs.

4.4.2.5 Abaque d'aide à la détermination des paramètres de séchage

a) Ajustement du modèle du processus de séchage

Le modèle mathématique établi dans cette étude pour le processus de séchage (qu'on nommera ***modèle de base***) a été basé sur des courbes de séchage mesurées à partir d'un appareil de séchage ayant une capacité maximum de 50 g de papier. Pour ajuster ce ***modèle de base*** à des fours de grande taille séchant de très grands poids (en tonnes), nous allons introduire dans le modèle de base un ***coefficient d'échelle*** (**K_E**) pour passer des grammes aux tonnes.

Pour déterminer ce coefficient d'échelle, les informations caractéristiques concernant le grand four telles que : le seuil du taux d'extraction utilisé, la durée nécessaire pour atteindre ce seuil, le poids du papier utilisé et la température de séchage seront nécessaires.

Dans ce cas, chaque four aura son propre ***coefficient d'échelle*** K_E qui sera calculé à partir du modèle de base déjà établi et des informations caractéristiques du four mentionnées ci-dessus.

En supposant qu'une usine de fabrication de transformateurs utilise un seuil de taux d'extraction de 100 g/t/h et une température de séchage de 130°C pour un poids du papier de sept (7) tonnes et que la durée de séchage pour atteindre le seuil est de 64 heures, nous pouvons alors calculer la constante du temps de ce séchage à partir de l'équation (4.20).

En considérant une humidité initiale H_0 égale à 8%, la constante du temps de séchage du grand four, qu'on va nommer τ_G, est égale à 59349 s.

La pente définie dans l'équation (4.17) sera calculée pour le grand four par la valeur de τ_G et de la masse du papier ***M*** de 7 tonnes :

$$P_G = \frac{\tau_G}{M} = \frac{59349}{7 \cdot 10^6} = 8.47 \cdot 10^{-4} \quad s/g \qquad (4.25)$$

P_G est la pente du grand four de l'équation (4.17) qui relie la constante de temps et la masse du papier pour la température de 130°C. Dans ce cas, la pente du modèle de base (P_B) à cette température sera obtenue à partir de l'équation (4.18), soit :

$$P_B = 455.53 \cdot e^{-\frac{130}{62.31}} = 56.54 \ \ s/g \quad (4.26)$$

Le coefficient d'échelle $\boldsymbol{K_E}$ est calculé par le rapport entre P_G et P_B :

$$K_E = \frac{P_G}{P_B} = \frac{8.47 \cdot 10^{-4}}{56.54} = 1.4995 \cdot 10^{-4} \qquad (4.27)$$

L'équation (4.20) du modèle de base qui exprime la constante de temps en fonction de la masse du papier et de la température peut être exprimée pour le grand four avec l'ajustement par le coefficient d'échelle par l'équation suivante:

$$\tau = K_E \cdot 455.53 \cdot M \cdot e^{-\frac{T}{62.31}} \qquad (4.28)$$

En posant :

$$K_1 = 455.53$$

$$K_2 = 62.31$$

L'équation (26) peut alors s'écrire sous la forme suivante :

$$\tau = K_E \cdot K_1 \cdot M \cdot e^{-\frac{T}{K_2}} \qquad (4.29)$$

b) Combinaison des deux modèles (abaque)

Nous allons maintenant tracer sur un même graphique les courbes décrivant la cinétique de la dégradation du papier et la cinétique de séchage du papier afin de construire un abaque d'aide à la détermination des paramètres de séchage.

En effet le modèle établi pour le processus de dégradation du papier décrit par l'équation (4.13) permet d'exprimer le degré de polymérisation $\boldsymbol{DP_{old}}$**,** en fonction de :

- DP_{new} : le degré de polymérisation initial;
- T : la température de séchage;
- t : le temps de séchage;

De même le modèle établi du processus de séchage du papier décrit par les équations (4.24) et (4.17) permet d'exprimer la durée de séchage en fonction de :

- *M* : la masse du papier à sécher;
- *T* : la température de séchage,
- $taux_{ext}$: le seuil du taux d'extraction utilisé pour mettre fin au séchage;
- H_0 : l'humidité initiale.

$$DP_{old} = \frac{1}{\frac{1}{DP_{new}} + A.e^{\left(-\frac{M}{(T+273)}\right)}.t} \qquad (4.13)$$

Avec :

$$A = 3.0961 \cdot 10^{27}$$

$$B = 3.2056 \cdot 10^{4}$$

$$t = -455.53 \cdot M \cdot \exp\left(-\frac{T}{62.31}\right) \cdot \ln\left(\frac{455.53 \cdot M \cdot \exp\left(-\frac{T}{62.31}\right) \cdot taux_{ext}}{H_0}\right) \qquad (4.24)$$

$$Taux_{ext} = \frac{dH_{ext}}{dt} = \frac{H_0}{\tau} e^{-\frac{t}{\tau}} \qquad (4.22)$$

$$\tau = K_E \cdot 455.53 \cdot M \cdot e^{-\frac{T}{62.31}} \qquad (4.20)$$

L'arrimage de ces deux modèles permet d'établir un modèle mathématique global des processus de séchage et de la dégradation du papier qui permet d'exprimer le degré de polymérisation en fonction du temps de séchage, de la température de séchage et de

la masse du papier à sécher. La Figure 4.26 montre une représentation graphique du modèle global pour le séchage.

L'équation (4.24) montre que pour un seuil de taux d'extraction donné, il est possible de calculer la durée de séchage nécessaire en fonction de la masse du papier à sécher et de la température de séchage. L'abaque présenté à la Figure 4.26 permettra d'aider les responsables de séchage dans les usines de fabrication des transformateurs. Ils pourront ainsi, pour une masse du papier donnée à sécher, trouver le meilleur compromis entre les coûts énergétiques dus à la température de séchage et ceux dus au temps alloué au séchage sans toutefois dégrader le papier au-dessous d'un seuil désiré.

Cette étude nous permet également de constater que l'abaque de la Figure 4.26 a été obtenu en utilisant un seuil du taux d'extraction fixe quelles que soient la masse du papier et la température de séchage. Elle montre également que l'utilisation d'un seuil d'extraction fixe permet d'avoir une humidité résiduelle dans le papier à la fin du processus de séchage qui varie (augmente) en fonction de la constante du temps de séchage comme le montre la Figure 4.21. Dans ce cas, cette étude suggère l'utilisation d'un seuil de taux d'extraction variable en fonction de la constante du temps. Cela permettrait d'obtenir une humidité résiduelle fixe dans le papier quelles que soient la température et la masse du papier.

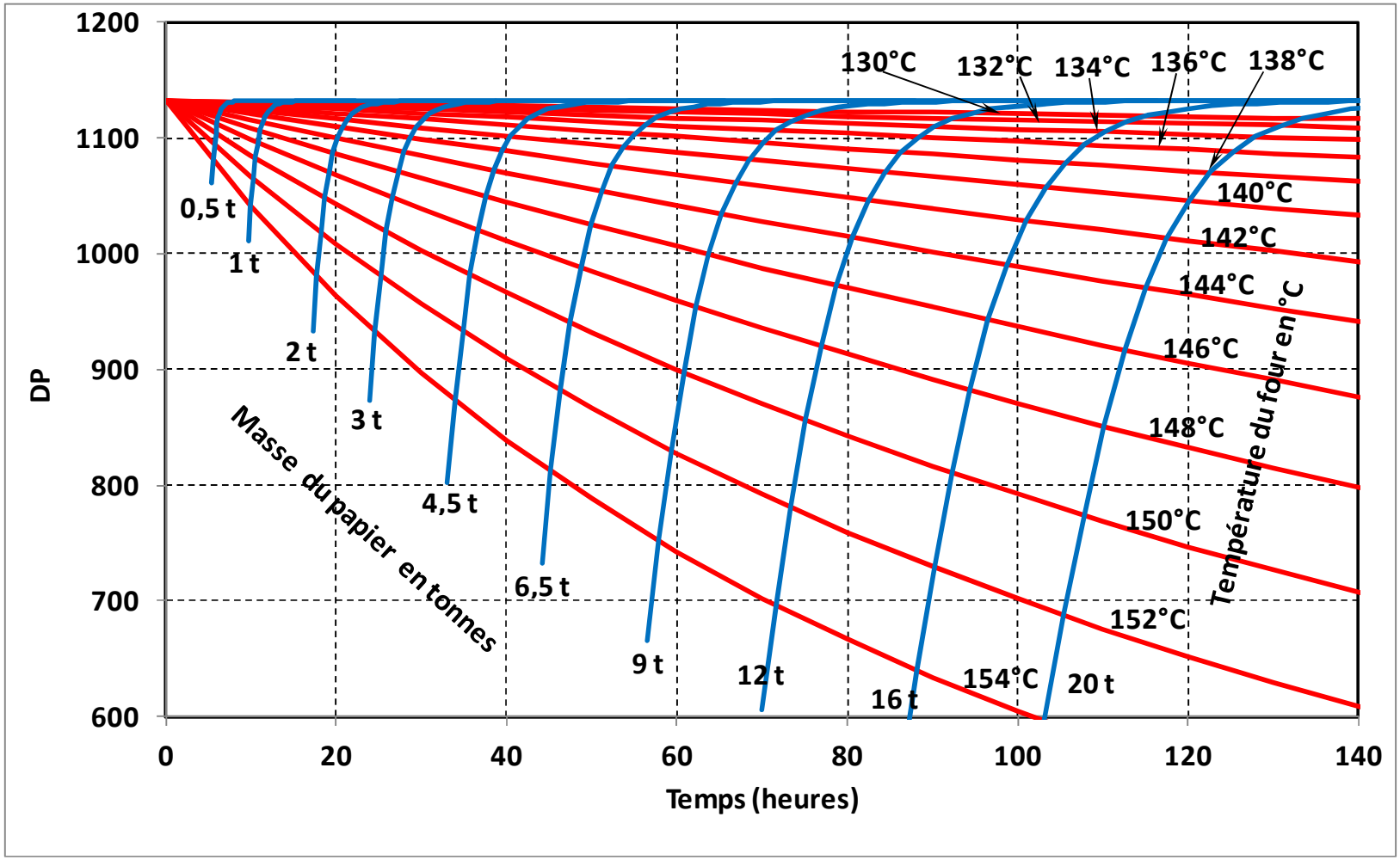


Figure 4.26 Degré de polymérisation et durée de séchage en fonction de la température et de la masse du papier.

4.5 Conclusion

L'objectif de cette première partie de l'étude consistait à proposer un modèle d'optimisation du cycle de séchage du papier thermo stabilisé utilisé dans l'isolation des enroulements des transformateurs.

Les travaux réalisés lors de cette étude ont permis une meilleure compréhension du processus de séchage ainsi que le processus de dégradation du papier pendant l'étape de séchage. Ils ont ainsi permis d'établir deux modèles mathématiques du séchage.

Le premier permet de prédire le degré de polymérisation, indicateur de l'état de dégradation du papier, pendant le processus de séchage. Les résultats ont montré que le papier se dégrade en fonction du temps et encore plus en fonction de l'augmentation de la température. En outre, si le papier à sécher est exposé à une température inférieure à 130°C sous vide, ce dernier est peu ou presque pas dégradé quelle que soit la durée de séchage alors que le papier se dégrade rapidement en fonction de la température et du temps s'il est exposé à des températures supérieures à 130°C. Toujours à partir de ce modèle, nous avons pu déterminer la durée maximale qu'on ne devrait pas dépasser lorsque le papier est exposé à une température donnée afin de ne pas ramener l'état du papier au-dessous d'un seuil de dégradation acceptable.

Le deuxième modèle a permis l'optimisation du processus de séchage lui-même. Les résultats ont permis, pour une humidité initiale, un seuil de taux d'extraction, une

Rapport-Gratuit.com

température de séchage et une masse du papier donnés, d'estimer la durée de séchage nécessaire et l'humidité résiduelle à la fin du séchage. En plus, nous avons pu déterminer un coefficient d'échelle pour l'adaptation du modèle aux fours utilisés dans les usines de fabrication des transformateurs.

La combinaison des deux modèles a permis d'établir un modèle mathématique global des processus de séchage et de la dégradation du papier qui permet d'exprimer le degré de polymérisation en fonction de la température de séchage et de la masse du papier à sécher et de déterminer la durée de séchage nécessaire. Les résultat de ce modèle global permettront d'aider les responsables de séchage dans les usines de fabrication des transformateurs, pour une masse du papier donnée à sécher, à trouver un compromis entre les coûts d'énergie dus à la température de séchage et ceux dus au temps alloué au séchage sans dégrader le papier au-dessous d'un seuil désiré.

Cette étude propose d'utiliser un seuil de taux d'extraction variable en fonction de la constante du temps plutôt qu'un taux fixe. Cela permettrait en effet d'avoir une humidité résiduelle fixe dans le papier quelles que soient la température et la masse du papier.

CHAPITRE 5

INFLUENCE DU PAPIER SUR LA TENDANCE AU GAZAGE DE L'HUILE EN PRESENCE DE DECHARGES ELECTRIQUES

5.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à l'étude de l'impact du papier sur la tendance du complexe papier/huile à la production des gaz sous l'effet d'une décharge électrique. Il est important de souligner ici que toutes les recherches entreprises sur ce sujet ne concernent que l'huile sans prendre en compte la présence du papier. Cette étude présente non seulement les résultats de l'étude concernant le dégagement gazeux du complexe papier/huile, mais également l'impact d'une décharge électrique sur les caractéristiques physicochimiques de l'huile et du papier.

5.2 Contexte général de l'étude et état de l'avancement de la recherche

C'est au début des années 1930, que le phénomène de la destruction des équipements causée par la présence de bulles de gaz, fut observé pour la première fois

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

dans les câbles remplis d'huile [112]. En effet, les gaz ont une tenue diélectrique faible et leur présence peut conduire au claquage complet de l'isolation. Depuis lors, les équipements électriques sont conçus de manière à minimiser la possibilité de la formation des gaz.

Il est bien connu que l'application d'un champ électrique élevé ou d'une contrainte thermique entraine la décomposition de certains hydrocarbures donnant naissance à des gaz dans les transformateurs. Cette décomposition commence par la rupture des liaisons de valence dans les molécules d'hydrocarbures instables, comme illustré à la figure suivante.

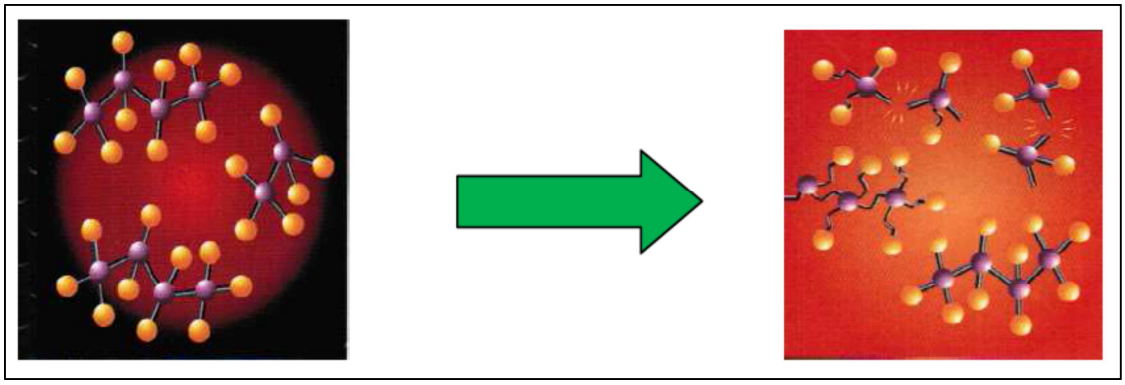


Figure 5.1 Rupture des liaisons covalentes des molécules d'huiles [52].

Dans le cas des décharges électriques, ce sont les électrons libres qui fournissent l'énergie nécessaire pour briser les liaisons covalentes (environ 4 eV ≈ 386 kJ mol^{-1}) [8, 52]. La rupture des liaisons covalentes des molécules donne naissance à des radicaux libres de différentes tailles et poids moléculaires. En fonction de leur taille, ces radicaux libres peuvent se recombiner pour former des gaz, des produits dissous dans l'huile ou des

suspensions colloïdales insolubles. Les suspensions insolubles entrainent la formation de la cire ou de la boue, obstruant la structure poreuse du papier ou restant absorbées sur sa grande surface tandis que la présence des bulles de gaz peut entrainer des décharges partielles. Ces deux actions entrainent la dégradation de l'isolation, réduisant ainsi les performances et la durée de vie des transformateurs [8, 52, 113].

De ce fait, la connaissance de la résistance au dégagement gazeux et à la décomposition des fluides isolants sous décharge électrique, est d'une importance capitale pour les concepteurs des équipements électriques et les ingénieurs responsables de l'exploitation [9].

Les procédés existants pour déterminer la tendance des liquides à la génération de gaz (résistance au dégagement gazeux) peuvent être subdivisés en deux groupes.

Le premier est la méthode de Pirelli modifiée (ASTM D2300 et CEI 60628), qui a été développée à l'origine pour les câbles à huile. Les décharges électriques étaient directement initiées au-dessus de la surface du liquide isolant. Toutefois, ce procédé n'a pas été largement accepté du fait que les décharges entrainaient seulement la production de vapeur créant une ainsi une confusion dans l'interprétation des résultats [10].

La seconde méthode consiste à initier les décharges électriques directement dans un échantillon d'huile. Contrairement à la première méthode, cette dernière indique clairement, si l'huile absorbe ou rejette des gaz produits, évitant ainsi la confusion au niveau de son interprétation par les ingénieurs. En effet, tant que le dégagement gazeux

d'une d'huile isolante neuve ou vieillie ne peut pas être mesuré avec précision, il est pratiquement impossible d'identifier les variables susceptibles de provoquer une augmentation de la concentration des gaz de défaut. Dans cette optique, la norme ASTM standard D 6180 a été élaboré [7, 8].

Dans le cadre de cette thèse, la mesure de la tendance des huiles à la production de gaz sous l'effet d'une décharge électrique a été effectuée selon la norme ASTM D 6180. Le schéma du dispositif d'essai constitué par une cellule de type Merrell définie par la norme ASTM D 6180 est donné dans la Figure 5.2.

Les électrons libres sont générés par une électrode en cuivre de forme cylindrique de 15 mm de diamètre et 10 mm de hauteur, scellé dans un erlenmeyer de capacité 500 ml. L'électrode permettant de générer la tension de 10 kV est placée au centre de la cellule de décharge et suspendue au-dessus de l'huile.

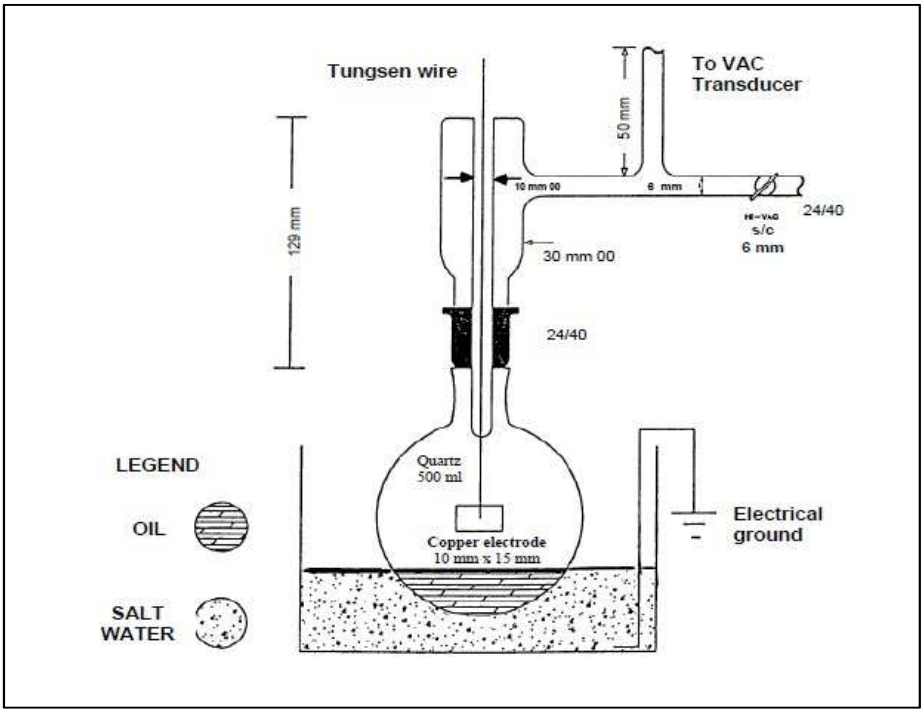


Figure 5.2 Cellule de décharge utilisée pour le test de stabilité.

Plusieurs travaux ont été entrepris par les scientifiques afin de de mieux comprendre les causes de l'apparition des bulles de gaz et leur impact sur les caractéristiques physiques, chimiques et électriques des huiles.

Les travaux de pionnier effectués par P. Wong et E. O. Foster, ont permis de décrire le mécanisme par lequel les champs électriques sous haute tension interagissent avec les huiles isolantes [22, 114]. Leurs recherches approfondies dans ce domaine ont montré que les électrons injectés dans le diélectrique sont émis à partir de la surface des conducteurs lorsque les gradients de potentiel sont très élevés. Les gaz produits résultent de la collision de ces électrons avec des molécules d'hydrocarbures [8, 22].

Les travaux réalisés par V. Shrinet and M. J. Patel concernant les effets de la température, des contraintes électriques, du vieillissement sur la tendance au dégagement gazeux des huiles ont permis de mettre en évidence l'effet prépondérant de la température sur les contraintes électriques. Ils ont également montré que la quantité des gaz émis est proportionnelle à la tension d'essai, mais dépend également de la composition des huiles et de l'environnement dans lequel s'effectue le test [113].

D'autres équipes ont axé leurs investigations sur l'impact de l'application d'une contrainte électrique sur les paramètres physicochimiques des huiles. Les comportements de différentes huiles sous champ électrique élevé ont également été étudiés. Après l'application d'une tension de 10 kV sur diverses huiles conformément au standard ASTM D 6180, les différentes équipes ont abouti aux conclusions suivantes :

- L'application d'une contrainte électrique entraine une augmentation du facteur de dissipation diélectrique, des produits de décomposition dissous dans l'huile, de la turbidité, de la teneur en eau, du nombre d'acidité total, tandis qu'on observe une diminution de la tension interfaciale [8, 10, 52, 115].

- Les décharges de faible énergie produisent principalement de l'hydrogène et du méthane, avec la production de petites quantités d'éthane et d'éthylène [7, 9]. Selon les techniques d'Analyse des Gaz Dissous, en présence de papier (cellulose), la décharge entrainera la production de quantités comparables de CO et CO_2 [85, 86].

- La présence des composés aromatiques réduit la production de gaz. Ainsi, l'ajout de quelques pour-cent d'un liquide fortement aromatique permet de rendre gaz-absorbante une huile qui ne l'est pas [18, 48].
- Les esters naturels présentent une résistance au dégagement gazeux plus élevés que les esters synthétiques et les huiles minérales [116, 117].

Nous notons enfin qu'au meilleur de nos connaissances, tous les travaux effectués jusqu'à ce présent, ne concerne que l'huile sans présence de papier. Il s'avère donc indispensable de prendre en compte l'influence du papier sur la tendance à la production des gaz du système d'isolation.

5.3 Méthodologie

Cette phase du travail débutera par la préparation des échantillons : le dégazage et la déshumidification de l'huile, le séchage et l'imprégnation du papier suivi de la phase du vieillissement. Les échantillons de papiers thermiquement stabilisés seront séchés sous vide (<1 mbar) pendant 48 heures à une température de 105 °C avant leur imprégnation [118]. Ils seront ensuite imprégnés avec de l'huile minérale, dégazée et séchée sous vide (humidité inférieur à 5 ppm). Le vieillissement thermique de l'huile et des échantillons de papier sera réalisé dans un four à convection mécanique à 115°C dans des béchers en acier inoxydable. Pour simuler des conditions plus réalistes, les béchers contiendront des catalyseurs métalliques à raison de 3 g/litre de poudre de cuivre, de fer, de zinc et

d'aluminium de chaque. Dans cette même considération, le ratio huile/papier sera de 10 %. Les durées du vieillissement seront de 500, 1000, 1500 et 2000 h.

Après la phase de préparation des échantillons, nous allons passer au test de stabilité sous champ électrique, tel que décrit dans le standard ASTM D6180, mais en y apportant la modification suivante : pour chaque test nous introduirons du papier dans l'huile. La quantité de papier à utiliser par test sera déterminée en fonction du ratio papier/huile (10, 20 et 30 %).

Nous utiliserons un volume de 80 ml d'huile (au lieu de 50 ml tel que spécifié dans la norme ASTM D6180). Avant l'application de la tension, l'ensemble papier/huile contenu dans la cellule de décharge (l'erlenmeyer) sera dégazée sous vide jusqu'à la pression de 1 Torr soit 133 Pa.

L'ajout du papier permettra d'étudier l'influence du papier sur la tendance à la production de gaz du complexe papier-huile.

Après le dégazage sous vide, l'échantillon papier/huile sera soumis à une tension de 10 kV pendant 5 heures. La pression sera mesurée toutes les heures pendant cinq (5) heures afin de pouvoir quantifier l'influence du papier. La quantité de gaz générée est évaluée à partir de la variation de la pression.

Au terme de l'application du champ électrique, nous allons effectuer les mesures des paramètres physicochimiques de l'huile. Pour cela il s'agira de mesurer l'humidité, la tension interfaciale, la turbidité, la quantité des produits dissous, l'acidité, le facteur de

dissipation diélectrique. Tous ces paramètres seront mesurés avant et après l'application du champ électrique.

L'analyse des résultats de toutes ces mesures, permettra de mettre en évidence l'influence du papier sur la tendance à la production de gaz du complexe papier-huile sous l'action d'une décharge électrique.

5.4 Présentation des résultats et discussions

5.4.1 Impact du papier sur le dégagement gazeux

Les résultats de la mise en évidence de l'impact du papier sur la tendance à la production de gaz du complexe papier/huile sont reportés sur la Figure 5.3.

Rapport-Gratuit.com

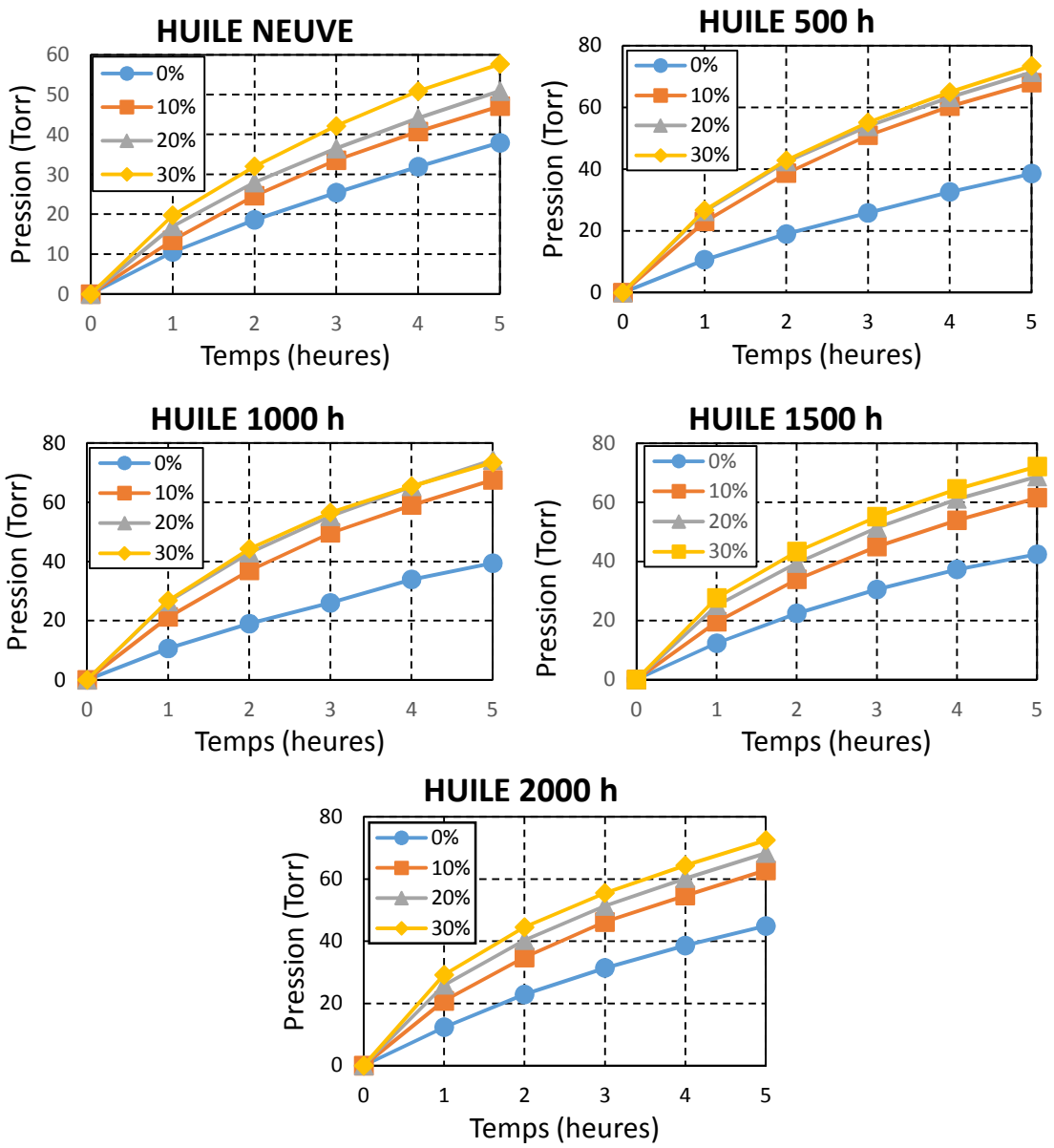


Figure 5.3 Évolution de la tendance au dégagement gazeux en fonction du ratio papier/huile et du vieillissement.

L'analyse des résultats obtenus après le test de stabilité, indique une augmentation des gaz générés par le complexe papier/huile, suite à l'application du champ électrique, tant dans le cas sans papier que dans le cas avec papier.

L'augmentation de la pression dans la cellule de décharge indique une augmentation des gaz générés suite à l'application du champ électrique. Ce dégagement gazeux est dû à la décomposition primaire des molécules d'hydrocarbures instables provoquée par la rupture de leurs liaisons de valences. Cette rupture des liaisons de valence est due à l'injection des électrons libres qui représentent la source d'énergie nécessaire dans ce cas à la rupture des liaisons covalentes instables. Les défauts de faible énergie, tels que les décharges partielles favorisent la rupture des liaisons C-H plus faibles (338 kJ/mole) [119]. Ces électrons qui sont injectés dans le liquide proviennent des aspérités locales de la surface du métal composant l'électrode [22]. Les résultats permettent également de constater que pour une huile sans papier, la quantité de gaz générés croit avec l'état de vieillissement de l'huile : en clair, plus une huile vieillie, plus sa tendance à la production de gaz est élevée.

Les résultats des mesures dont les valeurs sont reportées dans les tableaux et résumés dans les figures précédentes, montrent clairement que l'ajout du papier entraine une augmentation de la quantité de gaz générés. Cette observation est confirmée par la littérature où les auteurs ont montré que les décharges de faible énergie en présence de la cellulose entraine la production d'hydrogène H_2 [40, 100]. L'augmentation des gaz générés suite à l'ajout de la cellulose peut par conséquent s'expliquer par la production supplémentaire de l'hydrogène par le papier.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

L'action de la décharge appliquée au complexe papier/huile entraine la production des gaz suivants : une grande quantité d'hydrogène (H_2), 85%, un peu de méthane (CH_4), 5%, et quelques petites quantités d'éthane (C_2H_6) et d'éthylène (C_2H_4) [120].

La Figure 5.4 montre que cette augmentation est proportionnelle à la quantité du papier utilisée pour une durée de vieillissement donné. Pour une huile neuve, l'augmentation de la quantité des gaz générés en fonction du ratio de papier suit une évolution presque linéaire tandis que pour les huiles vieillies, cette augmentation tend vers une saturation à partir d'un ratio de 20 %. Nous constatons finalement que pour un ratio de 0 à 10 %, le taux d'accroissement de la quantité de gaz produit est le plus important.

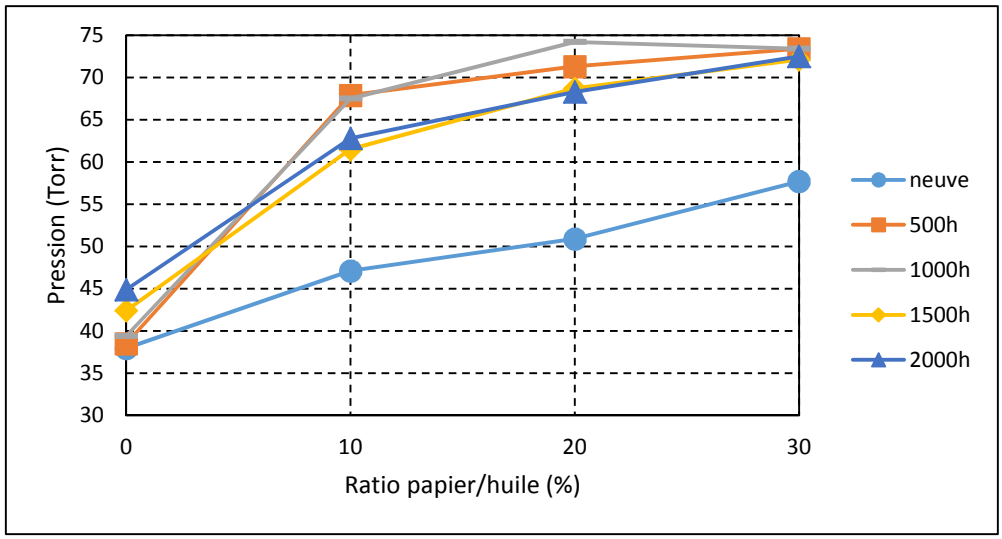


Figure 5.4 Quantité de gaz produits en fonction du ratio papier/huile.

5.4.2 Analyse des gaz dissous suite à l'application du champ électrique

L'objectif visé dans ce paragraphe est l'analyse des différents types de gaz dissous dans l'huile suite à l'application d'une décharge électrique en présence du papier. Pour ce faire, nous avons mesuré les gaz dissous dans l'huile à l'aide d'un gaz chromatographe, après l'application de la décharge électrique, avant et après l'ajout du papier. Les résultats obtenus sont présentés dans les paragraphes suivants.

La figure suivante présentent l'évolution des différents gaz générés par l'application de la décharge électrique sur des huiles neuve et vieillies (500, 1000 et 1500 h) sans papier.

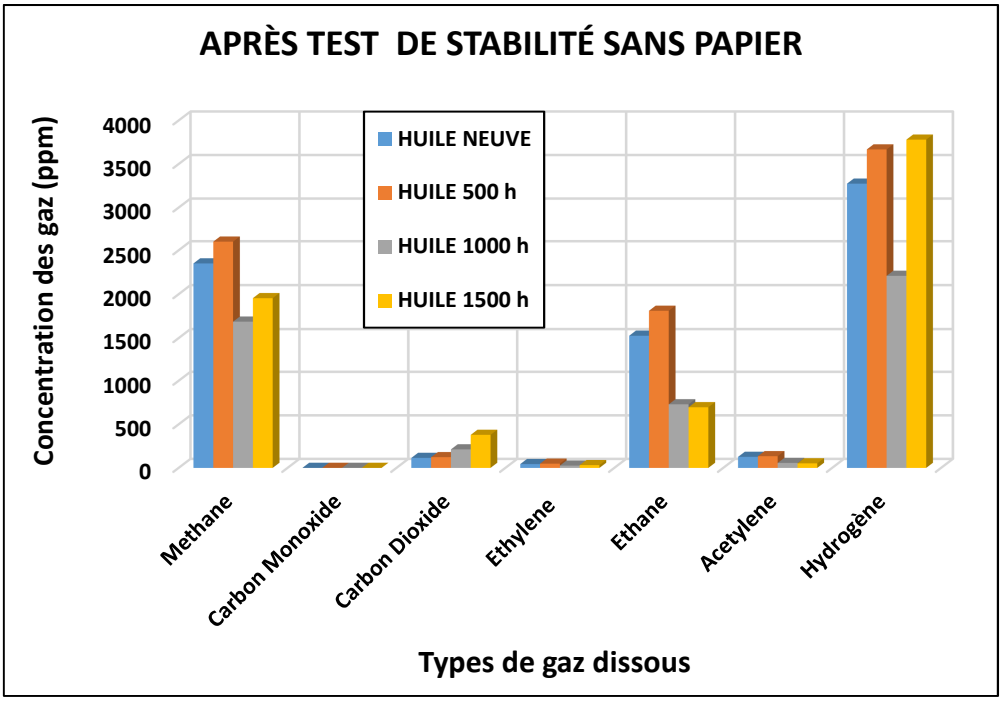


Figure 5.5 Évolution des différents gaz après application du champ électrique.

Nous pouvons constater que la décharge de faible énergie a entrainé principalement la production d'hydrogène, du méthane et de l'éthane. Nous constatons également que, comparativement à une huile neuve, l'huile vieillie à 500 heures entraine une augmentation de ces trois gaz après l'application de la décharge électrique. Cependant, dans le cas des huiles vieillies à 1000 et 1500 heures, nous constatons une baisse de la quantité du méthane, de l'éthane, de l'éthylène et de l'acétylène. Nous notons également que l'application de la décharge électrique entraine la production de dioxyde de carbone. Ces gaz proviennent de la recombinaison des radicaux libres. En effet, sous l'effet de l'énergie apportée par le champ électrique, certaines liaisons d'hydrocarbures peuvent se briser et donner naissance à des radicaux libres tels que : H•, CH_3•, CH_2• et CH•. Le tableau suivant indique l'énergie nécessaire pour briser les liaisons covalentes des hydrocarbures.

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 5-1 Énergie nécessaire pour briser les liaisons des molécules d'hydrocarbure [52].

La recombinaison de ces radicaux libres peut former des gaz tels que :

H• + H• ➔ H_2 (hydrogène)

H• + CH3• ➔ CH_4 (méthane)

$CH3\bullet + CH3\bullet \rightarrow C_2H_6$ (éthane)

$CH2\bullet + CH2\bullet \rightarrow C_2H_4$ (éthylène)

$CH\bullet + CH\bullet \rightarrow C_2H_2$ (acétylène)

Les figures suivantes présentent l'impact de la présence du papier sur la tendance à la production des gaz du complexe papier/huile, dans le cas d'une huile neuve et d'une huile vieillie à 500 heures, avec différents ratios de papier.

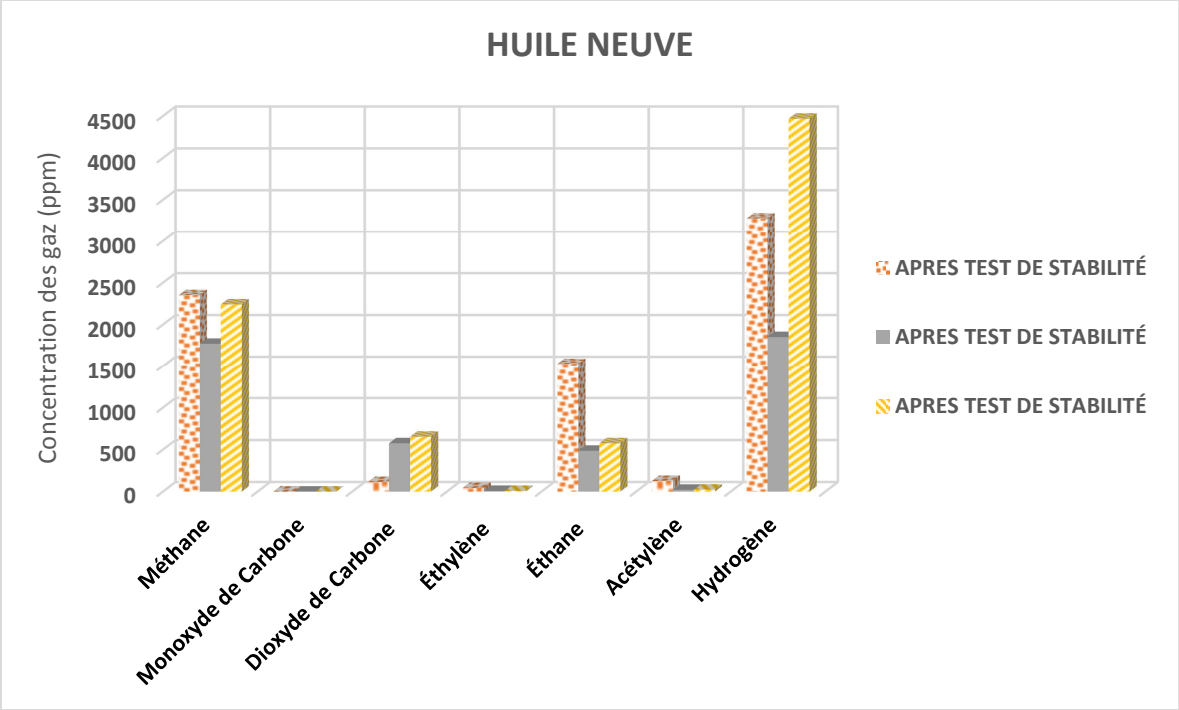


Figure 5.6 Impact du papier sur la production des gaz dans le cas d'une huile neuve.

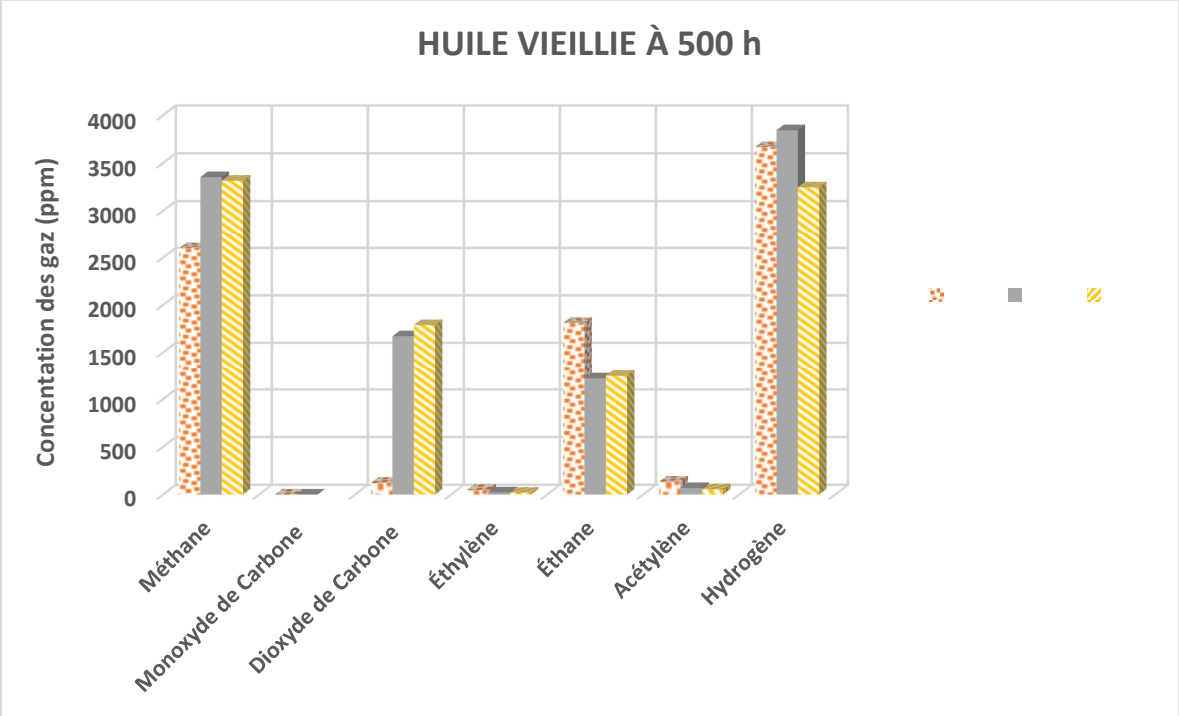


Figure 5.7 Impact du papier sur la production des gaz dans le cas d'une huile vieillie.

Afin de mettre en évidence l'effet du papier, nous avons déterminé le taux d'accroissement de chaque type de gaz après l'ajout du papier. Les résultats obtenus à la suite du calcul sont rassemblés dans les deux tableaux ci-dessous.

HUILE NEUVE						
	méthane	CO_2	Éthylène	Éthane	acétylène	Hydrogène
0%	2350,92	114,41	43,71	1526,60	126,60	3274,43
10%	1770,92	575,20	8,33	485,93	21,60	1850,90
Taux d'accr	(-24,67%)	(+402,75%)	(-81,01%)	(-68,17%)	(-82,94%)	(-43,74%)
20%	2241,13	653,18	8,16	574,73	23,15	4468,25
Taux d'accr	(-4,67%)	(+470,91%)	(-81,33%)	(-62,35%)	(-81,71%)	(+36,46%)

(+) = augmentation
(-) = diminution

Tableau 5-2 Comparaison de la quantité des gaz dissous dans l'huile neuve.

HUILE 500 h						
	méthane	CO_2	Éthylène	Éthane	acétylène	Hydrogène
0%	2598,69	122,80	48,44	1811,14	134,54	3667,24
10%	3353,03	1671,54	22,30	1218,75	68,09	3843,78
Taux d'accr	(+29,03%)	(+1381,86%)	(-53,96%)	(-32,71%)	(-49,39%)	(+4,8%)
20%	3316,20	1788,64	18,13	1245,91	55,14	3246,70
Taux d'accr	(+27,61%)	(+1485,67%)	(-62,57%)	(-31,21%)	(-59,02)	(-11,47%)

(+) = augmentation
(-) = diminution

Tableau 5-3 Comparaison de la quantité des gaz dissous dans l'huile vieillie à 500 h.

L'analyse des résultats du calcul du taux d'accroissement des différents gaz suite à l'ajout du papier montre que la présence du papier a une influence non négligeable sur la présence des gaz dissous dans l'huile. Concernant le méthane et l'hydrogène, nous notons que l'ajout du papier n'a pas la même incidence. Concernant l'huile neuve, l'ajout du papier entraine une diminution du méthane et une augmentation de l'hydrogène. Cependant, dans le cas d'une huile vieillie à 500 heures, nous constatons plutôt une augmentation du méthane et une diminution de l'hydrogène. Pour les autres gaz tels que le dioxyde de carbone, l'éthylène, l'éthane, et l'acétylène, nous constatons que l'ajout du papier entraine leur diminution que ce soit dans le cas d'une huile neuve ou d'une huile vieillie. Ces résultats laisseraient sous-entendre que le papier absorberait (compte tenu de sa porosité) une partie de ces différents gaz.

Concernant l'analyse des autres gaz tels que l'oxygène et l'azote qui ne sont pas considérés comme des gaz de défauts, l'ajout du papier entraine dans le cas d'une huile neuve, une augmentation de l'oxygène et de l'azote seulement avec le ratio de 20 % de papier (Figure 5.8). Dans le cas de l'huile vieillie à 500 heures, nous ne constatons pas un impact notable du papier sur la quantité d'oxygène, mais cet ajout entraine plutôt une diminution de la quantité d'azote (Figure 5.8).

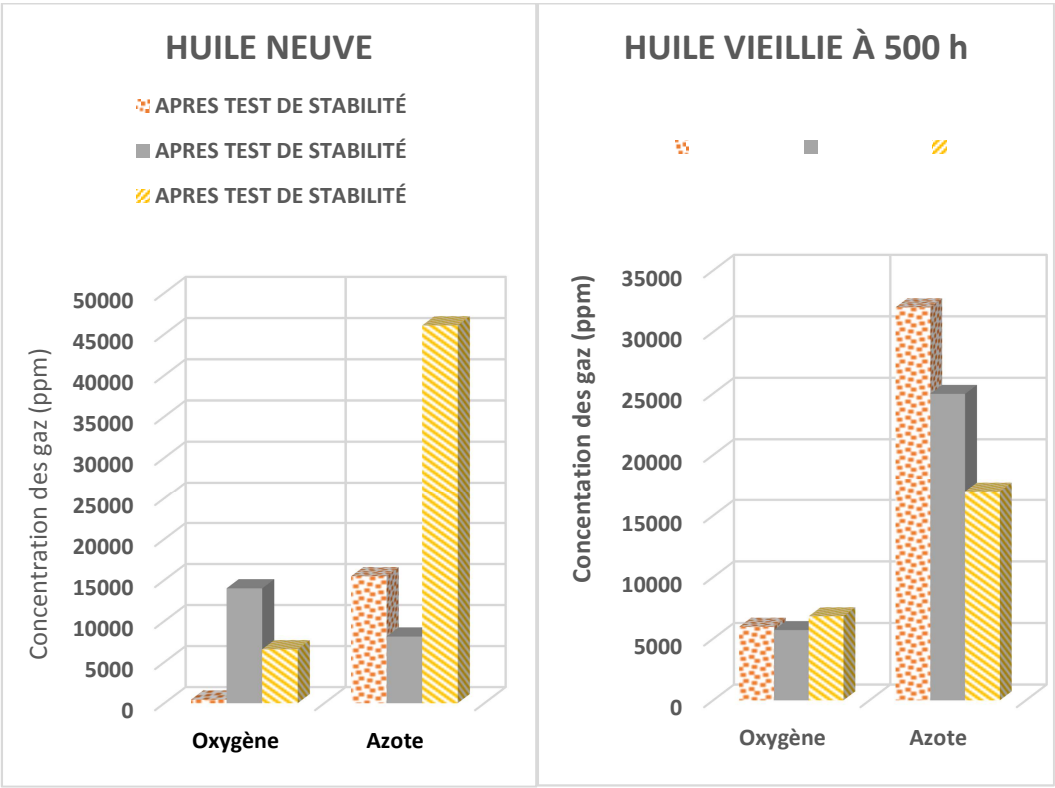


Figure 5.8 Impact de l'ajout du papier sur l'évolution de l'azote et de l'oxygène.

Il aurait été intéressant de pouvoir prendre en compte l'impact des gaz non solubles dans l'huile (les gaz volatiles), car les mesures effectuées ne concernent que les

gaz dissous dans l'huile. La mesure de la quantité et de la nature des gaz volatiles, pourra permettre de déterminer la contribution de ces gaz dans cette étude.

5.4.3 Impact du papier sur les caractéristiques physicochimiques

5.4.3.1 Humidité

Le Tableau 5-4 représente l'humidité mesurée dans l'huile et le papier, avant et après le test de stabilité.

HUMIDITÉ HUILE (ppm)										
	Huile neuve		500 h		1000 h		1500 h		2000 h	
Ratio	Avant	Après	Avant	Après	Avant	Après	Avant	Après	Avant	Après
0%	6	22,6	30,4	28,3	51,50	50,40	112,8	111,7	109,1	108,9
10%	5,0	33,2	30,4	51,50	47,70	74,40	119,7	134,7	108,5	128,0
20%	5,0	36,6	32,20	51,20	48,9	74,40	119,0	134,5	107,8	129,2
30%	4,7	35	32,40	51,10	47,8	72,40	119,0	134,4	104,5	124,3
HUMIDITÉ PAPIER (%)										
Ratio	Papier neuf		500 h		1000 h		1500 h		2000 h	
	Avant	Après	Avant	Après	Avant	Après	Avant	Après	Avant	Après
10%	3,8	4,2	4,2	3,9	4,7	4,2	4,0	4,0	4,3	4,1
20%	4,1	3,7	4,5	4,0	4,8	4,0	4,0	3,6	4,5	4,0
30%	3,6	3,4	4,5	4,1	4,6	4,4	4,0	3,9	4,3	4,0

Tableau 5-4 Humidité dans l'huile et le papier avant et après le test de stabilité.

L'analyse des résultats des mesures de l'humidité du Tableau 5-4 met en évidence la nette contribution du papier dans la production d'eau du complexe papier/huile. Selon les résultats obtenus, l'ajout du papier entrainerait une augmentation de l'humidité dans l'huile. Cette augmentation de l'humidité dans l'huile pourrait être due à la migration d'une partie de l'humidité contenue dans le papier vers l'huile, compte tenu de la température qui était égale à 35 degrés Celsius. En effet les résultats des mesures

Rapport-Gratuit.com

indiquent une légère diminution de l'humidité contenue dans le papier après l'application du champ électrique. Notons également que cette augmentation pourrait également être due à l'eau produite par la dégradation du papier sous l'effet du champ électrique. La dégradation de la cellulose produit du furane, du monoxyde de carbone et de l'eau (gaz, monoxyde carbone / dioxyde carbone, acides, furanes Humidité (eau) [41]. De plus, l'effet du champ électrique tout en entrainant l'oxydation de l'huile libère de l'eau selon la réaction suivante :

$$OH\bullet + RH \rightarrow H_2O + R\bullet$$

5.4.3.2 Caractéristiques physicochimiques de l'huile

Les sous-produits nés de La décomposition des molécules d'hydrocarbures, entrainent la décoloration de l'huile. La mesure de la quantité de ces suspensions solubles et insolubles permettant d'évaluer l'état de la dégradation de l'huile peut être réalisée par les techniques de mesure suivante :

- La turbidité (NTU) qui permet de quantifier les produits non dissous et
- la spectrophotométrie UV/Visible (DDP) pour les produits dissous.
- La tension interfaciale (IFT) permet de détecter la présence de contaminants polaires solubles et des produits d'oxydation.
- La spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier (FTIR) permet de déterminer la nature des composants nés de la dégradation de l'huile.

a) Les produits dissous (DDP)

Les figures ci-après représentent les spectres d'absorbance des différents échantillons d'huiles avant et après le test de stabilité et cela avec ou sans papier. L'aire sous chaque spectre est proportionnelle à la quantité des produits de décompositions dissous. Ainsi, plus une huile est dégradée, plus grande sera l'aire.

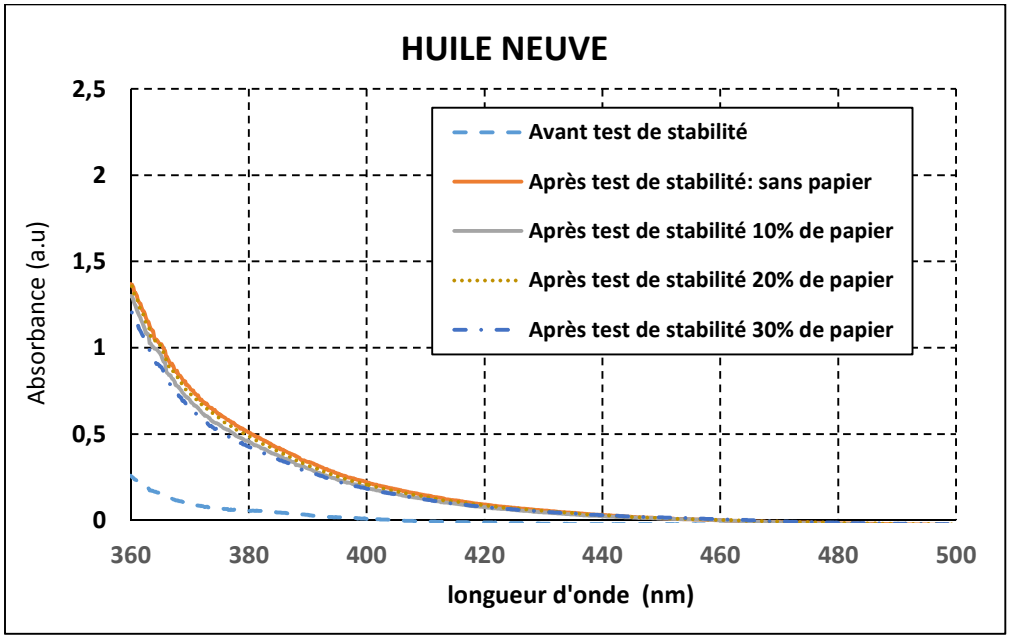


Figure 5.9 Courbe de l'absorbance avant et après le test de stabilité en fonction du ratio de papier pour une huile neuve.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

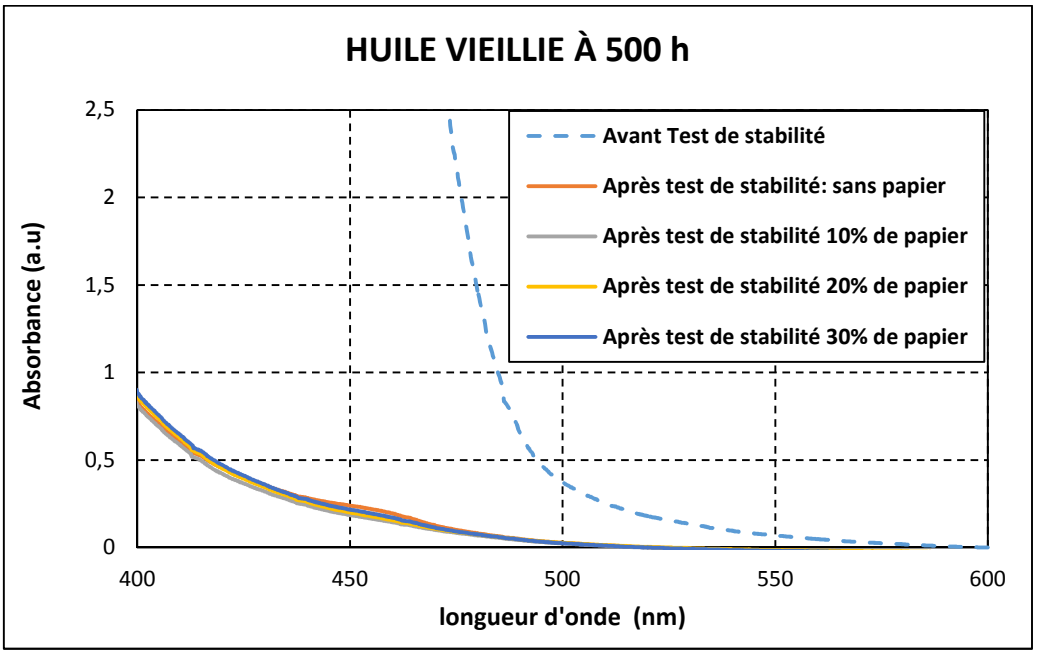


Figure 5.10 Courbe de l'absorbance avant et après le test de stabilité en fonction du ratio de papier pour une huile vieillie à 500 h.

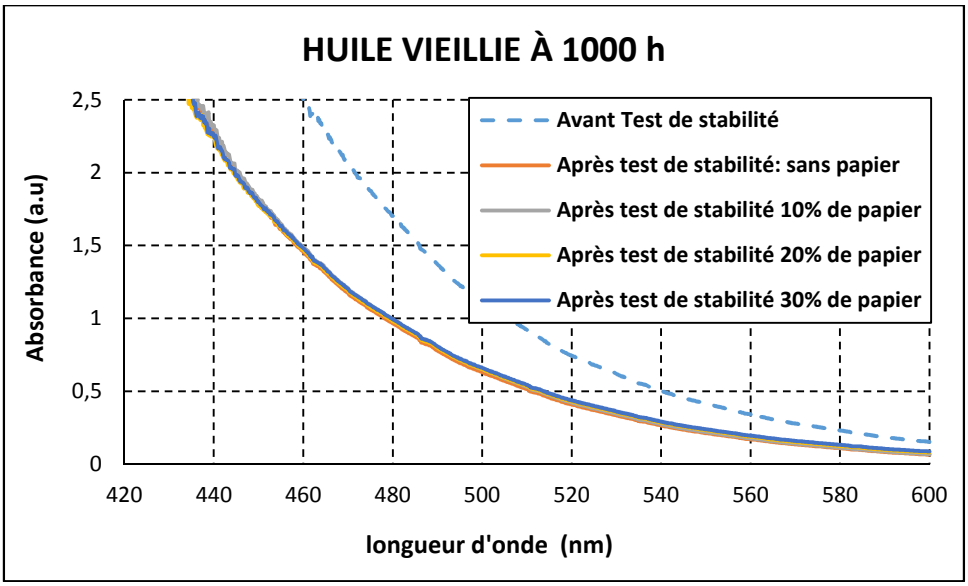


Figure 5.11 Courbe de l'absorbance avant et après le test de stabilité en fonction du ratio de papier pour une huile vieillie à 1000 h.

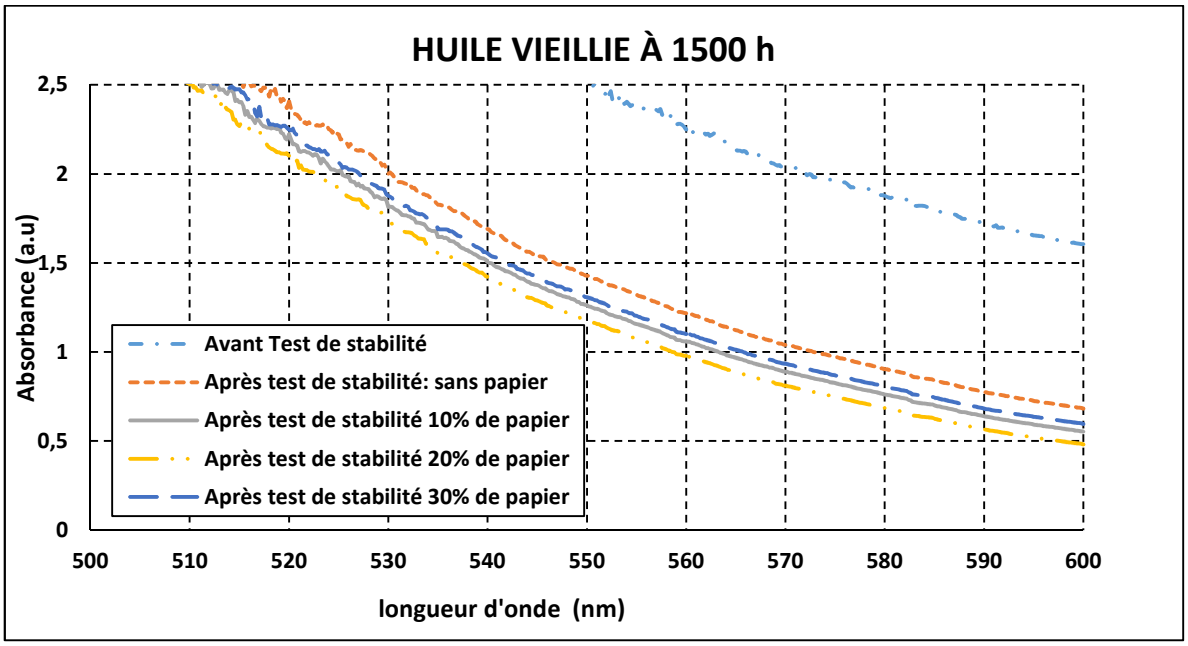


Figure 5.12 Courbe de l'absorbance avant et après le test de stabilité en fonction du ratio de papier pour une huile vieillie à 1500 h.

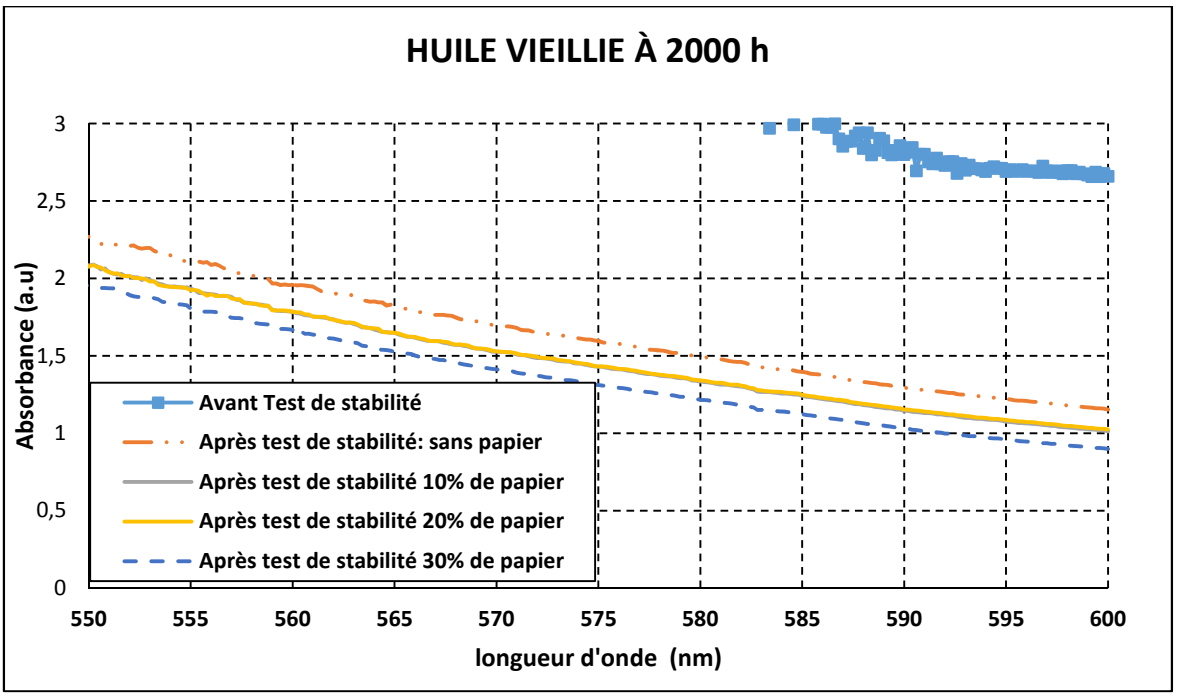


Figure 5.13 Courbe de l'absorbance avant et après le test de stabilité en fonction du ratio de papier pour une huile vieillie à 2000 h.

La figure suivante représente les valeurs des aires calculées sous les courbes.

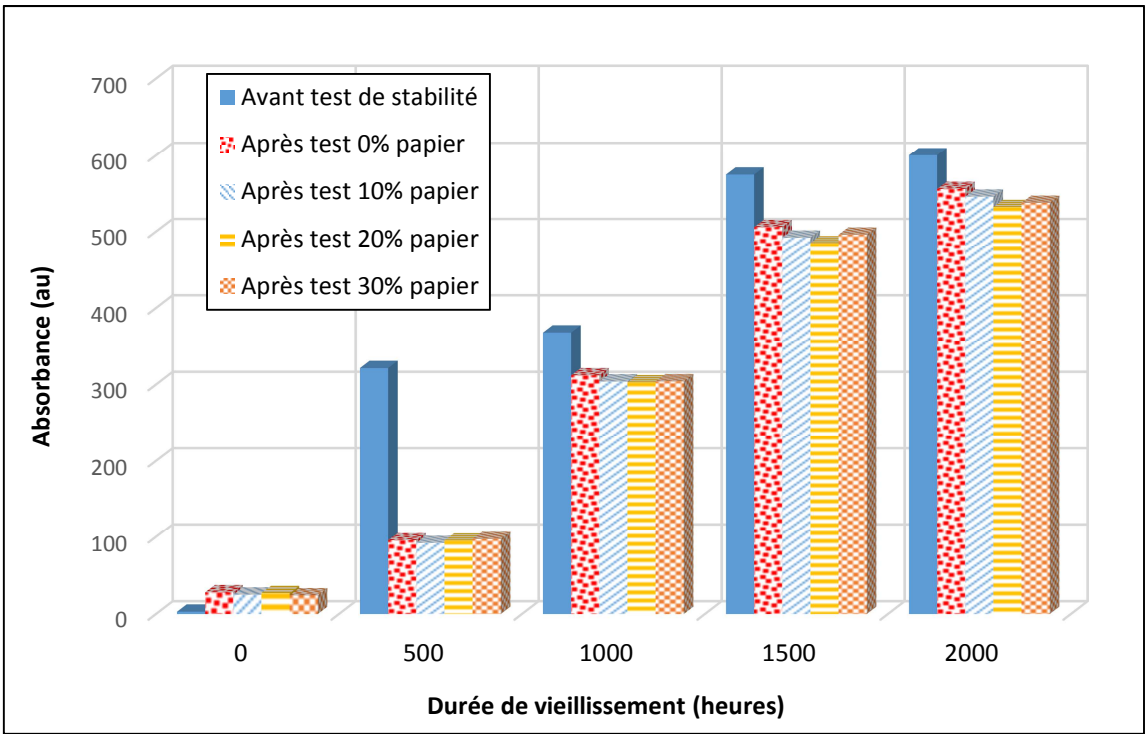


Figure 5.14 Évolution des produits dissous en fonction du vieillissement et du ratio papier/huile après l'application du champ électrique.

Pour une huile neuve sans papier, nous constatons une augmentation des produits dissous après l'application de la décharge électrique. Cette augmentation serait due à l'augmentation des radicaux libres provoquée par la rupture des liaisons covalentes des molécules d'hydrocarbures. Par contre, pour une huile vieillie, l'application de la décharge électrique entraine une diminution des produits dissous. Cette diminution indique que certains produits de dégradation causés par le vieillissement thermique, auraient contribué à générer des gaz, suite à la décomposition par le champ électrique, c'est ce qui expliquerait l'éclaircissement de l'huile (Figure 5.15).

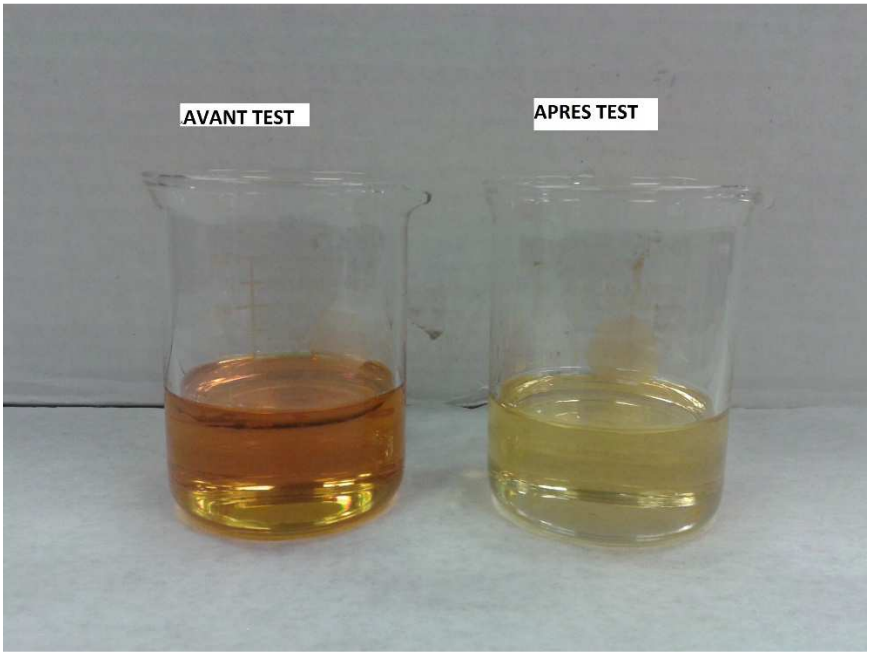


Figure 5.15 Huile vieillie à 500 h avant et après le test de stabilité sans papier.

L'ajout du papier a entrainé également une légère diminution des produits dissous, tant pour une huile neuve que pour une huile vieillie. Ce résultat indique que le papier se serait comporté comme un filtre. En effet, selon les résultats des travaux antérieurs réalisés par les différentes équipes de chercheurs, les produits nés de la décomposition des molécules d'hydrocarbures par le champ électrique sont absorbés par les pores et les interstices du papier [5].

L'analyse des résultats par la spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier (FTIR) permettra de déterminer la nature des composés ayant été dissous suite à l'application du champ électrique.

b) La tension interfaciale (IFT)

La Figure 5.16 représente l'évolution de la tension interfaciale des échantillons d'huile en fonction du vieillissement, avec ou sans papier.

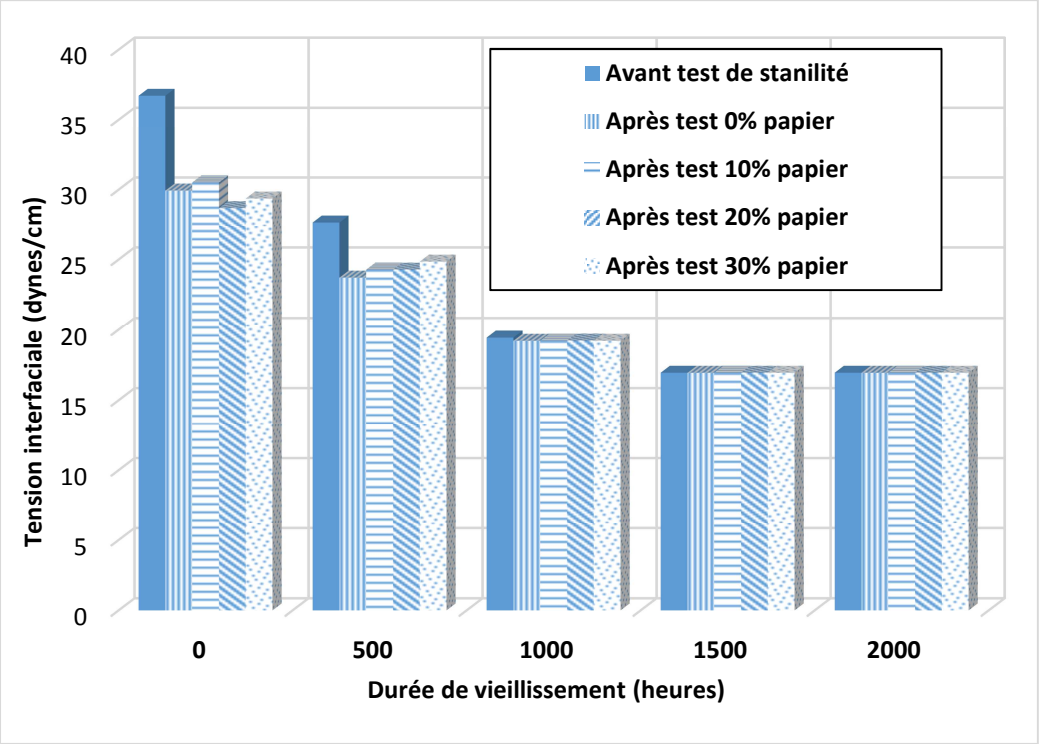


Figure 5.16 Évolution de la tension interfaciale en fonction du vieillissement et du ratio papier/huile après l'application du champ électrique.

Selon les résultats obtenus, l'application de la contrainte électrique, entraine la diminution de la tension interfaciale de l'huile. Cette diminution indique la présence de contaminants polaires crées par l'application du champ électrique, indiquant ainsi la formation des produits d'oxydation. Les résultats des mesures de la tension interfaciale indiquent que l'ajout du papier (10 à 30 %) n'a pas d'impact significatif sur la tension interfaciale. De toute évidence, le papier n'entrainerait pas une augmentation des contaminants polaires.

Ces résultats de l'impact du papier sur l'évolution des contaminants polaires issus de l'oxydation devront être confirmés par la mesure de l'acidité. En effet, il existe une relation entre la tension interfaciale et l'acidité. L'augmentation de l'acidité entraine une diminution de la tension interfaciale tel qu'indiqué sur la Figure 5.17 [121].

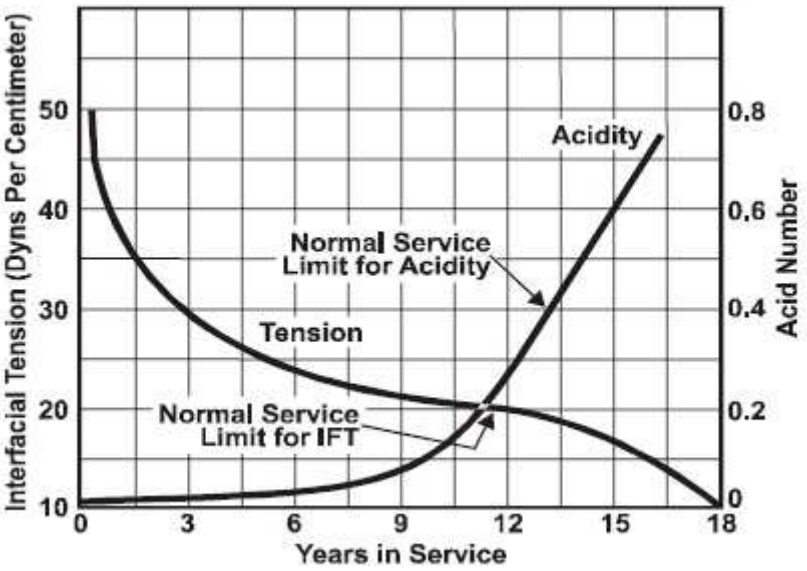


Figure 5.17 Relation entre la tension interfaciale et l'acidité en fonction de la dégradation de l'huile [121].

c) Mesure de l'acidité

Étant donné qu'il existe une relation entre la tension interfaciale et l'acidité, la mesure de l'acidité des différents échantillons suite à l'application du champ électrique et à l'ajout du papier permettra de confirmer ou d'infirmer les résultats obtenus lors de l'analyse des mesures de la tension interfaciale [121]. L'augmentation des acides formés par l'oxydation est utilisée comme un indicateur de la dégradation des huiles. Une huile

neuve ne devrait contenir pratiquement pas d'acide et pour ce faire son acidité devrait être inférieure à 0,03 mg KOH/g [76].

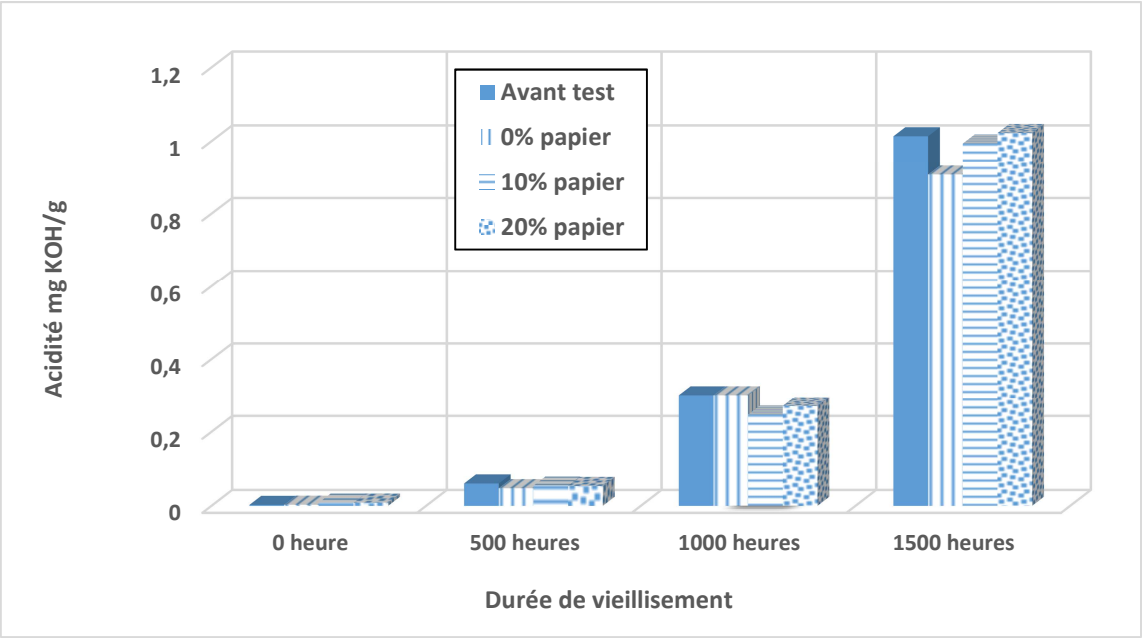


Figure 5.18 Évolution de l'acidité en fonction du vieillissement, du champ électrique et du ratio de papier.

La figure 5.18 ci-dessus, représente les résultats de la mesure de l'acidité. Elle met en évidence l'impact du vieillissement thermique entrainant l'augmentation de la quantité des composés acides dissous dans l'huile.

L'application du champ électrique entraine une augmentation de l'acidité dans le cas d'une huile neuve, mais en ce qui concerne les huiles vieillies, elle entrainerait plutôt, une légère diminution de l'acidité. L'analyse des résultats montrent que pour le cas d'une huile neuve et une huile vieillie à 500 heures, l'ajout du papier entrainerait une augmentation sensible de l'acidité qui serait probablement due à une catalyse de

l'oxydation de l'huile par l'eau produite par le papier. Concernant les huiles vieillies, l'ajout du papier n'influence pas de façon significative l'acidité. Pour l'huile vieillie à 1000 heures, l'ajout du papier entrainerait plutôt une légère diminution de l'acidité, ce qui serait probablement dû à l'effet de filtrage du papier.

d) La Turbidité (NTU)

La Figure 5.19 représente l'évolution des produits non dissous des échantillons d'huile en fonction du vieillissement et de la présence du papier suite à l'application du champ électrique.

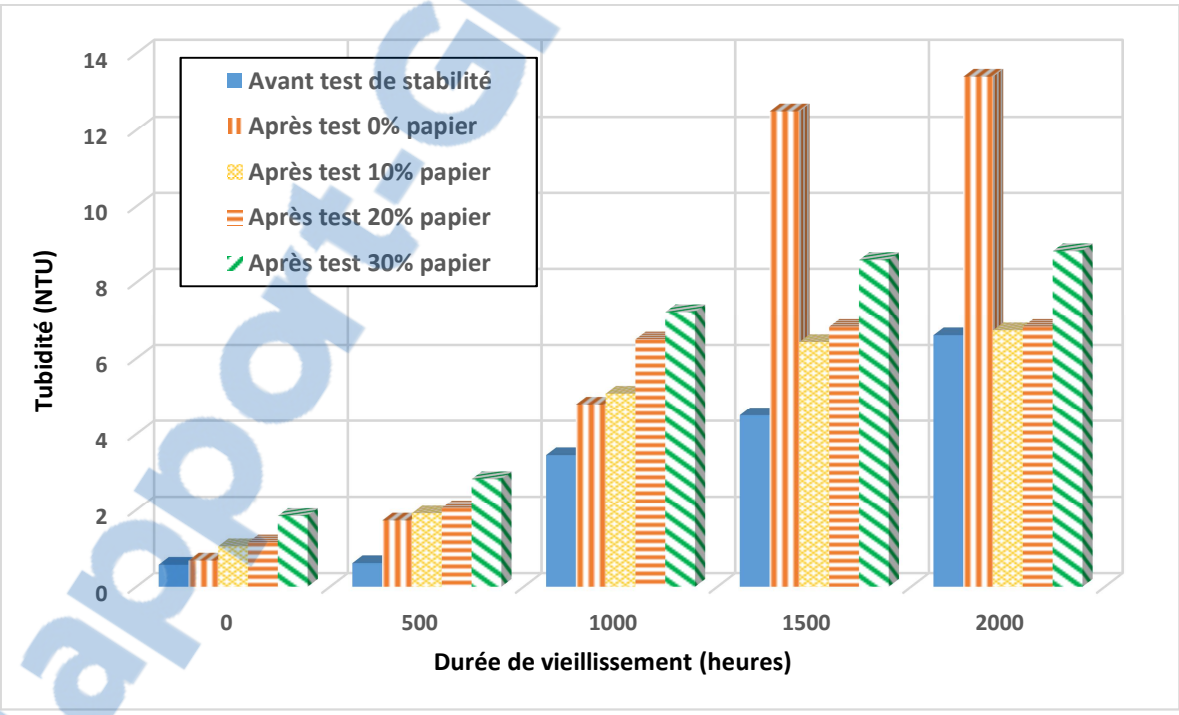


Figure 5.19 Évolution de la turbidité en fonction du vieillissement et du ratio papier/huile après l'application du champ électrique.

Rapport-Gratuit.com

L'application de la décharge électrique aux échantillons d'huile neuve et vieillies (500 et 1000 heures) sans papier, entraine une augmentation de leur turbidité. Cette augmentation indique une augmentation de la quantité des suspensions colloïdales insolubles. L'ajout du papier entraine également une augmentation des produits non dissous qui est proportionnelle au ratio du papier/huile. Ces produits proviendraient probablement des produits issus de l'oxydation qui se seraient incrustés dans les interstices du papier durant le vieillissement thermique pour les vieillies à 500 et 1000 heures. Dans le cas du papier neuf, cette augmentation pourrait être due à la présence dans l'huile de fibres/particules issues du papier.

Dans les cas des huiles vieillies à 1500 et 2000 heures, l'ajout du papier entraine une nette diminution des produits non dissous. Cette diminution met une fois de plus l'emphase sur la capacité de filtrage du papier.

5.4.3.3 Analyse des résultats par la spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier

Les figures suivantes représentent les résultats des tests effectués par spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier (FTIR), sur les différents échantillons des huiles vieillies et neuves, sans papier et avec un ratio de 10 % de papier. Ces tests serviront à identifier les composants des échantillons avant et après l'application de la contrainte électrique et de fournir des pistes d'explication des résultats précédents.

La figure 5.20 permet de définir la nature des composés issus de la dégradation thermique de l'huile utilisée pour nos expériences. Selon les résultats obtenus, le vieillissement d'une huile suite à l'application d'une contrainte thermique se traduit par la formation des composés aromatiques qui augmentent (formation des liaisons C=C matérialisés par la présence des pics à 1610 cm^{-1} durant la décomposition).

Dans la bande 1750-1700 cm^{-1}, le processus d'oxydation entraine la formation des liaisons C=0 [122, 123]. Cette oxydation entraine l'apparition sur les spectres des pics des aldéhydes, des cétones, des acides carboxyliques RCOOH et de leurs dérivés à 1710 cm^{-1}. Ces différents composés entrainent la diminution de la tension interfaciale et l'augmentation de l'acidité.

L'absorbance indique que la durée du vieillissement entraine l'augmentation des composés issus de la dégradation de l'huile. Cette augmentation se traduit physiquement par le changement de couleur de l'huile qui devient de plus en plus foncée, l'augmentation des produits dissous et non dissous dans l'huile.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

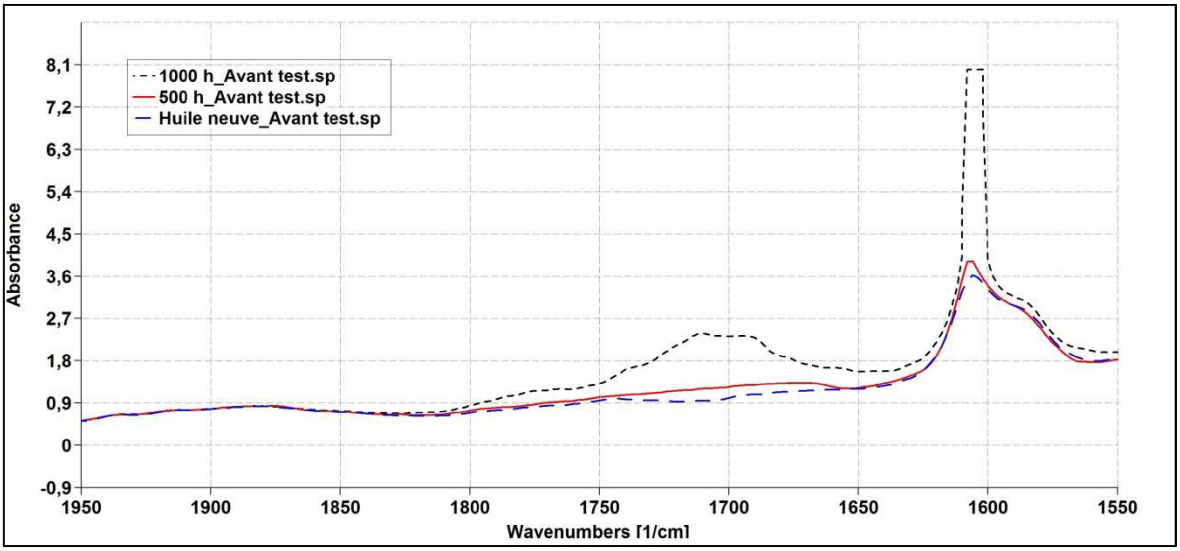


Figure 5.20 Effet du vieillissement sur l'absorbance mesurée par la spectroscopie infrarouge.

Pour l'huile neuve (Figure 5.21), nous constatons une augmentation de la bande d'absorbance à 1600cm^{-1} après l'application de la décharge électrique. La longueur d'onde à 1600 cm^{-1} étant spécifique aux groupes aromatiques C=C [122, 123] , nous pouvons conclure que l'application de la contrainte électrique entraine une augmentation de ces groupes. La présence de ces liaisons double indique la décomposition de l'huile qui se traduit par, l'augmentation des produits dissous et des produits non dissous et une légère diminution de la tension interfaciale.

À 1710cm^{-1} (C=O), aucune absorption considérable n'est observée; ce qui signifie que la décharge électrique, n'influence par considérablement la tension interfaciale.

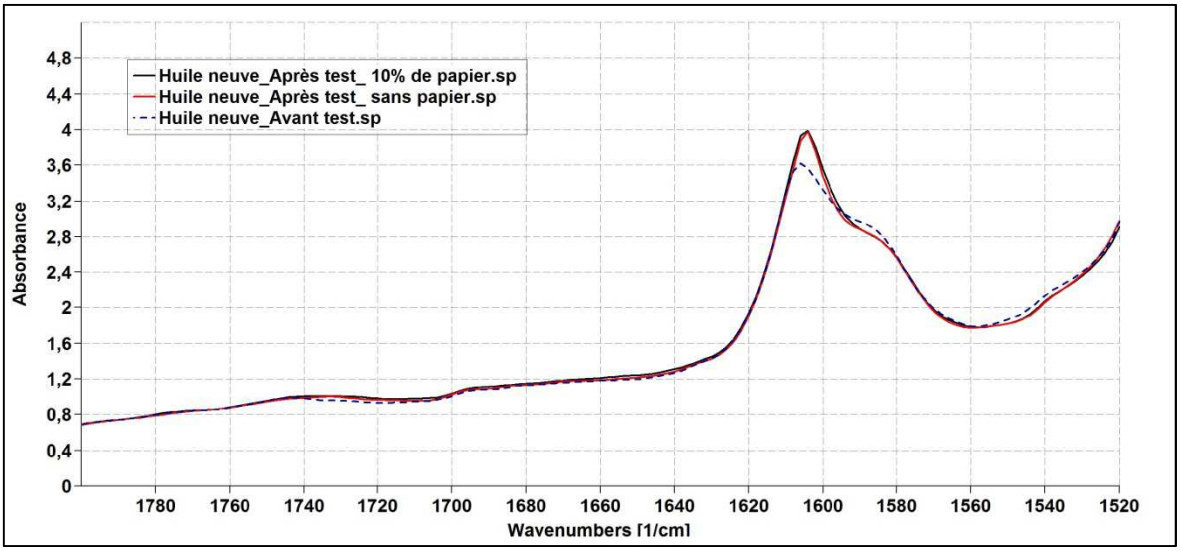


Figure 5.21 Effet de la contrainte électrique sur l'absorbance mesurée par la spectroscopie infrarouge pour une huile neuve avec et sans papier.

Concernant les échantillons d'huile vieillie à 500 et 1000 h (Figures 5.22 et 5.23), l'application de la contrainte électrique a entrainé la diminution des groupes aromatiques formés par la création des liaisons double C=C au cours du vieillissement thermiques (détectables à 1600 cm^{-1}). C'est la diminution des ces produits d'oxydation qui entraine l'éclaircissement de l'huile. Concernant le cas de l'huile vieillie à 500 h, le papier se serait comporté comme un filtre, ce qui aurait entrainé la diminution de l'absorption après le test avec 10 % de papier. Pour l'huile vieillie à 1000 h, nous avons constaté que l'absorbance en présence du papier est plus élevée que celle obtenue sans papier. Cela peut s'expliquer par le fait que pour des durées de vieillissement élevées, le papier n'arrive plus à retenir les produits issus de l'oxydation, ayant probablement atteint ses capacités de filtrage.

Cependant à 1710 cm^{-1} (C=O), pour chaque durée de vieillissement, nous ne constatons pas de modification considérable sur l'absorbance. Ce qui signifie, que la tension interfaciale et l'acidité ne sont pas influencée par la décharge électrique.

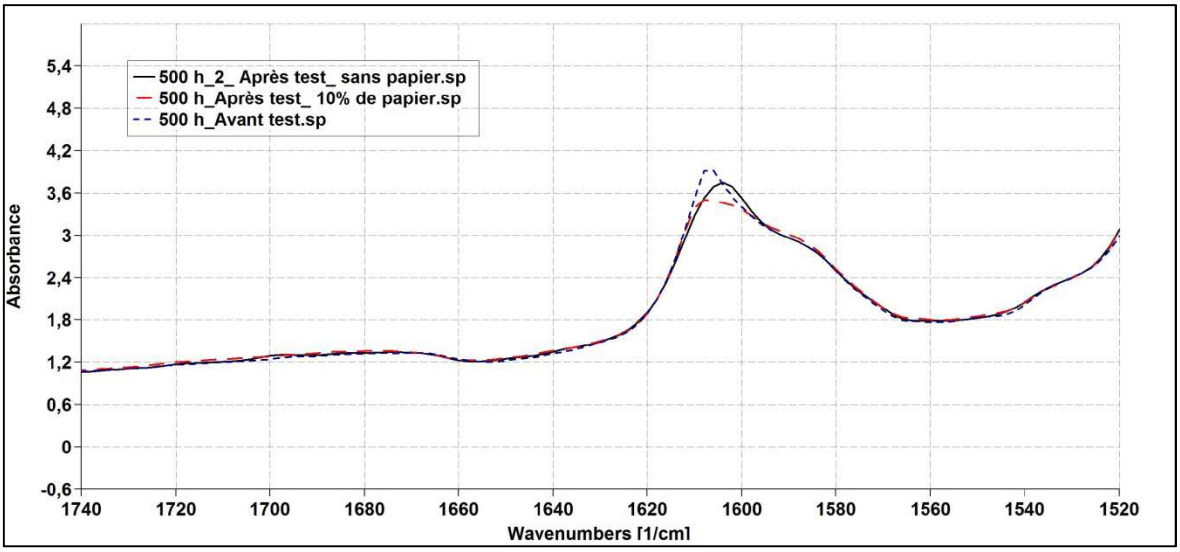


Figure 5.22 Effet de la contrainte électrique sur l'absorbance mesurée par la spectroscopie infrarouge pour une huile vieillie à 500 heures avec et sans papier.

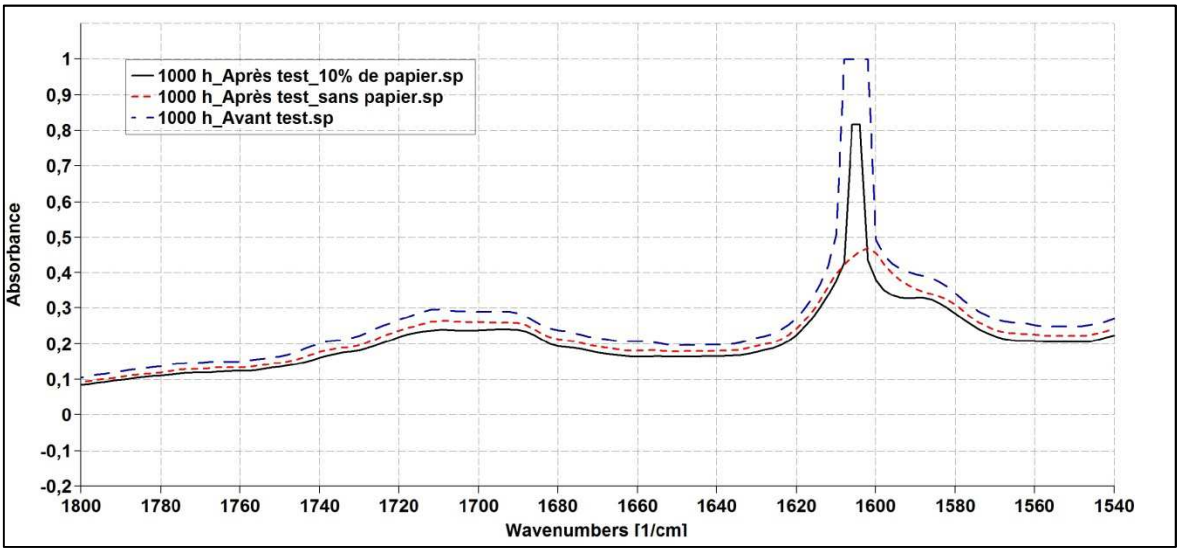


Figure 5.23 Effet de la contrainte électrique sur l'absorbance mesurée par la spectroscopie infrarouge pour une huile vieillie à 1000 heures avec et sans papier.

5.4.3.4 Impact du papier sur les caractéristiques électriques de l'huile

Comme nous pouvons le constater sur la Figure 5.24, la présence du papier entraine une diminution du facteur de dissipation électrique dans le cas des huiles vieillies, alors que dans le cas d'une huile neuve, l'ajout du papier entraine plutôt une augmentation. En effet les valeurs du facteur de dissipation obtenues après le test de stabilité sans papier sont influencées par les produits de dégradation causés par la rupture des liaisons de valence des molécules d'hydrocarbure suite à l'application du champ électrique, et ce, tant dans le cas d'une huile neuve qu'une huile vieillie.

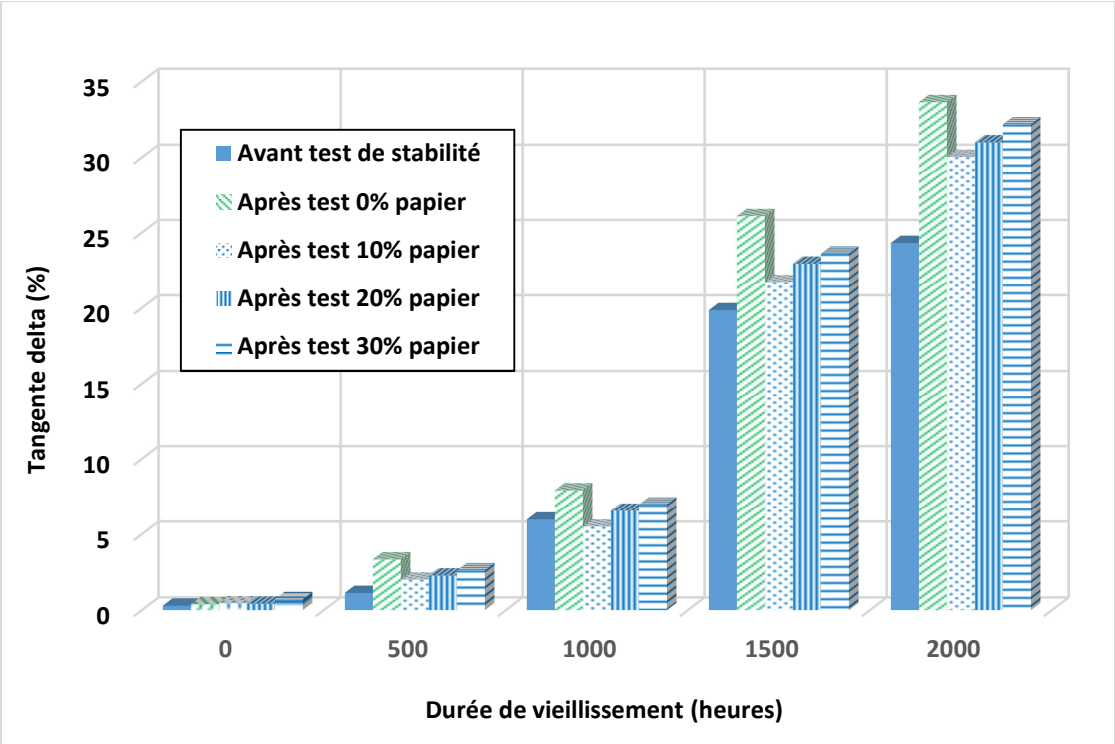


Figure 5.24 Facteur de dissipation de l'huile avant et après le test de stabilité.

Pour les huiles vieillies, le papier agit comme un filtre en retenant les produits colloïdaux nés de la recombinaison des molécules brisés par l'injection des électrons apportés par le champ électrique. Ce même phénomène qui a été observé dans le cas de la mesure des produits dissous, nous amène à supposer que ce sont les produits de faibles poids moléculaires dissous dans l'huile qui sont filtrés par le papier.

5.5 Conclusion

Le travail faisant l'objet de ce chapitre avait pour objectif de mettre en évidence l'effet du papier sur la tendance à la production des gaz du complexe papier/huile sous l'effet d'une décharge électrique. En effet depuis la découverte de la destruction des équipements de puissance, remplies d'huile par la présence des bulles de gaz, plusieurs travaux ont été entrepris dans le but de mieux comprendre ce phénomène. Les différents travaux effectués selon les prescriptions de l'ASTM D6180 ne concernent que l'huile sans prendre en compte la présence du papier. Ce présent travail se voulait donc novateur en prenant en compte la présence du papier dans le test de la stabilité sous l'effet d'un champ électrique.

Les résultats des travaux effectués ont permis de montrer que la présence du papier a un impact non seulement sur la quantité de gaz produits, mais également sur les caractéristiques physicochimiques de l'huile.

Concernant les gaz, les travaux ont montré que la présence du papier entrainait une augmentation des gaz produits par le complexe papier/huile, en fonction de la quantité du papier.

Nous avons pu noter également que le papier se comporterait comme un filtre en retenant les produits dissous et non dissous. La diminution des produits de dégradation entraine une réduction du facteur de dissipation diélectrique.

Également, les résultats des travaux ont permis de montrer que la présence du papier entrainerait une augmentation de l'humidité produite par le complexe papier/huile. Cette augmentation de l'humidité combinée à l'effet de la température, accélèrerait la dégradation de l'isolation.

CHAPITRE 6

IMPACT DE LA QUALITÉ DE L'ISOLATION PAPIER/HUILE SUR LE RENDEMENT DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

6.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous abordons l'impact de la qualité de l'isolation des transformateurs sur leur rendement. Il s'agira de montrer par un exemple numérique et par des mesures de puissance dissipée dans le diélectrique, la nécessité pour les utilisateurs de veiller sur l'état de la qualité de l'isolation des transformateurs.

6.2 Contexte de l'étude

De nos jours, compte tenu des améliorations apportées dans la fabrication des transformateurs, de très bonnes performances et des rendements compris entre 97 et 99% sont atteints. Cependant, leur très grand nombre (Tableau 6-1) et leurs régimes de fonctionnement (fonctionnent pour la plupart en permanence) entrainent des pertes d'énergie considérables.

Type	Isolation liquide (< 250kVA)	Isolation liquide (> 250kVA)	Transformateurs secs (toute puissance)	Nombre total des Transformateurs de distribution
Unité de puissance	1900000	1100000		3000000
Commercial	50000	150000	300000	500000
Industries et mines	50000	350000	100000	500000
Total	2000000	1600000	400000	4000000

Tableau 6-1 Transformateurs de distribution en Europe de l'ouest [124].

La consommation mondiale totale d'énergie électrique par an est estimée à 15 889 térawattheures (TWh) et les pertes électriques totales dans tous les systèmes de distribution à travers le monde sont estimées à 1412 TWh, soit environ 8,89% de l'énergie électrique totale consommée (Tableau 6-2). Environ 30-35% de ces pertes sont générées dans les transformateurs des réseaux de distribution [124].

Rapport-Gratuit.com

Région	Consommation électrique totale (TWh)	Pertes des réseaux (TWh)	Les pertes des réseaux (en% de la consommation totale)
Toute l'Europe	3046	222	7,3
Europe de l'Ouest	2540	185	7,3
ex-URSS	1135	133	11,7
Amérique du nord	4293	305	7,1
Amérique du sud	1057	192	183
Asie	2992	292	9,76
Japon	964	44	4,6
Australasie	219	21	9,5
Chine	1312	94	7,2
Inde	497	133	26,7
Afrique et Moyen-Orient	826	83	20,0
TOTAL	15889	1412	8,89

Tableau 6-2 Consommation mondiale totale d'énergie électrique et pertes d'énergie dans les réseaux électriques [124].

La perte totale dans les transformateurs a une contribution non négligeable au réchauffement planétaire et au changement climatique [13, 32, 33]. Ainsi, même de petites améliorations au niveau des rendements des transformateurs conduiront à des réductions significatives du besoin en capacité de production et donc des émissions des gaz à effet de serre dans le cas des centrales thermiques.

Des études estiment qu'environ 40-80% des pertes au niveau des transformateurs (à savoir 145-290 TWh) peuvent être potentiellement réduites en améliorant encore un peu plus les rendements des transformateurs (Tableau 6-3) [124].

Pays / Région	Perte annuelle dans les transformateurs de distribution (TWh)	Potentiel annuel d'économie d'énergie (TWh)	Potentiel de réduction annuelle des émissions de CO_2 (Millions de Tonnes)
Europe de l'Ouest	55	22	9
États-Unis	141	84	60
Australie	6	3	3
Inde	6	3	3
Chine	33	18	13
Japon	44	31	12
TOTAL	**285**	**161**	**100**

Tableau 6-3 Économies d'énergie potentielles et atténuation possible des gaz à effet de serre à partir de la réduction des pertes des transformateurs [124].

Plusieurs travaux ont dès lors été entrepris dans le but d'améliorer sans cesse le rendement des transformateurs [12, 124, 125]. Ces travaux portent essentiellement sur l'amélioration des pertes à vide dues à la conception, à savoir :

- les pertes dans la cuve dues aux bornes de traversées haute-intensité,
- les pertes au niveau des points de jonctions des noyaux et
- les pertes parasites dans la cuve des transformateurs [126].

Selon Olivares [127], l'expression des pertes à vide devra prendre en considération les pertes diélectriques :

$$Pertes\ \text{à}\ vide = P_f + P_h + P_D \qquad (6.1)$$

Avec : P_f = Pertes par courant de Foucault (W)

P_h = Pertes par hystérésis (W)

P_D = Pertes diélectriques (W).

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

6.3 Circuit équivalent d'une isolation d'un transformateur en courant alternatif

Un matériau isolant placé entre deux conducteurs peut être modélisé de manière simplifiée comme une connexion parallèle d'une capacité et *d'*une résistance (Figure 6.1). C représente la capacité entre les deux conducteurs et R est la résistance d'isolement de l'isolant; elle est toujours ≥ 10^{12} Ω [31].

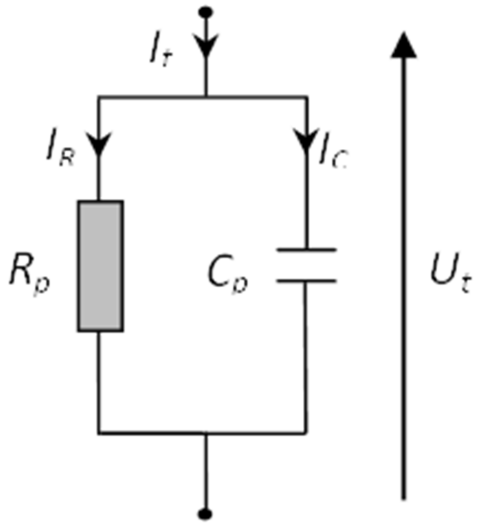


Figure 6.1 Circuit équivalent RC parallèle.

Cette configuration traduit le fait qu'en appliquant une tension alternative à un isolant, il y a circulation d'un courant de fuite dû aux composantes résistive (I_R) et capacitive (I_C). Ce courant de fuite qui est négligeable pour un isolant de bonne qualité, peut durant le vieillissement, devenir important et présenter un danger pour les personnes et les équipements.

L'impédance Zp équivalente du circuit RC parallèle de la Figure 6.1 est:

$$Z_p = \frac{R_p}{1 + jR_p C_p \omega} \qquad (6.2)$$

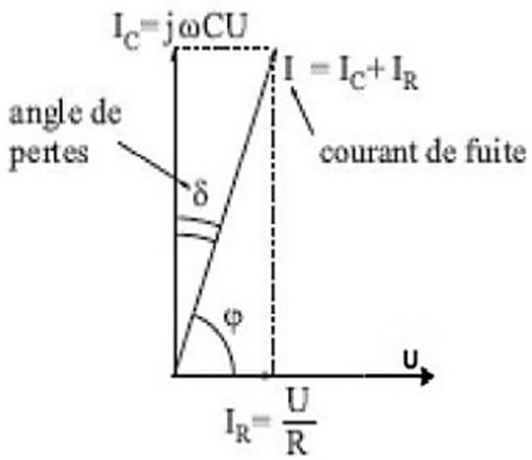
Le facteur de dissipation diélectrique est exprimé par l'expression suivante:

$$tan\delta = \frac{1}{R_p C_p \omega} \qquad (6.3)$$

Les pertes diélectriques sont représentées par les pertes joules à travers Rp, soit:

$$P_D = {U^2}/{R_P} = \omega C_P U^2 tan\delta \qquad (6.4)$$

Il est à noter que pour un bon isolant, le courant Ic est 100 fois plus grand que I_R , et décrit un angle d'environ 90° avec la tension appliquée. Pour une limite acceptable, Ic doit être environ égal à 50 I_R et avoir un angle θ environ égal à 88° [31]. La Figure 6.2 représente une illustration vectorielle du courant et de la tension du diélectrique ainsi que les différents angles (θ et φ).



δ = angle de pertes
φ = déphasage entre la tension U appliquée aux conducteurs et le courant de fuite I traversant l'isolant
cosφ= facteur de puissance : représente les pertes dans le diélectrique.
tanδ = facteur de dissipation diélectrique
Ic = courant de charge
I_R = courant de perte
L'angle de pertes caractérise la qualité d'un isolant :
- **Bon isolant** → résistance d'isolement **R** élevée et **δ** faible
- **Mauvais isolant** → **R** faible et **δ** élevé.

En pratique le facteur de dissipation tanδ varie entre 10^{-2} et 10^{-4}

Figure 6.2 Représentation du facteur de puissance et du Facteur de dissipation diélectrique.

Jusqu'à présent, et au meilleur de nos connaissances, les différents travaux ont porté principalement sur l'amélioration des pertes dues à la conception à savoir, les pertes en charge et les pertes à vide.

Nous proposons dans ce volet de recherche, d'évaluer l'impact des pertes dues à la qualité de l'isolation, principalement la qualité de l'huile, sur le rendement des transformateurs.

La dégradation de l'isolation des transformateurs de puissance se traduit du point de vue électrique par une augmentation des pertes diélectriques. L'expression de la puissance perdue dans l'isolation (P_D), est donnée par l'équation (6.4). Un réseau typique pouvant contenir une centaine de transformateurs, il s'avère important de pouvoir

quantifier les pertes dues à la dégradation de l'isolation qui représentent pour les producteurs et les distributeurs d'énergie électrique une énorme perte d'énergie [128].

6.4 Méthodologie

Pour l'atteinte de l'objectif assigné à cette partie, nous allons déterminer la puissance dissipée dans le diélectrique à partir d'un exemple numérique et de mesures effectuées sur un transformateur modèle.

Concernant l'exemple numérique, nous allons calculer la puissance en simulant plusieurs cas de figures, à partir des paramètres suivants :

- le facteur de dissipation diélectrique qui est fonction de la qualité de l'huile (neuve, légèrement vieillie, moyennement vieillie et fortement vieillie),
- le type d'huile (minérale, ester synthétique, ester naturel, silicone) et,
- la tension de service.

Pour la partie expérimentale, nous allons mesurer la puissance diélectrique dissipée dans le diélectrique en prenant en compte les paramètres suivants :

- Le vieillissement,
- la température de service,
- la tension de service.

L'évaluation de la puissance perdue permettra de quantifier le gain ou l'économie de puissance qui pourra être réalisée par une minimisation des pertes associées à la qualité du complexe papier-huile. Nous terminerons cette étude par une évaluation de l'impact des pertes diélectriques sur la production des gaz à effet de serre, principalement le dioxyde de carbone, dans le cas des centrales thermiques.

Dans cette partie, la conception et la réalisation d'un transformateur modèle est nécessaire. Ce modèle permettra de mesurer la variation des paramètres diélectriques en fonction de la température et de la qualité de l'isolation.

6.5 Résultats et discussions

Dans cette partie nous allons présenter les résultats obtenus à partir du calcul des pertes par un exemple numérique et celles obtenues à partir des mesures des pertes effectuées sur un transformateur.

6.5.1 Quantification des pertes par un exemple numérique

6.5.1.1 Détermination des paramètres nécessaires à l'évaluation des pertes

a) Capacitance du transformateur

L'utilisation de l'équation (6.4) pour la quantification des pertes diélectriques, nécessitera la détermination des valeurs de la capacitance et du facteur de dissipation. Afin de simuler l'influence de la qualité de l'isolation sur les pertes diélectriques, nous

allons utiliser les valeurs limites recommandées par la norme IEC 60422 relatives à la détermination des valeurs du facteur de dissipation [76]. La capacité C_m peut être directement mesurée entre les bornes du transformateur ou calculée à partir de la relation $C_m = \varepsilon_r * C_0$. La valeur de la capacité géométrique C_0 du transformateur est déterminée à l'aide de la formule suivante, si les dimensions géométriques sont connues:

$$C_0 = \frac{\varepsilon_0 2\pi h}{log\left(\frac{R_{HT}}{R_{BT}}\right)} \quad (6.5)$$

Où h est la hauteur moyenne des enroulements,R_{HT} et R_{BT} étant respectivement les rayons des enroulements haute tension et basse tension [129].

ε_0 représente la permittivité électrique du vide (8,84 10^{-12} Fm^{-1})

La permittivité relative ε_r représente la permittivité du complexe papier-huile du système d'isolation du transformateur. En tenant compte des permittivités relatives de l'huile ε_{huile} et du papier $\varepsilon_{papier,}$ la permittivité relative ε_r du complexe papier-huile peut être déterminée par la relation suivante :

$$\varepsilon_r = \frac{\varepsilon_{papier} * \varepsilon_{huile}}{\varepsilon_{papier}(1-X) + \varepsilon_{huile} * X} \qquad (6.6)$$

où X est la quantité relative de papier du complexe papier-huile. La valeur de X est typiquement comprise dans une plage de 20 à 50 % dans le cas d'un transformateur [29].

Les caractéristiques des transformateurs sont les suivantes :

Transformateur	T1	T2	T3
Puissance nominale (MVA)	500	190	600
Tension nominale (kV)	245/21	236/21	400/30
Année de fabrication	1971	1969	-
Espaceurs	72	40	36
La largeur des espaceurs (mm)	25	25	15
Rayon bobine HT (mm)	845	754	1028
Rayon bobine BT (mm)	760	684	932
Hauteur des bobines (mm)	2200	1615	2170
Carton (mm)	36	42	31
Conduit total de l'huile (mm)	49	28	65
C_0(nF)	3,20	2,92	3,18
ε_{papier}	4,812	4,273	4,9
ε_{huile}	2,2	2,2	2,2

Tableau 6-4 Caractéristiques des transformateurs utilisés [130].

A l'aide des données du Tableau 6-4 et des équations (6.5) et (6.6), nous pouvons déterminer les paramètres de l'isolation qui seront nécessaires pour le calcul de la puissance perdue dans le diélectrique, en particulier la permittivité relative et la capacitance. Les résultats des calculs sont reportés dans le Tableau 6-5.

Ratio Papier/huile	**20%**		
Transformateur	T1	T2	T3
X	0,2	0,2	0,2
ε_r	2,468	2,437	2,472
C_m(nF)	7,897	7,122	7,867

Tableau 6-5 Détermination des paramètres de l'isolation.

b) Facteur de dissipation du complexe papier/huile.

Le facteur de dissipation équivalent de l'isolation papier huile d'un transformateur, peut être déterminé en assimilant le système d'isolation à une isolation inhomogène imprégnée [131].

$$tan\delta_e = \frac{tan\delta_{huile}}{1 + \frac{1-p}{p} * \frac{\varepsilon_{r\ huile}}{\varepsilon_{r\ papier}}} + \frac{tan\delta_{papier}}{1 + \frac{p}{1-p} * \frac{\varepsilon_{r\ papier}}{\varepsilon_{r\ huile}}} \quad (6.7)$$

Où p est porosité du papier et γ est la densité

$$p = 1 - \frac{\gamma_{papier}}{\gamma_{cellulose}} \quad (6.8)$$

Comme nous l'avons signalé plus haut, la détermination de la puissance dissipée dans l'isolation en fonction de la qualité de l'huile, sera conduite en partant du cas d'une huile neuve au cas d'une huile fortement vieillie. Le Tableau 6-6 représente les valeurs des facteurs de dissipation de l'huile et du papier à différents stades de vieillissement [132].

Facteur de dissipation	Huile neuve	Légèrement vieillie	Moyennement vieillie	Fortement vieillie
	0,003	0,015	0,05	0,09
Facteur de dissipation à 65° @ 60Hz	**Papier neuf**	**Légèrement vieilli**	**Moyennement vieilli**	**Fortement vieilli**
	0,015	0,025	0,06	0,11
	γ papier = 1,2 γ cellulose = 1,6			

Tableau 6-6 Facteur de dissipation des huiles et des papiers en fonction de la norme [132, 133].

6.5.1.2 Puissance dissipée dans le diélectrique en fonction de la qualité de l'huile

La puissance dissipée a été quantifiée en faisant varier pour chaque transformateur, le facteur de dissipation dont la valeur est fonction de la qualité de l'isolation. Les résultats du calcul sont présentés dans le tableau ci-après.

RapportGratuit.com

Qualité de l'huile	TRANSFORMATEUR 1 500 MVA; 245 kV		TRANSFORMATEUR 2 190 MVA; 236 kV		TRANSFORMATEUR 3 600 MVA; 400 kV	
	Cm = 7,9 nF		Cm = 7,12 nF		Cm = 7,9 nF	
	Pertes (W)	Pertes (MWh/an)	Pertes (W)	Pertes (MWh/an)	Pertes (W)	Pertes (MWh/an)
Huile neuve	1777	15,6	1538	13,5	4697	41,1
Légèrement vieillie	3715	32,5	3152	27,6	9850	86,3
Moyennement vieillie	9972	87,4	8386	73,5	26472	231,9
Fortement vieillie	18156	159	15277	133,8	48195	422,2

Tableau 6-7 Puissance dissipée dans les transformateurs en fonction du facteur de dissipation pour un ratio de 20 %.

L'analyse des résultats de la quantification des pertes électriques permet de montrer effectivement que les pertes dues à la puissance dissipée dans l'isolation ne peuvent être négligées. En effet, les calculs font ressortir qu'une huile même neuve, entraine des pertes dans le diélectrique. Les pertes sont généralement influencées par la qualité de l'huile, la tension et la puissance des transformateurs. Nous remarquons que l'augmentation de la puissance dissipée est directement proportionnelle à l'augmentation du facteur de dissipation qui est influencée par la qualité de l'isolation. Cette augmentation nous interpelle sur la nécessité de maintenir la qualité de l'isolation à un niveau acceptable. Car, en plus d'une destruction prématurée de l'isolation par la chaleur dégagée due à la puissance dissipée, c'est également une perte d'énergie énorme pour les exploitants des réseaux d'énergie électrique. Cette perte due à la dissipation de la

puissance dans l'isolation contribue à la réduction de l'efficacité énergétique des réseaux d'énergie électrique.

a) Impact des pertes sur la production de l'énergie électrique

Nous allons dans ce paragraphe mettre en évidence l'impact des pertes liées à la qualité de l'isolation sur l'efficacité énergétiques des réseaux d'énergie électrique, ainsi que leurs effets sur la génération des gaz à effet de serre.

Pour ce faire, nous allons considérer le cas d'une huile fortement vieillie, pour calculer les pertes diélectriques générées par un réseau typique de 100 transformateurs. Les résultats des calculs sont reportés dans le tableau ci-après.

Qualité de l'huile	TRANSFORMATEUR 1 500 MVA; 245 kV	TRANSFORMATEUR 2 190 MVA; 236 kV	TRANSFORMATEUR 3 600 MVA; 400 kV
Pertes (MWh/an/transformateur)	159	133,8	422,2
Cas d'un réseau typique de 100 transformateurs (MWh/an)	15 900	13 380	42 220

Tableau 6-8 Puissance annuelle dissipée dans le diélectrique des transformateurs 1,2 et 3.

Pour mieux faire ressortir l'impact de l'énergie dissipée dans l'isolation, nous allons la comparer à l'énergie électrique totale consommée par les différentes provinces du Canada en 2007. Le Tableau 6-9 représente les données de la consommation électrique du Canada par province en MWh.

Après analyse, nous constatons que la puissance perdue dans le diélectrique est suffisante pour alimenter annuellement certaines provinces telles que : Île-du-Prince-Édouard, le Yukon et le Nunavut comme l'indique le Tableau 6-9. En considérant les pertes

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

totales générées par l'ensemble des transformateurs de puissance et de distribution, ces pertes seront encore plus importantes. Ainsi, une amélioration même légère au niveau de la réduction des pertes diélectriques permettra de rendre encore plus efficace les réseaux électriques par le gain d'une énergie disponible.

Géographie	2007			
	septembre	octobre	novembre	Décembre
Terre-Neuve-et-Labrador	2 689 572	2 337 306	4 024 883	4 892 927
Île-du-Prince-Édouard	10 491	11 685	13 071	14 353
Nouvelle-Écosse	930 494	1 008 735	1 069 095	1 168 050
Nouveau-Brunswick	1 186 223	1 083 536	1 476 371	1 513 684
Québec	11 706 475	14 342 718	15 999 397	18 385 158
Ontario	11 947 963	12 086 024	12 342 047	13 796 687
Manitoba	2 792 125	2 888 378	3 155 066	3 027 388
Saskatchewan	1 430 937	1 542 279	1 552 162	1 780 780
Alberta	4 824 094	5 098 604	5 253 557	5 434 537
Colombie-Britannique	5 125 738	6 077 131	6 223 613	7 219 142
Yukon	24 591	27 221	34 506	27 761
Territoires du Nord-Ouest	51 194	59 453	60 084	63 355
Nunavut	11 419	12 914	13 303	14 346

Tableau 6-9 Données de la consommation électriques du Canada par province en MWh [134].

b) Impact des pertes sur la production des gaz à effet de serre

Nous avons pour ce même cas évalué la production annuelle de CO_2 causée par les pertes diélectriques, les résultats sont reportés dans le tableau ci-après.

Qualité de l'huile	TRANSFORMATEUR 1 500 MVA; 245 kV	TRANSFORMATEUR 2 190 MVA; 236 kV	TRANSFORMATEUR 3 600 MVA; 400 kV
Production annuelle de CO_2 (kg/an/transformateur)	46110	38802	122438
Cas d'un réseau typique de 100 transformateurs (MWh/an)	4611000	3880200	12243800
Électricité : 0.29 kg CO_2/kWh			

Tableau 6-10 Évaluation de la quantité de CO_2 produite par les pertes diélectriques des transformateurs 1,2 et 3.

Toute l'énergie électrique mondiale produite, ne provient pas uniquement des centrales hydrauliques ou éoliennes qui sont considérées des énergies propres. Les deux figures ci-dessous représentent les différents moyens de production de l'énergie électrique au Canada et aux États-Unis. L'analyse des données de ces figures permet de constater qu'environ 17% (pour le Canada) et 44% (pour les Etats-Unis) de l'électricité sont produites par des centrales thermiques, génératrices des gaz à effet de serre [135].

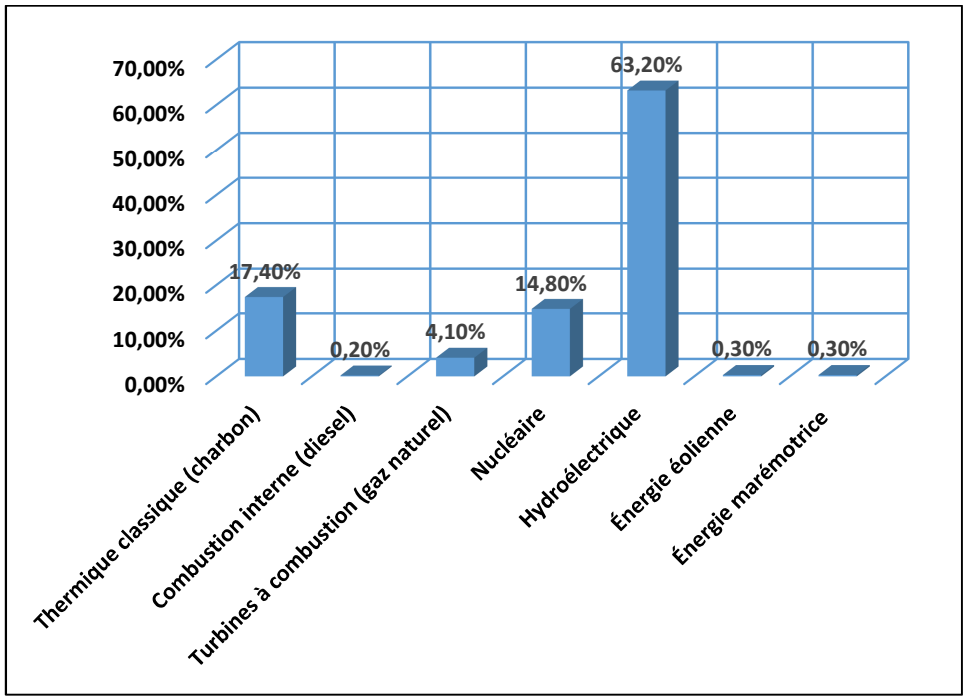


Figure 6.3 Production totale nette d'électricité (Canada 2009) [135].

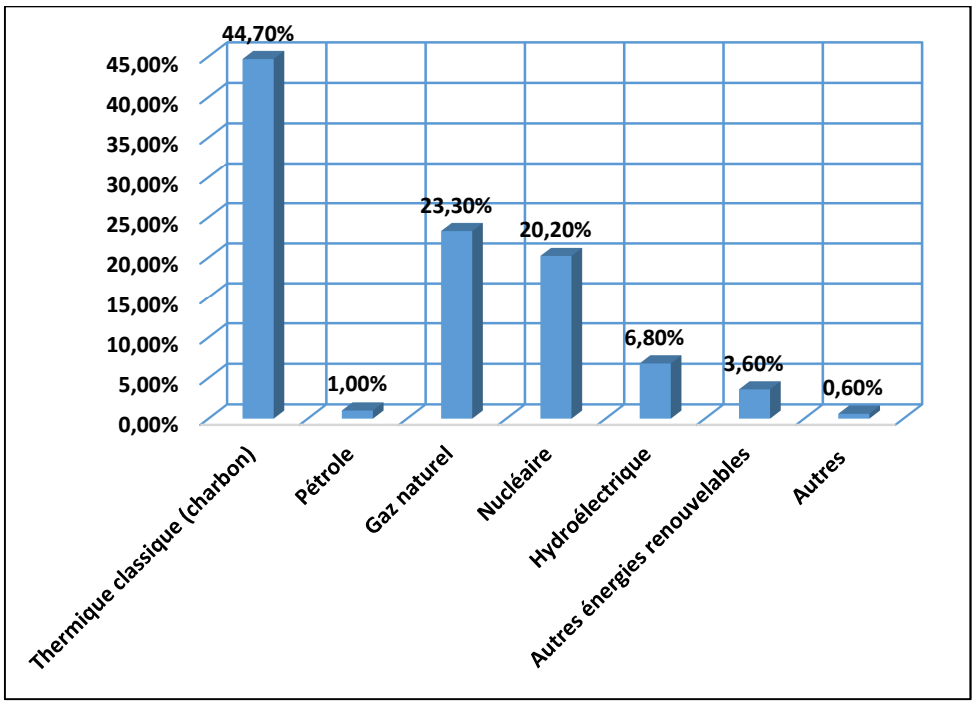


Figure 6.4 Production totale nette d'électricité (USA 2009) [135].

La réduction des pertes diélectriques permettra de réduire la quantité de CO_2 produite, bénéfique à l'environnement. Cette réduction entrainera également une économie non négligeable des matières premières utilisées pour la production de l'énergie dans les centrales thermiques (charbon, pétroles et gaz).

6.5.1.3 Puissance dissipée dans le diélectrique en fonction du type d'huile

Afin de mettre en évidence les effets des différents types d'huiles (silicone, minérale, ester synthétique et ester naturel), nous allons estimer les pertes diélectriques, en considérant les valeurs des facteurs de dissipation des différentes huiles (neuves) par rapport aux indications de la norme et des données des fabricants [136-139]. A l'aide des équations (6.7), (6.8) et des données du papier du Tableau 6-6, nous avons déterminé les facteurs de dissipation du complexe papier/huile des transformateurs (Tableau 6-11).

Type d'huile	**Tangente delta**		
	T1	T2	T3
Silicone	0,00912492	0,00869439	0,00863645
Minérale	0,01636079	0,01572783	0,01564391
Ester synthétique	0,04822464	0,04736298	0,0472599
Ester naturel	0,0864472	0,08472331	0,08451277

Tableau 6-11 Facteur de dissipation de l'isolation papier/huile des transformateurs.

A l'aide des données du Tableau 6-11, nous avons estimé les puissances dissipées dans le diélectrique des différents transformateurs. Les résultats du calcul sont présentés dans le Tableau 6-12.

Type d'huile	TRANSFORMATEUR 1 500 MVA; 245 kV		TRANSFORMATEUR 2 190 MVA; 236 kV		TRANSFORMATEUR 3 600 MVA; 400 kV	
	Pertes (W)	**Pertes (MWh/an)**	**Pertes (W)**	**Pertes (MWh/an)**	**Pertes (W)**	**Pertes (MWh/an)**
Silicone	1361	11,9	1555	13,6	4081	35,8
Minérale	2452	21,5	2806	24,6	7403	64,9
Ester Synthétique	7208	63,1	8471	74,2	22447	196,6
Ester naturel	12920	113,2	15137	132,6	40101	351,3

Tableau 6-12 Puissance dissipée dans le diélectrique des transformateurs 1,2 et 3. en fonction des différents types d'huile.

Les calculs font ressortir que pour les huiles silicones, compte tenu de la faible valeur de leur facteur de dissipation diélectrique, la puissance dissipée dans l'isolation est très faible, comparée aux huiles minérales et aux esters. En comparaison aux huiles silicones, les esters, surtout les esters naturels entrainent une très grande quantité de pertes dans l'isolation. Les huiles minérales produisent une quantité de pertes raisonnable en comparaison aux esters, mais tout de même jugée importante par rapport aux huiles silicones.

6.5.1.4 Puissance dissipée dans le diélectrique en fonction de la tension de service

Dans ce paragraphe, nous allons mettre en évidence l'impact du niveau de la tension de service sur les pertes diélectriques. L'étude a été conduite en adoptant comme base de calcul les valeurs du facteur de dissipation limites imposées par la norme IEC 60422 ou indiquées par les constructeurs pour les différents types d'huiles, tout en faisant varier la tension de service (Tableau 6-13 et Figure 6.5).

TRANSFORMATEUR 190 MVA RATIO PAPIER/HUILE = 20% Cm= 7,122nF								
Type d'huile	**tanδ**	**Pertes**	**MT**	**HT**			**THT**	
			69 kV	**115 kV**	**138 kV**	**230 kV**	**345 kV**	**735 kV**
Silicone	0,0091	W	116,32	323,11	465,28	1292,45	2908,02	13198,8
		MWh/an	1,10	2,90	4,10	11,40	25,50	115,70
Minérale	0,0164	W	209,63	582,31	838,53	2329,26	5240,83	23786,85
		MWh/an	1,90	5,20	7,40	20,50	45,91	208,40
Ester synthétique	0,0482	W)	616,12	1711,44	2464,47	6845,75	15402,94	69910,12
		MWh/an	5,40	14,99	21,60	59,97	134,93	612,50
Ester naturel	0,0864	W	1104,41	3067,8	4417,64	12271,22	27610,24	125316,06
		MWh/an	9,70	26,90	38,70	107,50	241,90	1097,80

Tableau 6-13 Puissance dissipée en fonction des différents types d'huile et de la tension de service pour un ratio de 20%.

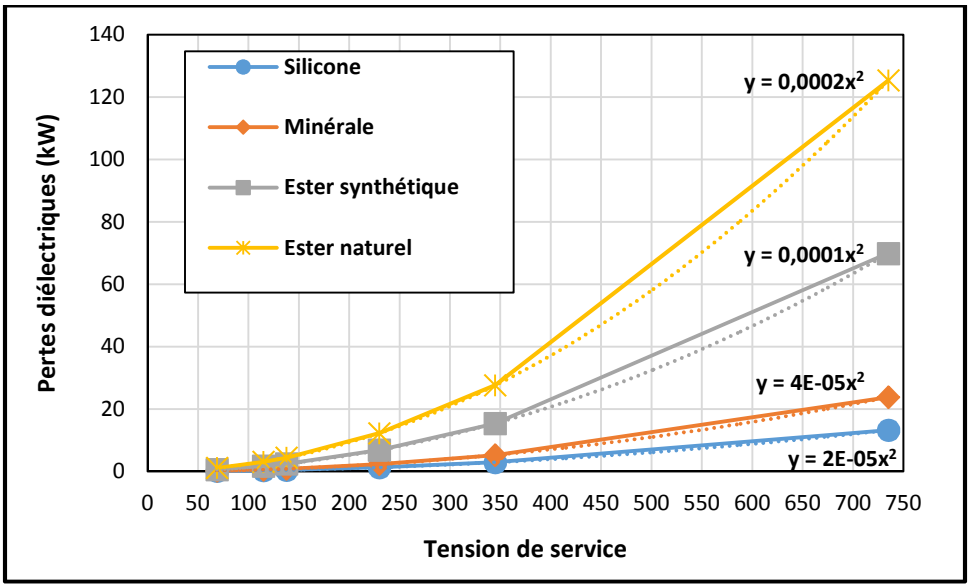


Figure 6.5 Évolution des pertes diélectriques du transformateur 190 MVA en fonction de la tension de service.

Les résultats reportés dans le Tableau 6.13 et sur la Figure 6.5 représentent l'évolution des pertes en fonction du type d'huile (neuve) et de la tension de service. Ces résultats mettent en évidence l'effet de la tension de service sur les pertes diélectriques.

Pour une huile donnée, l'augmentation de la tension de service entraine une forte augmentation des pertes diélectriques. Toute fois les huiles silicones et les huiles minérales ont un meilleur comportement (voir Figure 6.5). L'action combinée de la tension et du facteur de dissipation entraine une augmentation encore plus importante des pertes diélectriques.

6.5.2 **Résultats des mesures des pertes réalisées sur un transformateur modèle**

Dans cette partie du travail nous allons procéder à la mesure directe des paramètres diélectriques et des pertes diélectriques reliées à la qualité du complexe papier/huile d'un transformateur d'essai dont les caractéristiques sont les suivantes.

Puissance (VA)	**750**
Type	monophasé
Tension nominale primaire (V)	120
Tension nominale secondaire (kV)	1,2
Diélectrique (Huile minérale) (l)	4
Papier cellulose kraft (g)	400

Tableau 6-14 Caractéristiques du transformateur d'essai

Nous avons fait subir à ce transformateur après imprégnation par une huile minérale, un vieillissement accéléré, à 115 °C dans un four à convection mécanique. À des intervalles de temps réguliers nous avons effectué les mesures du facteur de dissipation, de la capacitance et de la puissance dissipée. Les mesures ont été effectuées à l'aide de l'appareil IDA 200^{TM} (Insulation Diagnostic Analyser 200).

Le Tableau 6-15 et la Figure 6.6 représentent les résultats des mesures des pertes diélectriques en fonction du vieillissement et de la température.

	Durée de vieillissement				Température
	0 h	**120 h**	**240 h**	**360 h**	
Pertes diélectriques (W)	0,124	0,2906	0,363	0,608	**40°C**
	0,166	0,362	0,7886	1,549	**50°C**
	1,617	1,962	2,382	4,255	**80°C**
	2,163	3,219	4,79	7,127	**115°C**
Pertes à vide (W)	31,2	31,2	31,2	31,2	

Tableau 6-15 Mesure des pertes diélectriques du transformateur test en fonction du vieillissement et de la température.

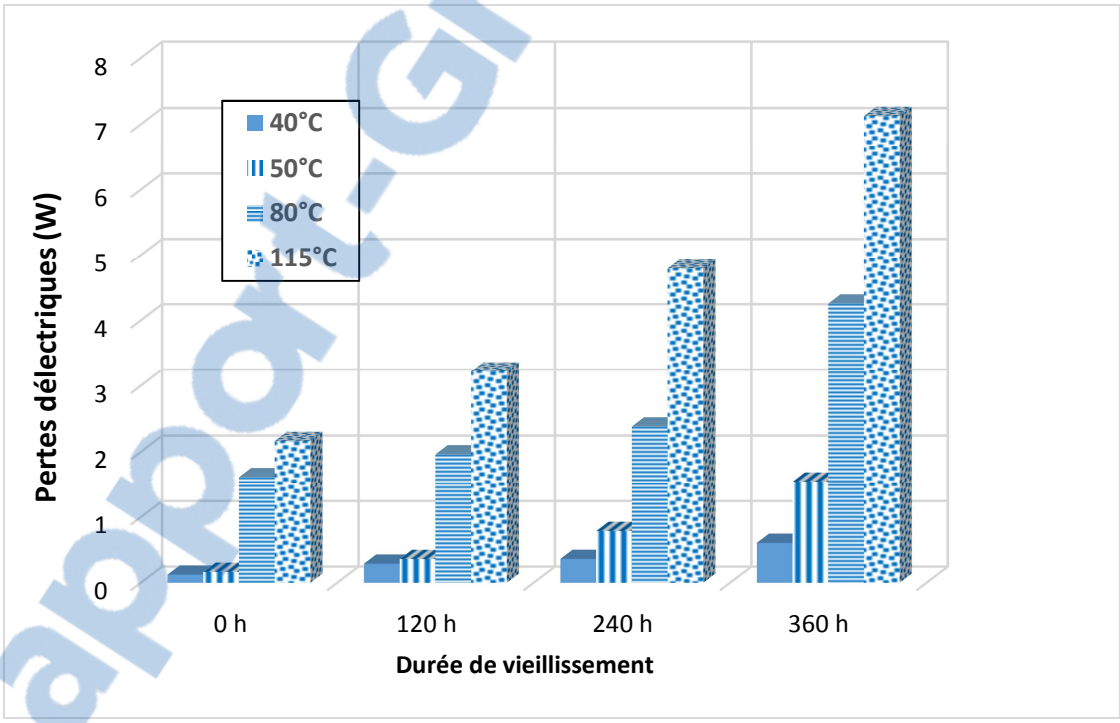


Figure 6.6 Évolution des pertes diélectriques en fonction du vieillissement et de la température.

Rapport-Gratuit.com

Ces résultats obtenus par la mesure directe de la puissance diélectrique, viennent confirmer ceux obtenus par le calcul dans le cas de l'exemple numérique du paragraphe 6.4.1; à savoir l'augmentation des pertes diélectriques dues à l'effet du vieillissement. Cette expérience a montré également l'impact de la température sur les pertes diélectriques. En effet, la conductivité des matériaux diélectriques varie en fonction de la température T (en kelvin), selon la loi d'Arrhenius :

$$\sigma = A\, exp\left(-\frac{E_{ac}}{kT}\right) \quad (6.9)$$

Où E_{ac} est l'énergie d'activation et A une constante relative à la mobilité des ions dans l'isolant [29, 140]. D'autre part, le facteur de dissipation diélectrique (tangente delta), dans le domaine fréquentiel est exprimé par l'équation suivante :

$$tan\delta(\omega) = \frac{\varepsilon''(\omega)}{\varepsilon'(\omega)} = \frac{\frac{\sigma_0}{\omega\varepsilon_0} + \varepsilon_r''(\omega)}{\varepsilon_r'(\omega)} \qquad (32)$$

Où σ_o est la conductivité du diélectrique, ε_o = 8.852 10^{-12} As/Vm est la permittivité du vide, ε'(ω) and ε"(ω) sont les composantes réelle et imaginaire de la permittivité complexe.[141],

De ce fait, l'augmentation de la conductivité avec la température, entraine également l'augmentation du facteur de dissipation. C'est ce qui explique l'augmentation des pertes diélectriques sous l'effet de la température.

Afin de mieux estimer la part des pertes diélectriques par rapport aux pertes à vide, nous avons calculé le ratio des pertes diélectriques par rapport aux pertes à vide. Les résultats sont reportés dans le Tableau 6-16. Ils indiquent la nécessité de veiller sur la bonne qualité de l'isolation.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

RATIO PERTES DIÉLECTRIQUES/PERTES À VIDE (%)				
Durée	**0 h**	**120 h**	**240 h**	**360 h**
40°C	0,397	0,931	1,163	1,949
50°C	0,532	1,160	2,528	4,965
80°C	5,183	6,288	7,635	13,638
115°C	6,933	10,317	15,353	22,843

Tableau 6-16 Détermination du ratio des pertes diélectriques du transformateur test en fonction des pertes à vide.

6.5.3 Solutions permettant de réduire les pertes diélectriques

Le vieillissement/dégradation est la cause principale de l'augmentation des pertes diélectriques au niveau des transformateurs. Les causes de la dégradation de l'isolation papier/huile des transformateurs étant la température, l'humidité et l'oxygène, la réduction des pertes diélectriques permettra de réduire leur impact sur l'isolation.

Plusieurs techniques permettant de réduire la dégradation de l'isolation des transformateurs, ont été mises en œuvre. Nous présenterons dans le cadre de notre étude les techniques entrainant la réduction de la dégradation due principalement à l'utilisation.

6.5.3.1 La limitation du contact de l'huile avec l'air

Il s'agit d'éliminer les risques liés au contact de l'oxygène avec l'huile. D'après Fabre et Pichon, l'oxygène augmente le taux de dégradation du papier dans de l'huile contenant environ 0,3 à 5 % d'humidité d'un facteur de 2,5. La réduction du niveau de saturation en oxygène d'une huile de 30 000 ppm à moins de 300 ppm permet de réduire

le vieillissement par un facteur de 16 [142]. L'eau quant à elle, augmente le taux de dégradation proportionnellement à sa concentration [142].

Afin d'éviter ou d'empêcher le contact de l'huile avec l'oxygène, deux principales techniques de conception des transformateurs sont adoptés.

a) Les transformateurs respirant avec conservateur (Tableau 6-17**)**

Ce sont des transformateurs avec réservoir d'huile à pression atmosphérique placé au-dessus de la cuve (Figure 6.7a), Cette disposition permet la dilatation thermique de l'huile (changements de volume). La surface de l'huile peut être en contact direct avec l'air ambiant ou en être séparée par une paroi étanche en matière synthétique déformable (diaphragme). Dans tous les cas, un assécheur d'air (dessiccateur) évite l'entrée de l'humidité à l'intérieur du réservoir.

b) Transformateur totalement étanches ou hermétiques (10 MVA) (Tableau 6-17**)**

L'huile est contenue dans une cuve scellée sans échange avec l'air ambiant. Le volume de gaz (air sec/azote) se situe alors en haut de la cuve (Figure 6.7 b), permettant ainsi d'éviter tout contact entre le diélectrique et l'air ambiant. La dilatation thermique du diélectrique (changements de volumes simultanés et inverses de l'huile et du gaz) est ainsi absorbée par le volume de gaz inerte (azote) situé entre la surface du diélectrique et le haut de la cuve ou par la déformation élastique du système de réfrigération constitué par les plis de la cuve (Figure 6.7 c et d) [49].

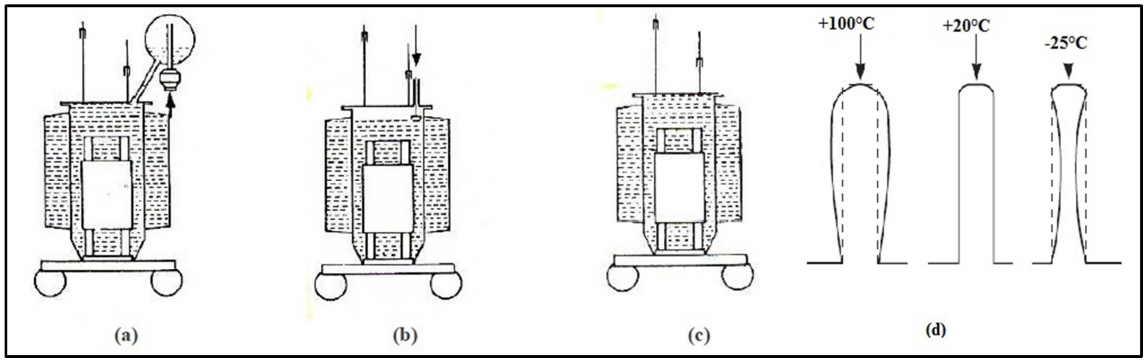


Figure 6.7 Systèmes de dilatation des transformateurs immergés, respirant (a), hermétiques avec matelas de gaz (b) ou système de déformation (c) et (d) [49, 143].

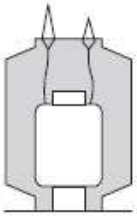
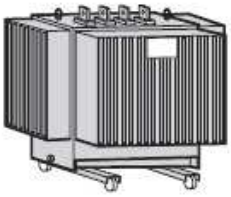
technologie	ERT (étanche à remplissage total)	respirant avec conservateur
		
caractéristique	le diélectrique **n'est pas en contact** avec l'atmosphère	le diélectrique **est en contact** avec l'atmosphère
reprise d'humidité	non	oui
absorbtion d'oxygène	non	oui
oxydation du diélectrique	non	oui
dégradation de l'isolement	non	oui
maintenance	faible	forte
entretien de l'assécheur	non	oui
analyse de l'huile tous les (recommandé par France transfo)	10 ans	3 ans

Tableau 6-17 Comparaison des techniques de transformateurs immergés [143].

La technique des transformateurs étanches convient pour les transformateurs de petite puissance, mais ne sont malheureusement pas adaptés aux transformateurs de moyenne et de grande puissance.

6.5.3.2 Utilisation d'inhibiteur d'oxydation

Dans le but de ralentir le processus d'oxydation responsable de la formation des acides et des composés polaires susceptibles de dégrader l'huile et d'augmenter les pertes diélectriques, les fabricants rajoutent des additifs appelés antioxydants dont le rôle est de d'inhiber les réactions d'oxydation.

L'inhibiteur le plus utilisé est le DBPC (2,6-ditertio-butyl para-cresol) ou le DBP (2,6-ditertio-butyl phenol) [144].

L'inconvénient majeur de cette solution vient du fait qu'il est consommé dans le temps et nécessite un réapprovisionnement. Une fois l'antioxydant consommé, le processus de dégradation de l'isolation sera plus accélérée, (Figure ci-après [145]).

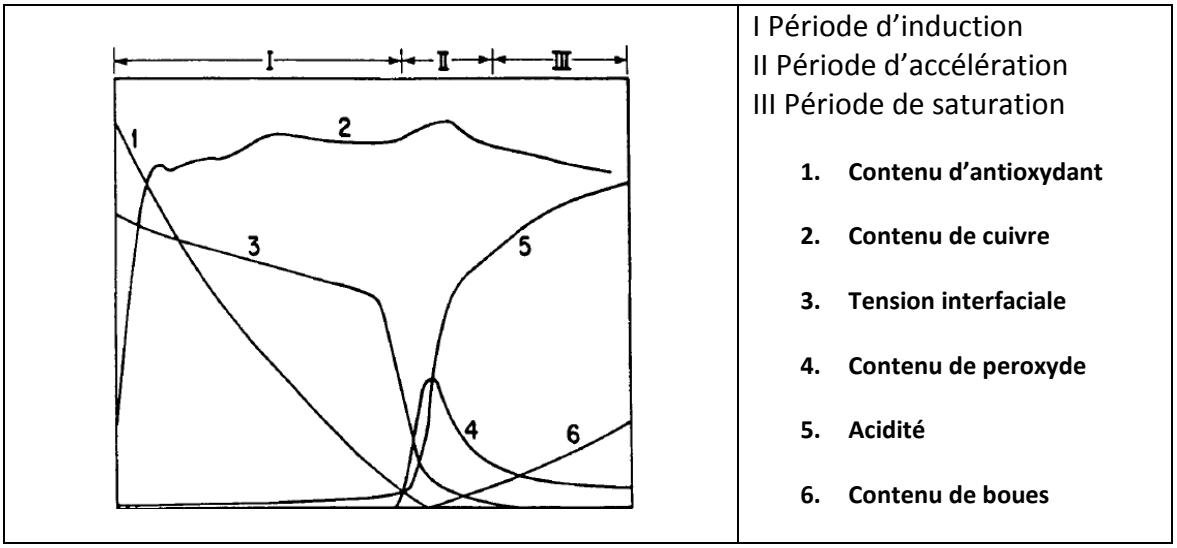


Figure 6.8 Oxydation de l'huile en fonction du temps [145]

6.5.3.3 Régénération de l'huile

La régénération de l'huile des transformateurs, selon la CEI, est un procédé qui consiste à éliminer les contaminants polaires, les produits acides et colloïdaux qui entrainent la détérioration de l'huile, grâce à des moyens chimiques et des absorbants extrêmement efficaces (terre à foulon activée) [76]. Cette opération permet d'obtenir une huile aux caractéristiques proches de celles d'une huile neuve.

Lorsque l'huile présente des valeurs non acceptables pour l'acidité, la tension interfaciale et le facteur de dissipation, il est nécessaire de la régénérer. Les valeurs recommandées pour la régénération sont indiquées dans le Tableau 6-18.

Caractéristiques	**Valeurs limites recommandées pour la régénération**
Acidité	≥ 0,15 (mg de KOH/g d'huile)
Facteur de dissipation diélectrique à 90 °C et de 40 Hz à 60 Hz	≥ 0,20 pour les transformateurs de puissance d'une tension nominale supérieure à 170 kV
	≥ 0,50 pour les transformateurs de puissance d'une tension nominale inferieure a 170 kV
Teneur en inhibiteurs	Concentration d'inhibiteurs < 40 % de la valeur de sortie/initiale
Combinaison de l'acidité et de la tension des surfaces limites	Acidité > 0,06 mg de KOH/g d'huile et tension des surfaces limites < 30 mN/m
Dépôts et sédiments	Lorsque la présence de dépôts et sédiments sont constatées, l'huile doit être régénérée
Outre les critères mentionnés ci-dessus, la norme CEI 60422 recommande une régénération dès qu'un vieillissement rapide ou une accélération des processus de dégradation sont constatés.	

Tableau 6-18 Valeurs limites recommandées pour la régénération [146].

Les données du Tableau 6-19 obtenues après des essais effectuées sur des échantillons d'huile régénérées et non régénérées, mettent en évidence l'impact positif de la régénération sur les propriétés mécaniques, chimiques, électriques et diélectriques de l'isolation papier/huile des transformateurs.

Propriétés	Unité	Avant régénération	Après régénération	Après 3 ans
Couleur selon ISO 2049		4,5	1,0	1,0 – 1,5
Acidité	mg de KOH/g d'huile	0,24	< 0,01	0,02
Tangente delta δ à 90 °C et 40 Hz a 60 Hz		0,090	< 0,005	0,008
Tension des surfaces limites	mN/m	19,5	≥ 45	> 40
Tension de rupture	kV/2,5 mm	60,5	≥ 75	68
Teneur en eau	mg/kg d'huile	19	< 10	

Tableau 6-19 Valeurs expérimentées issues de régénérations effectuées [146].

Dans le cadre de cette étude menée sur la réduction des pertes dans les transformateurs de puissance, nous constatons que la régénération permet d'obtenir une réduction très importante des pertes diélectriques et de l'humidité. Cette réduction des pertes diélectriques et de l'humidité permet de réduire la puissance perdue dans le diélectrique.

Nous notons également qu'étant donné que le vieillissement de l'isolation est un processus irréversible, il est essentiel de régénérer l'huile avant que la dégradation n'atteigne un stade avancé.

Afin de mettre en évidence les avantages de la régénération des huiles, nous avons repris les données du Tableau 6-19, obtenues avant et après recyclage, afin d'évaluer les pertes avant et après régénération comme le montre le Tableau 6-20.

Transformateur 500 MVA				
	HT (245 kV)		**THT (400 kV)**	
	Avant régénération	**Après régénération**	**Avant régénération**	**Après régénération**
tanδ	0,09	0,005	0,09	0,005
Pertes (W)	16083,41	893,52	42887,52	2382,64
Gain (W)		15189,89		40504,88
Gain MWh/an		133,07		354,83
Production annuelle de CO_2 (kg/an)	40858,36	2270	108951,46	6052,86
Réduction annuelle de CO_2 (kg/an)		38588,36		102898,6
Pourcentage de réduction		94,44%		94,44%

Tableau 6-20 Puissances perdue dans un transformateur 500 MVA avant et après régénération.

L'analyse des résultats montre que la régénération permet de réaliser d'énormes économies de puissance et une réduction assez importante de la quantité de dioxyde de carbone. Dans le cas de l'exemple utilisé, la régénération permet de réduire les pertes et la quantité de dioxyde de carbone d'environ 94,44 %. La puissance dissipée dans le diélectrique étant directement proportionnelle au facteur de dissipation diélectrique qui est le reflet de la qualité de l'isolation, le maintien de l'isolation dans de très bonnes conditions devra faire l'objet de préoccupation des services de maintenance. A cet effet, le contrôle de la valeur du facteur de dissipation devra faire partie des opérations de maintenance.

6.5.3.4 Inertage par azote

Dans les transformateurs, la grande partie de l'eau se trouve dans le papier, ainsi après les opérations de régénération, cette eau migrera du papier à l'huile. Prenons par exemple un transformateur de puissance 300 MVA, avec 60 tonnes d'huile dont l'humidité est de 20 ppm et 10 tonnes de papier avec une humidité de 3%. L'humidité de l'huile représente 1,20 litres et pour le papier, 3% d'humidité représente près de 300 litres d'eau. En plus de ce problème, il y aussi celui posé par la présence de l'oxygène qui accélère (en présence d'humidité), la vitesse de la dégradation du transformateur [142].

Pour remédier à ces inconvénients, un nouveau système combinant les avantages des systèmes hermétiques et à respiration libre a été proposé et breveté (DOMRS : *Dissolved Oxygen and Moisture Removal System*), également appelé «inertage par azote» (Figure 6.9). Le principe de ce système consiste à empêcher l'huile d'être en contact avec l'air (et donc l'oxygène), en remplaçant l'air contenu dans le conservateur du transformateur par de l'azote qui est un gaz inerte. Cette approche permet de limiter les phénomènes d'oxydation d'origine chimique [147].

Rapport-Gratuit.com

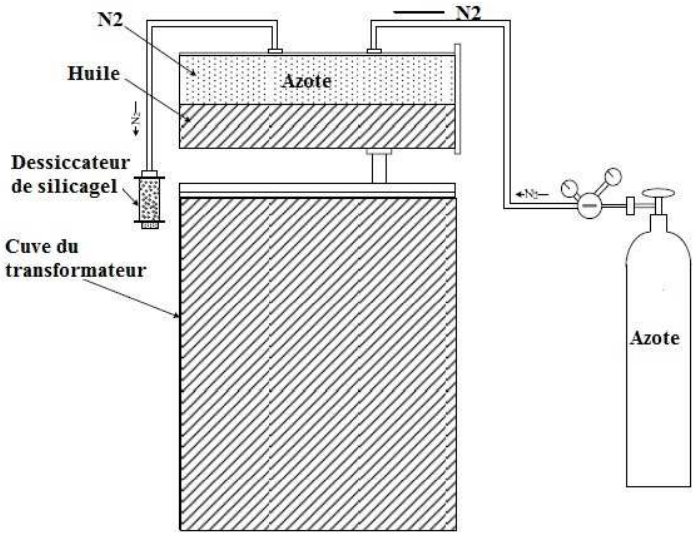


Figure 6.9 Système d'inertage à l'azote pour un transformateur à respiration libre [147].

Afin de montrer l'efficacité de cette technique, deux prototypes ont été installés sur des transformateurs réels. Après une période d'inertage de 8 ans, le taux d'oxygène est passé de 25859 ppm à 1450 ppm pour le transformateur #1 et de 26583 ppm à 1083 ppm pour le transformateur #2 (Tableau 6-21) [147].

Gaz	TRANSFORMATEUR #1 Concentration des gaz dissous (ppm)		TRANSFORMATEUR #2 Concentration des gaz dissous (ppm)	
	Avant l'inertage avec l'azote	Après 8 ans	Avant l'inertage avec l'azote	Après 8 ans
Hydrogène	3,3	<5	< 1	< 5
Oxygène	25859	1450	26583	1083
Azote	57971	83257	58192	80484
Méthane	1,4	2	1,5	2
Monoxyde de carbone	<1	<25	< 1	< 25
Dioxyde de carbone	738	191	775	200
Éthylène	3,3	1	3,1	< 1
Éthane	0,4	<1		< 1
Acétylène	<1	<1	< 1	< 1

Tableau 6-21 Résultats des gaz dissous après un inertage de 8 ans [147].

Des tests effectués en laboratoire sur des échantillons d'huile, ont montré que l'inertage permettait également de diminuer l'humidité contenue dans l'huile (Tableau 6-22).

	Humidité initiale (avant inertage) (ppm)	Humidité finale (après inertage) (ppm)
Huile minérale 1	11,6	5,1
Huile minérale 3	19	3
Huile minérale 3	48	5,4
Envirotemp® FR3™ [30]	90,7	6

Tableau 6-22 Humidité de différents échantillons d'huile, avant et après inertage par l'azote [148].

En plus des tests effectués en laboratoires, des mesures de la teneur en humidité du papier et de l'huile ont été réalisées sur les transformateurs. Les résultats qui sont reportés dans le Tableau suivant permettent de constater que la capacité de la technique de l'inertage permet d'obtenir le séchage progressif de l'isolation papier/huile du transformateur.

	Humidité dans l'huile (ppm)	Humidité dans le papier (%) prédite par DIRANA
2010-03-25	21,1	1,5
2010-09-13	14,1	1,3

Tableau 6-23 Humidité contenue dans l'huile et le papier après 6 mois d'inertage à l'azote [149].

Cette diminution progressive de l'oxygène et de l'humidité entrainera la réduction de l'oxydation de l'huile ralentissant ainsi le vieillissement prématuré du transformateur. Le tableau suivant présente les résultats de la mesure des paramètres physicochimiques

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

de l'isolation des transformateurs. Le ralentissement de la dégradation de l'isolation entrainera par la même occasion, la réduction des pertes électriques et de la puissance perdue dans le diélectrique.

Test effectué	unités	TRANSFORMATEUR #1			TRANSFORMATEUR #2		
		Avant l'inertage	**Après 6 mois**	**Après 8 ans**	**Avant l'inertage**	**Après 6 mois**	**Après 8 ans**
Turbidité	NTU	1,39	1,51	1,88	1,35	1,52	1,77
DDP	Aire	99,75	87,84	82,68	88,09	76,37	72,65
TAN	mgKOH/g	0,034	0,026	0,022	0,023	0,026	0,03
Humidité	ppm	-	-	16,9			13,50
IFT à 22°C	Dynes/cm	-	-	32,23			32,6

Tableau 6-24 Mesures des paramètres de l'isolation 6 mois et 8 ans après l'inertage à l'azote [149].

Comparée aux méthodes de la réduction de la dégradation de l'isolation déjà existantes, l'inertage de l'isolation des transformateurs par l'azote est une technique qui s'avère être économiquement et techniquement rentable. Techniquement elle agit par une réduction progressive de l'oxygène qui est l'une des principales causes de l'oxydation des isolants. La diminution progressive de l'oxygène entrainant par la même occasion la diminution de l'humidité qui est également un facteur très important de la dégradation de l'isolation, ralenti considérablement la dégradation de l'isolation des transformateurs. De ce fait, il n'est plus nécessaire avec cette méthode d'utiliser des antioxydants et à long terme l'utilisation de cette technique réduira la fréquence de la régénération des huiles. Nous pouvons donc sans risque de nous tromper affirmer qu'elle va s'avérer plus

économique à l'utilisation, puisque en plus des avantages cités plus haut, l'azote est gratuit et propre.

6.6 Conclusion

Cette étude avait pour but de mettre en évidence les pertes dues à la qualité de l'huile utilisée dans les transformateurs de distribution et de puissance. Elle a permis en premier lieu de mettre en évidence la nécessité d'avoir dans les réseaux électriques, des transformateurs ayant un rendement très élevé. Compte tenu du nombre important des transformateurs dans les réseaux nationaux, avoir des transformateurs ayant un rendement élevé est signe de réduction des pertes et donc une augmentation substantielle de la capacité des réseaux. En général, lorsqu'on parle de pertes dans les transformateurs, on pense tout de suite aux pertes conventionnelles, mais cette étude a démontré que les pertes due à la qualité des huiles influencent très significativement l'efficacité énergétique des réseaux électriques. La puissance dissipée dans l'isolation est fortement influencée par la qualité des huiles représentée par le facteur de dissipation diélectrique, le niveau de la tension de service et le type d'huile utilisé (silicone, minérale, ester synthétique ou ester naturel). Ainsi dans le choix d'une huile, les pertes qu'elle génèrera peuvent être prises en compte sur le long terme en considérant aussi la tension de service. Il s'avère également primordial de contrôler en permanence la dégradation des huiles dans les transformateurs en service, surtout si les conditions d'exploitation sont

sévères. Cette surveillance permettra de prendre les décisions concernant la régénération, dont les études ont mis en évidence les aspects positifs par l'amélioration de la qualité des huiles. La technique de l'inertage par l'azote s'avère être une méthode très prometteuse, au vu des résultats donnés par les mesures des paramètres physicochimiques de deux transformateurs sur lesquels elle est installée.

CHAPITRE 7

CONCLUSION GÉNÉRALE ET RECOMMANDATIONS

7.1 Conclusion générale

La durée de vie des transformateurs étant étroitement liée à leur système d'isolation papier/huile, celui-ci mérite une attention particulière. Pour ce faire, la nécessité de garantir une bonne qualité du système d'isolation, en particulier l'isolation solide dès la fabrication des transformateurs s'avère indispensable. Cette prise en charge de la qualité de l'isolation, en particulier de l'isolation solide dès la fabrication, constitue la première partie de notre thèse de doctorat qui a permis de montrer la possibilité d'augmenter la durée de vie résiduelle des transformateurs. L'objectif de cette première partie consistait à modéliser le processus du cycle de séchage du papier thermo stabilisé utilisé pour assurer l'isolation des enroulements avant son imprégnation, afin d'améliorer les caractéristiques électriques, mécaniques et chimiques de l'isolation solide des transformateurs neufs.

La deuxième partie du travail consistait à étudier l'impact de la présence du papier sur la tendance de la production des gaz du complexe papier/huile sous une décharge

électrique. Les différentes études ont montré que sous une décharge électrique, les huiles ont une tendance à la production des gaz. La présence de ces gaz a pour effet néfaste d'entrainer l'apparition des décharges partielles qui provoquent la dégradation progressive de l'isolation, tel un cancer, réduisant ainsi la durée de vie des transformateurs.

La dernière partie concernait l'étude de l'impact de la qualité de l'isolation des transformateurs sur les pertes diélectriques.

Les travaux réalisés lors de cette thèse de doctorat ont permis :

Pour la première partie, le travail a débuté par la mise en équation du processus du séchage du papier en fonction de la température, de la masse du papier à sécher, de l'humidité initiale et la mise en équation de la variation du degré de polymérisation en fonction de la température et du temps. La combinaison des deux modèles a permis d'établir un modèle mathématique global des processus du séchage et de la dégradation du papier. Ce modèle permet de déterminer la durée de séchage nécessaire en fonction de la température de séchage, de la masse du papier à sécher, du taux d'extraction et de l'humidité initiale. Les calculs ont également montré qu'il était possible d'estimer l'humidité résiduelle restant dans le papier à la fin du processus de séchage.

La mise en pratique de ce modèle global permettra d'aider les responsables du processus de séchage dans les usines de fabrication des transformateurs. Ils pourront ainsi, pour une masse du papier donnée trouver un compromis entre les coûts d'énergie

dus à la température de séchage et ceux dus au temps alloué au séchage sans dégrader le papier au-dessous d'un seuil désiré. La mise en application des résultats de ce travail pourrait aider à optimiser la conception des transformateurs isolés à l'huile et ainsi à augmenter leur durée de vie résiduelle.

Concernant la deuxième partie du travail, l'introduction du papier dans l'huile a montré que celui-ci entraine une augmentation des gaz et de l'humidité produits par le complexe papier/huile sous l'action d'une décharge électrique. La présence du papier a également une influence sur les caractéristiques physicochimiques de l'huile. Nous avons noté également que le papier se comporte comme un filtre en retenant les produits dissous et non dissous pour des huiles ayant atteint un certain niveau de vieillissement. Cette action entraine une diminution du facteur de dissipation diélectrique. Notons que toutes les variations de ces facteurs sont également proportionnelles à la quantité de papier utilisé.

Concernant la troisième partie du travail, l'étude a montré que les pertes dues à la qualité des huiles ont un impact très significatif sur l'efficacité énergétique des transformateurs. La puissance dissipée dans l'isolation est fortement influencée par la qualité des huiles à travers le facteur de dissipation diélectrique. Le niveau de puissance, la tension de service et le type d'huile utilisé (silicone, minérale, ester synthétique ou ester naturel) influencent également les pertes diélectriques. L'étude a montré que les esters naturels et synthétiques génèrent beaucoup plus de pertes que les huiles minérales

et les huiles silicones. Ces pertes sont d'autant plus importantes que la tension de service est élevée. Il s'avère également primordial de contrôler en permanence la dégradation des huiles dans les transformateurs en service, surtout si les conditions d'exploitation sont sévères. La régénération permet d'améliorer la qualité des huiles entrainant ainsi la réduction des pertes diélectriques et de la quantité de dioxyde de carbone dégagée dans l'environnement dans le cas des centrales thermiques. Ainsi la surveillance périodique de l'isolation permettra de planifier les opérations de régénération et de maintenance. L'étude a également montré que l'inertage sous azote dans une première approche permet de diminuer progressivement la quantité d'oxygène et de l'humidité dans l'isolation. Elle permet ainsi la réduction des pertes diélectriques. Cette technique qui permet de réduire voire limiter la dégradation de l'isolation pourrait être une solution de remplacement aux techniques déjà existantes. Effet son utilisation permettra de s'affranchir de l'ajout des antioxydants et des opérations de régénération. Finalement sa mise en œuvre présente des avantages technico-économiques certaines à moyen et long termes.

7.2 Recommandations

Bien que les objectifs spécifiques qui nous avaient été demandés dans ce travail aient été atteints, nous pensons qu'une suite mérite d'être donnée à certains points. C'est

à ce titre que nous formulons certaines recommandations dont la prise en compte permettra d'obtenir des résultats encore meilleurs

Concernant le premier objectif spécifique, les travaux ont permis de mettre en place un modèle décrivant le processus globale du séchage du papier utilisé pour assurer l'isolement des enroulements. Les résultats des travaux peuvent être considérés comme une première approche, et être améliorés par la mise en place d'un modèle définitif. Pour ce faire, il serait intéressant qu'une entreprise de fabrication des transformateurs puisse mettre à la disposition de la chaire ISOLIME, un modèle réduit d'un four de séchage permettant de reproduire les différentes phases et surtout de pouvoir utiliser le solvant pour extraire l'humidité. À ce stade le capteur capacitif interdigité mise en œuvre dans la chaire pourra être utilisé pour construire le profil de la variation de l'humidité dans les différentes couches des enroulements. Le capteur permettra une mesure directe de l'humidité et non une mesure indirecte comme cela est le cas actuellement, puisse que l'estimation de l'humidité restante dans le papier est réalisé à partir de la mesure de la quantité d'eau extraite via le solvant.

Concernant la tendance au gazage de l'huile sous décharge électrique en présence de papier, il serait intéressant de pouvoir déterminer les concentrations et les types de gaz produits non dissous dans l'huile pendant le test de stabilité. À ce stade une adaptation de la cellule serait nécessaire. La connaissance des gaz produits pourra alors permettre de mieux apprécier l'impact de la présence du papier.

Rapport-Gratuit.com

La technique de l'inertage par azote qui présente des avantages techniques et économiques certaines par rapport aux autres techniques de limitation de la dégradation devra être mieux présentée afin d'être connue à une plus grande échelle. Il s'agira de faire réellement la promotion de cette technique qui permettra d'augmenter la durée de vie des transformateurs par la réduction de l'oxydation de l'isolation

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

[1] W. H. Bartley. (12/05/2011). *Maintenance des transformateurs*. Available: http://www.euros.net/produits-services-haute-tension/maintenance-transformateur

[2] A. J. Pansini, *Guide to Electrical Power Distribution Systems* Sixth Edition ed. India: The Fairmont Press, Inc., 2005.

[3] W. H. B. P.E., "Analysis of Transformer Failures," presented at the International Association of Engineering Insurers 36th Annual Conference – Stockholm, 2003, Stockholm, 2003.

[4] P. R. Barnes, J. W. V. Dyke, B. W. McConnell, S. M. Cohn, and S. L. Piricker, "The feasibility of replacing or upgradind utility distribution transformers during routine maintenance," U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, USA1995.

[5] I. Fofana, A. Bouaïcha, and M. Farzaneh, "Characterization of aging transformer oil–pressboard insulation using some modern diagnostic techniques," *European Transactions on Electrical Power,* vol. 21, pp. 1110-1127, 2011.

[6] B. Pahlavanpour and M. Eklund, "Thermal ageing of mineral insulating oil and krafts paper," presented at the TechCon® 2003 Asia-Pacific Conference, Asia, 2003.

[7] L. Gherardi and B. Vecellio, "Investigation of the Gassing Properties of Dielectric Liquids," *Electrical Insulation, IEEE Transactions on,* vol. EI-20, pp. 431-435, 1985.

[8] I. Fofana, J. Sabau, D. Bussieres, and E. B. Robertson, "The mechanism of gassing in power transformers," in *Dielectric Liquids, 2008. ICDL 2008. IEEE International Conference on*, 2008, pp. 1-4.

[9] V. G. Arakellian and I. Fofana, "Physicochemical aspects of gassing of insulating liquids under electrical stress," *Electrical Insulation Magazine, IEEE,* vol. 25, pp. 43-51, 2009.

[10] J. S. N'Cho, I. Fofana, A. Beroual, T. Aka-Ngnui, and J. Sabau, "The gassing tendency of various insulating fluids under electrical discharge," *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on,* vol. 18, pp. 1616-1625, 2011.

[11] G. Olivares, x, J. C. n, P. Escarela, x, R. rez*, et al.*, "Separation of no-load losses for distribution transformers using experimental methods: Two frequencies and two temperatures," in *Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010), 7th Mediterranean Conference and Exhibition on*, 2010, pp. 1-5.

[12] J. C. Olivares, L. Yilu, J. M. Canedo, R. Escarela-Perez, J. Driesen, and P. Moreno, "Reducing losses in distribution transformers," *Power Delivery, IEEE Transactions on,* vol. 18, pp. 821-826, 2003.

[13] W. T. J. Hulshorst, J. F. Groeman, and KEMA, "Energy saving in industrial distribution transformers," ECI and KEMA Nederland2002.

[14] T. R. Blackburn, "Distribution Transformers: Proposal to Increase MEPS Levels " Equipment Energy Efficiency Program, USA2007.

[15] S. D. Myers, "presentation Transformer Oil Testing," june 2008.

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

[16] B. Pahlavanpour and M. Eklund, "Thermal ageing of mineral insulating oil and krafts paper," presented at the TECHCON® 2003 ASIA-PACIFIC 2003.

[17] M. Babuder and M. Koncan-Gradnik, "Effects of physical-chemical properties of oil on the dielectric response of transformer oil samples and transformer insulation," in *Dielectric Liquids, 2005. ICDL 2005. 2005 IEEE International Conference on*, 2005, pp. 249-252.

[18] N. BERGER. Liquides isolants en électrotechnique. *Techniques de l'ingénieur_ D2470*. 20 pages.

[19] S. Bhumiwat, S. Lowe, P. Nething, J. Perera, P. Wickramasuriya, and P. Kuansatit, "Performance of oil and paper in transformers based on IEC 61620 and dielectric response techniques*," *Electrical Insulation Magazine, IEEE,* vol. 26, pp. 16-23, 2010.

[20] F. Bitam-Megherbi, S. Osmani, and M. Megherbi, "The moisture effect on dielectric losses of insulating paper," in *Solid Dielectrics, 2004. ICSD 2004. Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on*, 2004, pp. 443-446 Vol.1.

[21] J. Dai and Z. D. Wang, "A Comparison of the Impregnation of Cellulose Insulation by Ester and Mineral oil," *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on,* vol. 15, pp. 374-381, 2008.

[22] E. O. Forster, "Progress in the field of electric properties of dielectric liquids," *Electrical Insulation, IEEE Transactions on,* vol. 25, pp. 45-53, 1990.

[23] R. Fournié, *Les isolants en électrotechnique : Concepts et théories «Collection de la Direction des Études et Recherches d'Électricité de France»*. Paris: Eyrolles, 1986.

[24] R. Fournié, *Les isolants en électrotechnique : Essais, Mécanismes de dégradation, Applications Industrielles*. Paris: Eyrolles, 1990.

[25] C. Homagk, K. Mossner, and T. Leibfried, "Investigation on Degradation of Power Transformer Solid Insulation Material," in *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2008. CEIDP 2008. Annual Report Conference on*, 2008, pp. 75-78.

[26] I. Hohlein, "Unusual cases of gassing in transformers in service," *Electrical Insulation Magazine, IEEE,* vol. 22, pp. 24-27, 2006.

[27] M. C. Lessard, L. Van Nifterik, M. Masse, J. F. Penneau, and R. Grob, "Thermal aging study of insulating papers used in power transformers," in *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 1996. IEEE 1996 Annual Report of the Conference on*, 1996, pp. 854-859 vol.2.

[28] ASTM, "D 6180 - 05 : Standard Test Method for Stability of Insulating Oils of Petroleum Origin Under Electrical Discharge," in *10.03: Electrical insulation and ELectronics* ed. USA, 2008.

[29] A. Setayeshmehr, I. Fofana, C. Eichler, A. Akbari, H. Borsi, and E. Gockenbach, "Dielectric spectroscopic measurements on transformer oil-paper insulation under controlled laboratory conditions," *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on,* vol. 15, pp. 1100-1111, 2008.

[30] E. David. (28 mars 2011). *Physique des diélectriques*. Available: http://wcours.gel.ulaval.ca/2008/a/21948/default/5notes/IGEE-403%20chap4_2%20EDavid.pdf

[31] I. Fofana, Y. Zié, and M. Farzaneh, "Dielectric Response methods for diagnostics of Power equipment," in *Recent Advances in Dielectric Materials*, ed: Ai Huang, © Nova Science Publishers, 2009.

[32] DGXVII, "The scope for energy saving in the EU through the use of energy-efficient electricity distribution transformers," E. C. Institute, Ed., ed. Belgium, 1999.

[33] R. Belmans, J. Declercq, H. D. Keulenaer, K. Furuya, M. Karmarkar, M. Martinez*, et al.*, "The Potential for Global Energy Savings from High Efficiency Distribution Transformers," European Copper Institute., Brussels (Belgium)2005.

[34] ASTM, "Annual Book of ASTM Standards," in *Electrical insulation and electronics*, ed, 2005, p. 577.

[35] M. J. Heathcote, *A PRACTICAL TECHNOLOGY OF THE POWER TRANSFORMER*, Thirteenth ed. Great Britain: Elsevier Ltd., 2007.

[36] ASFC. (2012, 20/07/2015). *Énoncé des motifs concernant l'ouverture d'une enquête sur le dumping de certains transformateurs à liquide diélectrique originaires ou exportés de la république de CORÉE*. Available: http://www.cbsa-asfc.gc.ca/sima-lmsi/i-e/ad1395/ad1395-i12-de-fra.pdf

[37] IEC, "60076-7 Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers ", ed. Switzerland: IEC, 2005, p. 118.

[38] U. S. D. o. t. Interior and B. o. Reclamation, *Transformers: Basics, Maintenance and Diagnostics*. Denver, colorado (USA): Books Express Publishing, 2005.

[39] M. J. Heathcote, *A PRACTICAL TECHNOLOGY OF THE POWER TRANSFORMER*, Thirteenth edition ed. Oxford, UK: Elsevier Ltd., 2007, .

[40] N. AZIS, "Ageing assessment of insulation paper with consideration of in-service ageing and natural ester application," PhD, Engineering and Physical Sciences, University of Manchester, 2012.

[41] T. A. Prevost, "Degradation of Cellulose Insulation in Liquid-Filled Power Transformers," presented at the 2005 Fourth Annual Technical Conference, New Diagnostic Concepts for Better Asset Management, 2005.

[42] PROTECOM. (2013, 20/07/2015). *Papier crêpé*. Available: http://www.protecom.ma/site/index.php/component/djclassifieds/ad/outillage-isole,11/papier-crepe,30

[43] W. Bassi, H. A. P. Silva, C. A. Galdeano, and J. H. C. Hossri. (12/05 2011). *Moisture assessment for power transformers using PDC and drying-out processes evaluation*. Available: http://www.treetech.com.br/conteudo/na_midia/Artigo_RVP2008_MOISTURE_ASSESSMENT_POWER_TRANSFORMERS_USING_PDC_DRYING-OUT_PROCESSES_EVALUATION.pdf

[44] L. O. SERAPHIN. (11/03/2012). *BIEN-FONDÉ DES ANALYSES D'HUILES POUR LE DIAGNOSTIC D'ÉTAT DES TRANSFORMATEURS IMMERGÉS*. Available: www.laboratoireoksman.com/Analyse_transformateur.pdf

[45] I. Fofana, "Insulating Oil - Another Vital Part of Transformer Body," presented at the IEEE seminar, 2010.

[46] T. O. Rouse. (1998, Mineral Insulating Oil in Transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine Volume 14,* 6-16.

[47] CEI/IEC, "60296 Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear," ed. Switzerland: CEI/IEC, 2003, p. 40.

[48] N. BERGER. D 2 471 Liquides isolants en électrotechnique. *Techniques de l'Ingénieur*. 24.

[49] C. PERRIER, "Etude des huiles et des mélanges à base d'huile minérale pour transformateur de puissance: Recherche d'un mélange optimal," Doctorat, Ecole Central de Lyon, 2005.

[50] B. Ward, "Application of Filtration System for On-Line Oil Reclamation, Degassing, and Dehydration," California USA EPRI Report 1002046, September 2003.

[51] B. Ward, "Application of Filtration System for On-Line Oil Reclamation, Degassing, and Dehydration," EPRI, USA2003.

[52] J. S. N'CHO, "Développement de nouvelles méthodes de diagnostic et de régénération des huiles pour transformateurs de puissance," PhD, EEA, ÉCOLE CENTRALE DE LYON Lyon (France), 2011.

[53] ASTM, "D 4243: Standard Test Method for Measurement of Average Viscometric Degree of Polymerization of New and Aged Electrical Papers and Boards," in *Electrical insulation and electronic*, ed. USA: ASTM, 1999, p. 6.

[54] ASTM, " D828-97 Standard Test Method for Tensile Properties of Paper and Paperboard Using Constant-Rate-of-Elongation Apparatus (Withdrawn 2009)," in *Electrical insulation and electronics*, ed, 2002.

[55] ASTM, "D5837-99 Standard Test Method for Furanic Compounds in Electrical Insulating Liquids by High-Performance Liquid Chromatography (HPLC)," in *Electrical Insulating Liquids and Gases_ Electrical Protective Equipment*, ed, 2003.

[56] R. Gilbert, J. Jalbert, P. Tétreault, B. Morin, and Y. Denos, "Kinetics of the production of chain-end groups and methanol from the depolymerization of cellulose during the ageing of paper/oil systems. Part 1: Standard wood kraft insulation," *Cellulose,* vol. 16, pp. 327-338, 2009.

[57] J. Jalbert, R. Gilbert, P. Tétreault, B. Morin, and D. Lessard-Déziel, "Identification of a chemical indicator of the rupture of 1,4-β-glycosidic bonds of cellulose in an oil-impregnated insulating paper system," *Cellulose,* vol. 14, pp. 295-309, 2007.

[58] NYNAS, "BASE OIL HANDBOOK," Sweden2004.

[59] C. MENGUY. Mesures des caractéristiques des matériaux isolants solides_D 2 310. *Les Techniques de l'ingénieur*. 31 pages.

[60] L. LOISELLE, "*I*nfluence des produits de dégradation sur la stabilité thermique et diélectrique des fluides isolants pour les transformateurs de puissance " MASTER, Département de Sciences Appliquées, UQAC, Chicoutimi- Québec, 2013.

[61] J. Tanaka, "Free Radicals in Electrical Insulation," presented at the Proceeding of the 19th Symposium of Electrical Insulation Materials, Osaka, Japan, 1986.

[62] M. Tariq, "Estimating moisture in Power Transformers," presented at the Transformer Life Management Dubai, 2013.

[63] M. Bommel and T. Ladermann, "Drying of Transformers in the Field with Vaporphase, low frequency, or oil spray process," presented at the Transformer Life Management, Dubai, 2013.

[64] OMICRON. (12/05/2011). *Dielectrics Response Analysis with DIRANA*. Available: http://www.omicron.at/en/support/literature-videos/video/vcat/213/noc/1/

[65] (05/10/2015). *Manual 756/831 KF Coulometer*. Available: http://www.kprime.net/pdf/products/831_756_KF_Coulometer_Manual.pdf.

[66] C. Pedneault. (20/07/2015). *Le dosage de l'eau par la méthode de Karl Fischer*. Available: cyber.collegeshawinigan.qc.ca/cpedneault/documents.../karl-fischer.doc

[67] A. D. C. Limited, *A&D's Moisture Analyzers INSTRUCTION MANUAL* Tokyo, Japan: A&D Company Limited, 2004.

[68] M. E. Brown. *Thermogravimetry (TG)*. Available: http://www.globalspec.com/reference/36940/203279/chapter-3-thermogravimetry-tg

[69] ASTM, "D 1533 – 00 Standard Test Method for Water in Insulating Liquids by Coulometric Karl Fischer Titration," in *Electrical insulation and electronics*, ed, 2004.

[70] ASTM, "D 150 – 98 Standard Test Methods for AC Loss Characteristics and Permittivity (Dielectric Constant) of Solid Electrical Insulation," in *Electrical insulation and electronics*, ed, 2004.

[71] ASTM, "D 924 – 03a Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids," in *Electrical insulation and electronics*, ed. USA: ASTM, 2003, p. 7.

[72] W. G. D1.01, *Dielectric Response Diagnoses for Transformer Windings*: CIGRE, 2010.

[73] ASTM, "D4243-99 Standard Test Method for Measurement of Average Vescometric Degree of Polymerization of New and Aged Electrical Papers and Boards " in *Electrical insulation and electronics.*, ed, 2004.

[74] ASTM, "D 971 – 99a Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method1," in *Electrical Insulating Liquids and Gases_ Electrical Protective Equipment*, ed. USA: ASTM, 1999, p. 3.

[75] G. Collin. (2014, 01 juin 2015). *CHIMIE PHYSIQUE (CHAPITRE 4: L'état liquide (1))*. Available: http://www.uqac.ca/chimie_ens/Chimie_physique/Chapitres/chap_4.htm

[76] CEI/IEC, " 60422 Huiles minérales isolantes dans les matériels électriques – Lignes directrices pour la maintenance et la surveillance," ed. Geneva, Switzerland: CEI/IEC, 2005, p. 86.

[77] ASTM, "D 6802 – 02 Test Method for Determination of the Relative Content Of Dissolved Decay Products in Mineral Insulating Oils by Spectrophotometry," in *Electrical insulation and electronics*, ed. USA: ASTM, 1999, p. 6.

[78] J.-F. Nicoud, "Principes de spectroscopie uv-visible," Strasbourg (France).

[79] ASTM, "D 6181 – 03 Standard Test Method for Measurement of Turbidity in Mineral Insulating Oil of Petroleum Origin," in *Electrical insulation and electronics*, ed. USA: ASTM, 2003, p. 5.

[80] E. Laboratories. (2015, 06/06/2015). *Turbidity* Available: https://www.etslabs.com/analysis.aspx?id=TBD

[81] HACH. (2014, 06/06/2015). *2100AN Laboratory Turbidimeter Manuel d'Utilisation (2 ed.)*. Available: http://www.hach.com/2100an-laboratory-turbidimeter-epa-115-vac/product-downloads?id=7640450972

[82] B. Research. (2013, 20/07/2015). *La Spectroscopie Infrarouge à Transformée de Fourier (IRTF)*. Available: http://www.biophyresearch.com/wp-content/uploads/2013/04/Document-technique-FTIR-v01.pdf

[83] A. Inc., "FTLA2000 Series Laboratory FT-IR Spectrometers User's Guide," CANADA2002.

[84] ASTM, "E 2412 – 04 Standard Practice for Condition Monitoring of Used Lubricants by Trend Analysis Using Fourier Transform Infrared (FT-IR) Spectrometry," ed. USA: ASTM, 2004, p. 22.

[85] IEEE, "C57.104 IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers," ed. USA: IEEE, 2009, p. 39.

[86] J. B. DiGiorgio, "DISSOLVED GAS ANALYSIS OF MINERAL OIL INSULATING FLUIDS," N. T. Testing, Ed., ed. USA: Northern Technology & Testing.

[87] ASTM, "D 3612 – 02 Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography," in *Electrical Insulating Liquids and Gases*, ed. USA: ASTM, 2002.

[88] CEI/IEC, "60599 Guide pour l'interprétation de l'analyse des gaz dissous et des gaz libres," ed. SUISSE: CEI, 2007, p. 72.

[89] S. Corporation. (2007, 10/06/2015). *Serveron White Paper: DGA Diagnostic Methods*. Available: http://www.qualitrolcorp.com/uploadedFiles/Siteroot/Products/DGA%20Diagnostic%20Methods%20880-0129-00%20Rev%20B.pdf

[90] CNRS. (10/06/2015). *Schéma d'un appareil de CPG (chromatographie en phase gazeuse), muni d'un détecteur à ionisation de flamme (DIF)*. Available: http://www.cnrs.fr/cw/dossiers/dosart/imgArt/chromato/chromato_gaz1.html

[91] T. A. Prevost and T. V. Oommen, "Cellulose insulation in oil-filled power transformers: Part I - history and development," *Electrical Insulation Magazine, IEEE,* vol. 22, pp. 28-35, 2006.

[92] T. V. Oommen and T. A. Prevost, "Cellulose insulation in oil-filled power transformers: part II maintaining insulation integrity and life," *Electrical Insulation Magazine, IEEE,* vol. 22, pp. 5-14, 2006.

[93] B. Sparling and J. Aubin. (21/07/2015). *Assessing Water Content in Insulating Paper of Power Transformers*. Available: http://www.electricenergyonline.com/show_article.php?mag=44&article=333

[94] R. NIKJOO, "Diagnostics of Oil-Impregnated Paper Insulation Systems by Utilizing Lightning and Switching Transients," Licentiate, KTH School of Electrical Engineering, Stockholm, Sweden, 2014.

[95] S. Zabeschek and H. Strzala. (17/11/2014). *Drying of high voltage power transformers in the field with a mobile vapour phase drying equipment*. Available: http://www.weidmann-solutions.cn/huiyi/Seminar%202007%20Florida/2007zabeschek.pdf

[96] M. J. Heathcote, *A Practical Technology of the Power Transformer*, Thirteenth ed. vol. The J & P Transformer Book. Great Britain: Elsevier Ltd, 2007.

[97] R. E. James and Q. Su, *Condition Assessment of High Voltage Insulation in Power System Equipment* vol. 53. United Kingdom, 2008.

[98] D. F. Garcia, B. Garcia, and J. C. Burgos, "A review of moisture diffusion coefficients in transformer solid insulation-part 1: coefficients for paper and pressboard," *Electrical Insulation Magazine, IEEE,* vol. 29, pp. 46-54, 2013.

[99] P. KOESTINGER, P. BOSS, and G. RINDLISBACHER, "PRACTICAL EXPERIENCE WITH THE DRYING OF POWER TRANSFORMERS IN THE FIELD, APPLYING THE LFH** TECHNOLOGY," presented at the CIGRÉ, Paris (France), 2004.

[100] A. M. Emsley and G. C. Stevens, "Kinetics and mechanisms of the low-temperature degradation of cellulose," *Cellulose,* vol. 1, pp. 26-56, 1994/03/01 1994.

[101] A. M. Emsley and G. C. Stevens, "A reassessment of the low temperature thermal degradation of cellulose," in *Dielectric Materials, Measurements and Applications, 1992., Sixth International Conference on*, 1992, pp. 229-232.

[102] A. M. Emsley and G. C. Stevens, "Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers," *Science, Measurement and Technology, IEE Proceedings -,* vol. 141, pp. 324-334, 1994.

[103] L. E. Lundgaard, W. Hansen, D. Linhjell, and T. J. Painter, "Aging of oil-impregnated paper in power transformers," *Power Delivery, IEEE Transactions on,* vol. 19, pp. 230-239, 2004.

[104] G. Gavrilovs and S. Vītoliņa, "Solid insulation drying of 110 kV paper-oil instrument transformers," *Scientific Journal of Riga Technical University. Power and Electrical Engineering,* vol. 25, pp. 35-38, 01/01/ 2009.

[105] Y. Du, M. Zahn, B. C. Lesieutre, A. V. Mamishev, and S. R. Lindgren, "Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems," *Electrical Insulation Magazine, IEEE,* vol. 15, pp. 11-20, 1999.

[106] C. W. Hall, "The evolution and utilization of mathematical models for drying," *Mathematical Modelling,* vol. 8, pp. 1-6, 1987/01/01 1987.

[107] İ. Doymaz and M. Pala, "The effects of dipping pretreatments on air-drying rates of the seedless grapes," *Journal of Food Engineering,* vol. 52, pp. 413-417, 5// 2002.

[108] R. Amiri Chayjan, J. Amiri Parian, and M. Esna-Ashari, *Modeling of moisture diffusivity, activation energy and specific energy consumption of high moisture corn in a fixed and fluidized bed convective dryer* vol. 9, 2011.

[109] C. Ertekin and O. Yaldiz, "Drying of eggplant and selection of a suitable thin layer drying model," *Journal of Food Engineering,* vol. 63, pp. 349-359, 8// 2004.

[110] D. F. García, B. García, J. C. Burgos, and N. García-Hernando, "Determination of moisture diffusion coefficient in transformer paper using thermogravimetric analysis," *International Journal of Heat and Mass Transfer,* vol. 55, pp. 1066-1075, 1/31/ 2012.

[111] D. F. Garcia, B. Garcia, J. C. Burgos, and N. G. Hernando, "Experimental determination of the diffusion coefficient of water in transformer solid insulation," *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on,* vol. 19, pp. 427-433, 2012.

[112] B. Pahlavanpour and M. Eklund. (2005, 22/07/2015). *Gassing Properties of Insulating Liquid*. Available: http://www.weidmann-solutions.cn/huiyi/Seminar%202005%20San%20Antonio/2005pahlavanpourpaper.pdf

[113] V. Shrinet and M. J. Patel, "An evaluation of the gassing tendency under electrothermal stress of some dielectric liquids," *Journal of Synthetic Lubrication,* vol. 15, pp. 213-222, 1998.

[114] P. Wong and E. O. Forster, "High-speed schlieren studies of electrical breakdown in liquid hydrocarbons," *Canadian Journal of Chemistry,* vol. 55, pp. 1890-1898, 1977.

[115] Janvier Sylvestre N'Cho, Issouf Fofana, T. Aka-Ngnui, and A. Beroual, "Effet of exposure to electrical disxharge on transformer oil properties," *High Voltage Engineering,* vol. 37, p. 7, 30/11/2011 2011.

[116] I. Fofana, J. S. N'Cho, J. C. Olivares-Galvan, R. Escarela-Perez, and P. S. Georgilakis, "Comparative studies of the stabilities to oxidation and electrical discharge between ester fluids and transformer oils," in *North American Power Symposium (NAPS), 2011*, 2011, pp. 1-4.

[117] I. Fofana, A. Bouaicha, M. Farzaneh, and J. Sabau, "Ageing Behaviour of Mineral Oil and Ester Liquids: a Comparative Study," in *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2008. CEIDP 2008. Annual Report Conference on*, 2008, pp. 87-90.

[118] ASTM, "D 2413 - 99 : Standard Practice for Preparation of Insulating Paper and Board Impregnated with a Liquid Dielectric1," in *Volume 10.01: Electrical Insulation*, ed. USA: ASTM, 1999, p. 4.

[119] IEC, "60599 Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis," ed. Switzerland: IEC, 2007, p. 72.

[120] A. Junid, S. Li, and L. Ni, "Dissolved Gas Analysis and its interpretation techniques for Power Transformers," 2008.

[121] "FIST 31, TRANSFORMER DIAGNOSTICS," HYDROELECTRIC RESEARCH AND TECHNICAL SERVICES GROUP, USA2003.

[122] R. M. Silverstein, F. X. Webster, and D. Kiemle, *Spectrometric Identification of Organic Compounds*, 7 ed. USA: Wiley 2005.

[123] M. P. Zakharich, I. I. Zaitsev, V. P. Komar, F. N. Nikonovich, M. P. Ryzhkov, and I. V. Skornyakov, "Analysis of Transformer Oil Using IR Analyzers," *Journal of Applied Spectroscopy,* vol. 68, pp. 61-65, 2001/01/01 2001.

[124] T. R. Blackburn, "Distribution Transformers: Proposal to Increase MEPS Levels," DOE, USA2007.

[125] Hitachi. (24/07/2015). *HItachi Amorphous Transformers*. Available: http://www.hitachi-ies.co.jp/english/catalog_library/pdf/transformers.pdf

[126] J. C. Olivares-Galván, P. S. Georgilakis, and R. Ocon-Valdez, "A Review of Transformer Losses," *Electric Power Components and Systems,* vol. 37, pp. 1046-1062, 2009/08/27 2009.

[127] J. C. Olivares-Galvan, R. Escarela-Perez, P. S. Georgilakis, and E. Campero-Littlewood, "Separation of no-load losses for distribution transformers using experimental methods: Two frequencies and two temperatures," in *Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010), 7th Mediterranean Conference and Exhibition on*, 2010, pp. 1-5.

[128] J. C. Olivares-Galvan, S. Magdaleno-Adame, E. Campero-Littlewood, R. Escarela-Perez, and P. S. Georgilakis, "Techno-economic Evaluation of Reduction of Low-voltage Bushings Diameter in Single-phase Distribution Transformers," *Electric Power Components and Systems,* vol. 39, pp. 1388-1402, 2011/08/24 2011.

[129] P. Patel and M. Perkins, " DFR- An Excellent Diagnostic Tool for Power Transformers," presented at the Weidmann Annual Diagnostic Solutions Technical Conference, Las Vegas (USA), 2008.

[130] M. Jaya and T. Leibfried. (05/03/2013). *Dielectric modelling and diagnosis of the oil-paperinsulation system in power transformers*. Available: https://www.ieh.kit.edu/rd_download/jaya_paper326.pdf

[131] M. Aguet and M. Ianoz, *Haute Tension* vol. 22. Suisse: PPUR, 1982.
[132] T.-O. CUJBĂ. (2009, 26/07/2015). *Le stade actuel concernant la protection de l'huile isolante contre l'oxydation*. Available: http://doct-us.usv.ro/article/view/45/2
[133] IEC.60422, "Mineral insulating oils in electrical equipment –Supervision and maintenance guidance," ed, 2005.
[134] S. Canada. (15/07/2015). *Electric power statistics*. Available: http://www5.statcan.gc.ca/cansim/a26
[135] ACE. (2010, 11/07/2015). *Le réseau électrique intégré (L'électricité durable en tant que fondement de la reprise économique en Amérique du Nord)*. Available: http://www.electricity.ca/media/pdfs/economic/canada_us_affairs/CEA_Enhancing_2010_fr_v3.pdf
[136] NYNAS. (2012, 30/03/2015). *PDS_Nytro_Lynx_ASTM_EN*. Available: https://nyport.nynas.com/Apps/1112.nsf/wnpds/Nytro_Lynx_ASTM__ASTM/$File/PDS_Nytro_Lynx_ASTM_EN.pdf
[137] MIDEL. (2014, 29/03/2015). *MIDEL 7131 Dielectric Insulating Fluid Overview*. Available: http://static.mimaterials.com/midel/documents/technical/MIDEL_7131_Dielectric_Insulating_Fluid_Overview.pdf
[138] MIDEL. (2014, 29/03/2015). *MIDEL eN Natural Ester Based Dielectric Insulating Fluid*. Available: http://static.mimaterials.com/midel/documents/technical/MIDEL_eN_Dielectric_Insulating_Fluid_Overview.pdf
[139] Petro-Canada. (29/03/2015). *LUMINOL TR/Tri_High-Efficiency Electrical Insulating Fluids*. Available: http://lubricants.petro-canada.ca/resource/download.aspx?type=TechData&iproduct=1780&language=en
[140] "Dielectric response methods for diagnostics of power transformers," *Electrical Insulation Magazine, IEEE,* vol. 19, pp. 12-18, 2003.
[141] E. David. (14/avril/2011). *IGEE-4453: Matériaux de l'électrotechnique: Chapitre 4.2 Diélectriques*. Available: http://wcours.gel.ulaval.ca/2006/a/21948/default/5notes/IGEE-403%20chap4_2%20EDavid.pdf
[142] J.Fabre and A.Pichon, "Deteriorating processes and products of paper in oil. Application to transformers," presented at the CIGRE, 1960.
[143] S. E. SA, *Guide de la distribution électrique basse tension et HTA* 2009.
[144] J. S. N'CHO, "Developpement de nouvelles methodes de diagnostic et de regeneration des huiles pour transformateurs de puissance," Doctorat, Génie Électrique, ÉCOLE CENTRALE DE LYON, 2011.
[145] M. Duval and T. O. Rouse, "Engineering Dielectrics:," vol. 3 Engineering Dielectrics, Chapter 4 Physical and Chemical Properties of Mineral Insolating Oils, 1994.
[146] Siemens. (2010, 15/03/2013). *Transformer Lifecycle Management™*. Available: http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/services/power-transmission-distribution/transformer-lifecycle-management/TLM_SITRAM_Reg_frz.pdf
[147] J. Sabau, I. Fofana, Y.Hadjadj, and M.Brahami. (15/02/2013). *Dissolved Oxygen and Moisture Removal System for Freely Breathing Transformers*. Available: http://www.univ-sba.dz/iceps/icen10/frames/Articles/IV/IV-17_SABAU_CANADA.pdf

Rapport-Gratuit.com

[148] J. Sabau, I. Fofana, A. Bouaicha, Y. Hadjadj, and M. Farzaneh, "An environmentally friendly dissolved oxygen and moisture removal system for freely breathing transformers," *Electrical Insulation Magazine, IEEE,* vol. 26, pp. 35-43, 2010.

[149] I. Fofana and J. Sabau, "The Service Reliability of Aging Power Transformers," presented at the CIGRÉ Canada Conference, Calgary (Canada), September 2013.