

## TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS .....	1
RÉSUMÉ .....	3
ABSTRACT.....	7
TABLE DES MATIÈRES .....	10
LISTE DES FIGURES .....	14
LISTE DES TABLEAUX .....	17
CHAPITRE 1 .....	18
INTRODUCTION GÉNÉRALE .....	18
1.1. Introduction .....	19
1.2. Problématique.....	21
1.3. Objectifs .....	23
1.4. Originalité.....	24
1.5. Méthodologie.....	26
1.5.1 Introduction .....	26
1.5.2 Étude comparative de l'isolation hybride par rapport aux autres types d'isolations solides et liquides.....	26
1.5.3 Étude de la capacité de l'aramide et de la cellulose à protéger le cuivre contre le soufre corrosif.....	28
1.6. Organisation du mémoire .....	29
CHAPITRE 2.....	31
REVUE DE LA LITTÉRATURE .....	31
2.1 Introduction .....	32
2.2 Définition et classification des transformateurs de puissance .....	32
2.3 Constitution générale des transformateurs de puissance .....	34
2.4 Système d'isolation des transformateurs .....	37
2.4.1 Isolation solide .....	37
2.4.2 Isolation liquide.....	40
2.4.3 Choix d'une huile pour une application spécifique.....	46
2.5 Différentes configurations du système d'isolation des transformateurs .....	47
2.5.1 Isolation conventionnelle.....	47
2.5.2 Isolation haute température homogène .....	48
2.5.3 Isolation hybride .....	49

2.5.4	Isolation semi-hybride.....	49
2.5.5	Isolation mixte ou mélangée.....	50
2.6	Positionnement du transformateur à isolation hybride .....	51
2.7	Vieillessement et dégradation des isolants solides et liquides des transformateurs.....	53
2.7.1	Vieillessement des huiles minérales .....	53
2.7.2	Mécanisme de dégradation du papier cellulose .....	55
2.7.3	Vieillessement du complexe huile/papier.....	59
2.7.4	Interaction entre les différentes contraintes affectant le bon fonctionnement de l'isolation.....	59
2.8	La formation du soufre corrosif et ses effets.....	60
2.8.1	Principe de la formation du soufre corrosif.....	61
2.8.2	Effets du soufre corrosif sur le système d'isolation .....	62
2.9	Évaluation de l'état de l'isolation des transformateurs de puissance .....	63
2.9.1	Introduction .....	63
2.9.2	Techniques de diagnostic utilisées.....	66
2.10	État d'avancement des travaux de recherche .....	71
2.10.1	Étude des propriétés de l'aramide par rapport à celles de la cellulose.....	71
2.10.2	Étude des huiles esters synthétiques et naturels associées au papier aramide.....	72
2.10.3	Isolation solide hybride associée à l'huile minérale .....	72
2.10.4	Passage de l'isolation conventionnelle à l'isolation hybride lors de la réparation d'un transformateur de puissance .....	73
2.10.5	Étude comparative par l'analyse des gaz dissous (DGA) des isolations hybride, conventionnelle et aramide .....	73
2.10.6	Qualité des huiles dans les isolations aramide, cellulose et hybride.....	74
2.10.7	Étude de la formation du soufre corrosif.....	75
2.11	Conclusion.....	76
CHAPITRE 3 .....		77
MATÉRIELS ET MÉTHODES UTILISÉS .....		77
3.1	Introduction .....	78
3.2	Méthodes.....	79
3.2.1	Procédures pour les vieillissements thermiques accélérés .....	79

3.2.2	Analyses et interprétation des résultats .....	82
3.3	Matériels .....	87
3.3.1	Le turbidimètre .....	87
3.3.2	Le Spectrophotomètre T60 UV/Visible .....	90
3.3.3	Le coulomètre Karl Fischer (KF831) .....	92
3.3.4	Tensiomètre de surface .....	93
3.3.5	Mesure du degré de polymérisation viscosimétrique (DP <sub>v</sub> ) .....	95
3.3.6	Le four Napco .....	97
3.3.7	Le four DKN900 de Yamato .....	98
3.3.8	Équipement pour dégazage et déshumidification de l'huile .....	99
3.3.9	Four de séchage et d'imprégnation du papier .....	99
3.3.10	Équipement Thermo-Contraintes .....	100
3.3.11	Le détecteur de soufre «EMIA-220V» de HORIBA .....	102
3.3.12	Le GC (Chromatographie en phase gazeuse-Gas chromatography) .....	103
3.4	Conclusion .....	105
CHAPITRE 4 .....		106
ÉTUDE COMPARATIVE DE L'ISOLATION HYBRIDE PAR RAPPORT AUX AUTRES TYPES D'ISOLATIONS .....		106
4.1	Introduction .....	107
4.2	Étude comparative des isolations liquides.....	108
4.2.1	Évolution des produits de dégradation en fonction de la durée de vieillissement	108
4.2.2	Comparaison des isolations par technique de diagnostic physicochimique.....	110
4.2.3	Établissement de corrélations entre les différentes techniques de diagnostic physicochimiques.....	118
4.2.4	Conclusion partielle.....	122
4.2.5	Atteinte des objectifs et originalité.....	123
4.3	Étude comparative des isolations solides .....	123
4.3.1	Analyse des gaz dissous (DGA) .....	123
4.3.2	Degré de Polymérisation viscosimétrique ( DP <sub>v</sub> ) .....	131
4.3.3	Établissement des corrélations .....	135
4.3.4	Conclusion partielle.....	140

4.3.5	Atteinte des objectifs et originalité.....	140
4.4	Conclusion.....	142
CHAPITRE 5.....		144
ÉTUDE COMPARATIVE SUR LA FORMATION DU SOUFRE CORROSIF.....		144
5.1	Introduction.....	145
5.2	Étude Qualitative.....	146
5.2.1	Échantillons de cuivre et de papier après vieillissements et interprétations.....	146
5.2.2	Résumé sur l'étude qualitative.....	151
5.3	Étude quantitative.....	151
5.3.1	Quantité de soufre.....	151
5.3.2	Produits d'oxydation dissous (DDP).....	155
5.4	Corrélation entre DDP et quantité de soufre pour l'huile minérale.....	158
5.5	Atteinte des objectifs et originalité.....	160
5.6	Conclusion.....	160
CHAPITRE 6.....		161
CONCLUSIONS GÉNÉRALES ET RECOMMANDATIONS.....		161
6.1	Conclusions générales.....	162
6.2	Recommandations.....	168
BIBLIOGRAPHIE.....		171



## LISTE DES FIGURES

Figure 1: Position des transformateurs sur le réseau d'énergie électrique [1].	19
Figure 2: Méthodologie pour l'étude comparative des différents types d'isolation solides et liquides.	27
Figure 3: Méthodologie pour l'étude comparative de la capacité du papier aramide et du papier cellulose à protéger le cuivre contre le soufre corrosif.	29
Figure 4: Principaux organes d'un transformateur de puissance [20].	36
Figure 5: Motif élémentaire d'une cellulose [21].	38
Figure 6: Structure chimique élémentaire de l'aramide [24].	40
Figure 7: Processus de raffinage pour les huiles brutes [5].	41
Figure 8: Principaux constituants de l'huile minérale issue du pétrole brut.	42
Figure 9: Structure chimique d'un ester synthétique [1].	44
Figure 10: Structure chimique générale des huiles silicones [27].	45
Figure 11: Structure chimique d'un ester naturel (huile végétale), aussi appelé triester(triglycérider) [1].	46
Figure 12: Section transversale d'un système d'isolation conventionnelle [31].	48
Figure 13: Isolation haute température [32].	48
Figure 14: Isolation hybride [32].	49
Figure 15: Isolation semi-hybride [33].	50
Figure 16: Isolation mixte ou mélangée [32].	51
Figure 17: Transformateur à isolation hybride sans sa cuve [36].	52
Figure 18: Transformateur à isolation semi-hybride (5 MVA) pour l'alimentation de circuits d'excitation dans une centrale nucléaire [35].	52
Figure 19: Transformateur à isolation hybride de grande puissance (180/240/300 MVA, 230 kV) [35].	53
Figure 20: Vue microscopique de a) papier neuf avec valeur élevée du DP b) papier vieilli avec faible valeur du DP [38].	56
Figure 21: Interaction entre les contraintes (électriques, thermiques, chimiques) et le système d'isolation du transformateur [31].	60
Figure 22: Mécanisme de claquage de l'isolation après la formation du sulfure de cuivre ( $Cu_2S$ ) [7].	62
Figure 23: Défaillance liée au sulfure de cuivre sur un transformateur de distribution.	63
Figure 24: Évaluation de la qualité de l'huile [45].	65
Figure 25: Évaluation des propriétés du papier [45].	66
Figure 26: Procédure de vieillissement pour les quatre types d'isolation.	81
Figure 27: Procédure de vieillissements pour tests de soufre corrosif.	82
Figure 28: Code des couleurs selon ASTM-D130 [17].	86
Figure 29: Turbidimètre modèle 2100AN avec le flacon de mesure et la boîte de calibration.	89

Figure 30: Système optique de base du turbidimètre 2100AN. ....	89
Figure 31: Procédure de mesure de la turbidité selon la norme ASTM D6181 [15]. ....	90
Figure 32: Spectrophotomètre T60 UV/Visible permettant la mesure des produits de .....	91
Figure 33: Cellule ou cuve de mesure à usage unique de 2,5 ml. ....	91
Figure 34: Titreur Coulométrique Karl Fisher pour la mesure de la teneur en eau selon la norme ASTM D1533 [15]. ....	93
Figure 35: Tensiomètre de surface « Fischer Scientific » pour la mesure de la tension interfaciale d'un liquide selon la ASTM D971 [15]. ....	94
Figure 36: Soxhlet pour le dégraissage du papier imprégné avec de l'hexane. ....	95
Figure 37: Chambre à humidité contrôlée. ....	95
Figure 38: Viscosimètre capillaire en verre de CANNON. ....	97
Figure 39: Four Napco utilisé pour l'étude sur la formation du soufre corrosif. ....	98
Figure 40: Four DKN900 utilisé pour l'étude comparative de l'isolation hybride par rapport aux autres types d'isolations. ....	98
Figure 41: Équipement pour dégazage et déshumidification de l'huile. ....	99
Figure 42: Four de séchage et d'imprégnation du papier. ....	100
Figure 43: Le schéma d'assemblage utilisé pour la réalisation de l'équipement «thermo-contraintes». ....	101
Figure 44: Le détecteur de soufre «EMIA-220V» de HORIBA. ....	103
Figure 45: Principe de fonctionnement de la fournaise EMIA-220V de HORIBA. ....	103
Figure 46: L'équipement GC TOGAS-2014 de SHIMADZU pour l'analyse des gaz dissous (DGA)...	104
Figure 47: Évolution des produits de dégradation (Isolation Conventiennelle-cellulose).....	108
Figure 48: Évolution des produits de dégradation (Isolation haute température-aramide). ....	109
Figure 49: Évolution des produits de dégradation (Isolation hybride). ....	109
Figure 50: Évolution des produits de dégradation (Isolation hybride). ....	110
Figure 51: Produits d'oxydation dissous (DDP) avant le défaut thermique. ....	111
Figure 52: Produits d'oxydation dissous (DDP) après le défaut thermique. ....	111
Figure 53: La tension interfaciale avant le défaut thermique. ....	113
Figure 54: La tension interfaciale après le défaut thermique. ....	114
Figure 55: Turbidité avant le défaut thermique. ....	115
Figure 56: Turbidité après le défaut thermique. ....	116
Figure 57: Teneur en eau avant le défaut thermique. ....	117
Figure 58: Teneur en eau après le défaut thermique. ....	117
Figure 59: Corrélacion entre les techniques de diagnostic avant et après la contrainte thermique-Isolation conventiennelle. ....	120
Figure 60: Corrélacion entre les techniques de diagnostic avant et après la contrainte thermique-Isolation hybride. ....	121
Figure 61: Quantités d'oxydes de carbone pour l'huile neuve. ....	124

Figure 62: Quantités d'oxydes de carbone pour 500 heures de vieillissement avant la contrainte thermique. ....	125
Figure 63: Quantités d'oxydes de carbone pour 1000 heures de vieillissement avant la contrainte thermique. ....	126
Figure 64: Quantités d'oxydes de carbone pour 500 heures de vieillissement après la contrainte thermique. ....	127
Figure 65: Quantités d'oxydes de carbone pour 1000 heures de vieillissement après la contrainte thermique. ....	127
Figure 66: Évolution des oxydes de carbone en fonction des durées de vieillissements pour chaque type d'isolation avant la contrainte thermique. ....	129
Figure 67: Évolution des oxydes de carbone en fonction des durées de vieillissements pour chaque type d'isolation après la contrainte thermique. ....	130
Figure 68: Degré de Polymérisation avant la contrainte thermique. ....	132
Figure 69: DP <sub>v</sub> après la contrainte thermique.....	133
Figure 70: DP <sub>v</sub> avant et après la contrainte thermique pour l'isolation conventionnelle. ....	134
Figure 71: Taux de diminution du DP <sub>v</sub> .....	134
Figure 72: DP <sub>v</sub> avant et après la contrainte thermique pour l'isolation hybride. ....	135
Figure 73: Corrélation entre monoxyde de carbone et DP <sub>v</sub> avant et après le défaut thermique..	136
Figure 74: Corrélation entre Dioxyde de carbone et DP <sub>v</sub> avant et après le défaut thermique. ....	137
Figure 75: Corrélations entre DP <sub>v</sub> et ratio d'oxydes de carbone avant et après le défaut thermique. ....	137
Figure 76: Corrélations entre Oxydes de carbone avant et après le défaut thermique. ....	138
Figure 77: Corrélations entre DP <sub>v</sub> des isolations conventionnelle et hybride avant et après le défaut thermique. ....	138
Figure 78: Quantité de soufre par type d'huile pour chaque type d'isolation.....	153
Figure 79: Quantité de soufre par type d'isolation pour chaque type d'huile.....	154
Figure 80: Quantité de produits dissous dans les huiles vieilles par types d'isolation. ....	157
Figure 81: Quantité de produits dissous par types huiles.....	158
Figure 82: Produits d'oxydation dissous dans l'huile et quantité de soufre dans le cuivre.....	159

## LISTE DES TABLEAUX

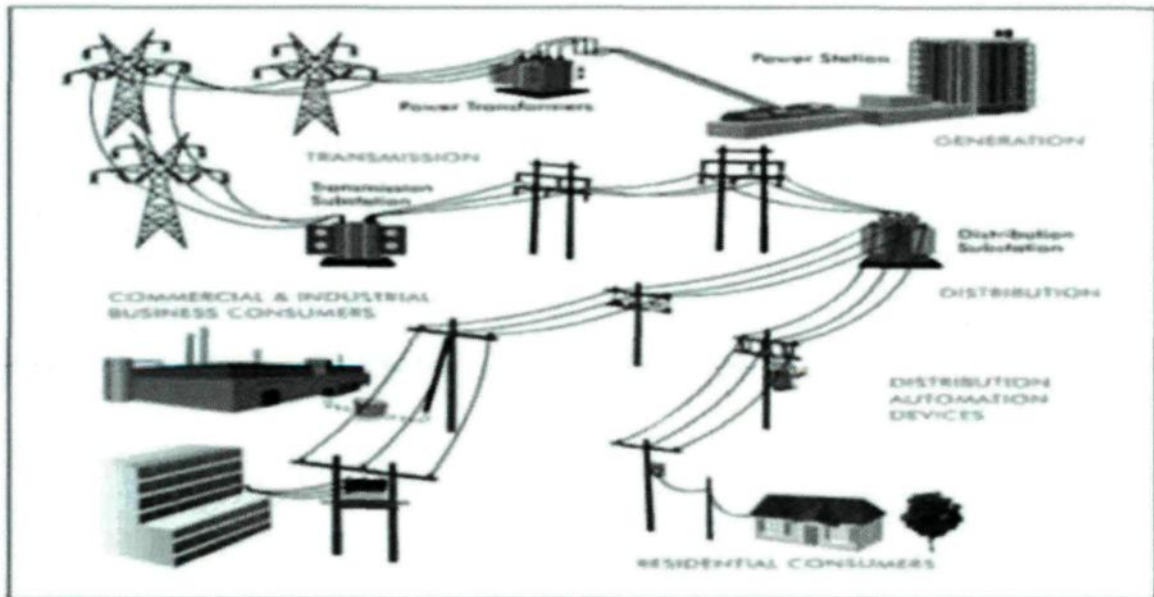
Tableau 1: Caractéristiques typiques de l'aramide et de la cellulose [10].	22
Tableau 2: Principaux organes d'un transformateur de puissance.	36
Tableau 3: Différentes marques de papier aramide [23].	39
Tableau 4: Choix de l'isolant liquide pour différents types de transformateurs [30].	47
Tableau 5: Mécanisme de réactions en chaîne initiés par les radicaux libres dans l'huile [37].	54
Tableau 6: Soufre et composés soufrés dans l'huile minérale [5].	61
Tableau 7: Types de défauts et gaz mis en jeu [13].	70
Tableau 8: Caractéristiques des papiers pour tests de vieillissements thermiques.	79
Tableau 9: Caractéristiques des huiles pour tests de vieillissements thermiques.	80
Tableau 10 : Valeurs de $DP_v$ et leurs interprétations [40].	84
Tableau 11: Interprétation de base du diagnostic de l'huile.	84
Tableau 12: Guide sur l'analyse des huiles des transformateurs de puissance [40].	85
Tableau 13: Coefficients de régression entre techniques de diagnostic.	122
Tableau 14: Coefficients de régression des oxydes de carbone et ratio d'oxydes de carbone par rapport au $DP_v$ .	139
Tableau 15: Coefficients de régression des oxydes de carbone et $DP_v$ de l'isolation conventionnelle par rapport à ceux de l'isolation hybride.	139
Tableau 16: Quantités d'oxydes de carbone et de $DP_v$ de l'isolation conventionnelle proposées pour l'amélioration des normes IEEE Std C57.104 [13] et IEC 60599 [14].	141
Tableau 17: Quantités d'oxydes de carbone et de $DP_v$ proposées pour l'établissement de la nouvelle norme sur l'interprétation des résultats du DGA des transformateurs à isolation hybride.	141
Tableau 18: Échantillons de cuivre vieillis pendant 504 heures pour les différentes huiles et les différentes isolations.	146
Tableau 19: Codes et commentaires-Nytro Lynx.	147
Tableau 20: Codes et commentaires-Midel eN.	148
Tableau 21: Codes et commentaires-Midel 7131.	149
Tableau 22: Codes et commentaires-XL 7335.	150
Tableau 23: Teneurs en soufre des échantillons de cuivre.	151
Tableau 24: Quantité de produits dissous dans les huiles vieilles.	155
Tableau 25: Quantités de soufre et de produits dissous.	159

## **CHAPITRE 1**

### **INTRODUCTION GÉNÉRALE**

## 1.1. Introduction

Les transformateurs de puissance sont considérés comme des investissements capitaux dans les infrastructures d'un pays. Ils représentent le «cœur» de tout réseau de transport et de distribution d'énergie électrique.



**Figure 1:** Position des transformateurs sur le réseau d'énergie électrique [1].

La figure 1 illustre la position stratégique des transformateurs de puissance dans un réseau de transport et de distribution d'énergie électrique. Pour un poste de transformation donné, ces équipements représentent près de 60% du capital d'investissement [2]. Il est donc essentiel qu'ils fonctionnent correctement et ce pendant plusieurs années. À l'intérieur de ces équipements, la fonction d'isolation électrique, en général huile/papier, est primordiale, en ce sens qu'elle est l'une des conditions fondamentales de leur bon fonctionnement. Il est d'usage de surdimensionner le système d'isolation pour garantir sa tenue diélectrique sous la tension de service. Cependant, l'application de la tension de

service combinée aux contraintes de diverses sources (thermique, mécanique, électrique, environnementale, etc.) et leurs interactions mutuelles, fait apparaître un certain nombre de phénomènes parasites qui provoquent une détérioration graduelle et le vieillissement des isolants. Cela a pour conséquence le claquage électrique de ceux-ci. Dans une très large mesure, les défaillances électriques du matériel haute tension sont d'ailleurs dues au claquage des isolants [3]. Il est devenu primordial de trouver de nouvelles solutions pour améliorer la conception des transformateurs de puissance car la demande en énergie est sans cesse croissante. Malgré une quantité impressionnante de résultats ayant nécessité des investigations et un temps considérable, les ingénieurs éprouvent toujours quelques difficultés pour optimiser l'isolation des transformateurs de puissance.

Depuis quelques années l'utilisation d'isolants thermodurcissables et synthétiques de types poly-aramide ont vu le jour [4]. À cet effet, le papier aramide est apparu dans la conception de certains transformateurs de puissance comme isolant hybride. Un tel système utilise le papier aramide pour isoler les enroulements primaires et secondaires tandis que la cellulose est utilisée dans les autres parties.

Le présent sujet de recherche intitulé «**Étude de l'isolation hybride en vue de son application dans les transformateurs de puissance**», fait partie des axes de recherche de la chaire de recherche du Canada sur les Isolants Liquides et Mixtes en Électrotechnique (CRC-ISOLIME), dont le but est de développer et d'étudier de nouvelles techniques permettant le diagnostic de l'état de l'isolation des transformateurs de puissance.

## 1.2. Problématique

Depuis près d'un siècle l'isolation traditionnelle ou conventionnelle [5, 6] (complexe huile/cellulose) a été le type d'isolation par excellence dans les transformateurs de puissance et dans la plupart des équipements électriques de puissance (câbles, bornes de traversée, etc.). Mais le papier cellulose qui représente la partie solide de cette isolation possède de nombreuses faiblesses [6]. En effet le vieillissement du papier cellulose dans les transformateurs de puissance est accéléré par l'humidité, l'oxygène, les catalyseurs métalliques, la température, etc. Ce qui a pour conséquence l'augmentation du risque de défaillances. Une autre grande faiblesse du papier cellulose réside en son incapacité à protéger les enroulements électriques du transformateur contre les effets nuisibles du soufre corrosif [7]. Une étude faite par l'EPRI (Electrical Power Research Institute) [8] a montré que plusieurs transformateurs de puissance sont tombés en panne sans déclenchement préalable d'alarme, à cause du soufre corrosif. La compagnie ABB a identifié le soufre corrosif comme étant un tueur silencieux «sans alerte » des transformateurs de puissance [9].

Vu toutes les faiblesses du papier cellulose indiquées ci-dessus, plusieurs études [9] ont été effectuées pour évaluer les performances d'un autre type de papier qui possède de très bonnes propriétés thermiques [10, 11]. Il ressort de ces études que le papier aramide est un matériau prometteur dans la mesure où son processus de vieillissement est faiblement influencé par la température, l'humidité et les catalyseurs métalliques, excepté l'oxygène. En réalité chaque type de papier présente des forces et des faiblesses, d'où l'idée de



concevoir une isolation huile/cellulose + aramide reconnue sous le nom d'isolation hybride. L'idée de base consiste à utiliser le poly-aramide dans les endroits les plus chauds des enroulements, préalablement identifiés tandis que la cellulose (moins couteuse) sera utilisée dans les autres parties. Cette isolation combine les avantages des deux types de papier, plus particulièrement une bonne résistance thermique pour des températures supérieures à 180°C pour l'aramide [10] et une bonne tenue mécanique (résistance à la traction jusqu'à 130 N/cm) pour la cellulose [10]. Le tableau 1 présente un exemple de caractéristiques typiques du papier aramide (Nomex T410) et du papier cellulose (PSP 3010).

*Tableau 1: Caractéristiques typiques de l'aramide et de la cellulose [10].*

Propriétés	Unité	Aramide	Cellulose
Masse volumique	g/cm <sup>3</sup>	0,75	0,95-1
Épaisseur	µm	80	100
Tenue mécanique	N/cm		
-Longitudinale		65	130
-Diagonale		39	53
Température maximale	°C	>180	115
Humidité relative	%	3-4	6-7
Humidité de saturation limite (20°C)	%	12	16

Selon les résultats des travaux antérieurs effectués sur le papier aramide [10, 11], il ressort que l'isolation hybride serait préférable à l'isolation conventionnelle. Cependant une question se pose: qu'est ce qui inciterait une compagnie ou une institution à remplacer son ancien transformateur à isolation conventionnelle ou à acheter un nouveau transformateur à isolation hybride surtout que le prix du papier aramide est très élevé

comparativement à celui du papier cellulose? Cette question est davantage cruciale quand il s'agit d'un transformateur de puissance, qui représente un très grand investissement financier de l'ordre de quelques millions de dollars [12]. Un incitatif fondamental serait que l'acheteur puisse disposer de moyens et des méthodes qui permettraient de surveiller l'état de santé de son transformateur (surtout l'isolation solide, maillon le plus faible du système d'isolation). En d'autres termes qu'il puisse disposer d'un outil de diagnostic de son transformateur.

### **1.3. Objectifs**

L'objectif global de ce travail de recherche est d'étudier l'isolation hybride en vue de démontrer sa potentielle utilisation dans les transformateurs de puissance. Il s'agit d'une étude exploratoire du comportement thermique de l'isolation solide hybride (papier aramide + papier à base de cellulose) et de l'influence mutuelle avec l'isolation liquide. L'isolation hybride sera comparée à l'isolation traditionnelle ou conventionnelle (cellulose) et à l'isolation haute température (aramide-Nomex), l'isolation sans papier servira de référence. Cet objectif global est scindé en trois objectifs spécifiques à savoir:

- Améliorer les outils de diagnostic de l'état des isolations solides hybride, et conventionnelle. La durée de vie d'un transformateur de puissance étant directement liée à celle de son isolation solide (papier), l'état du papier est donc un très bon indicateur.
- Diagnostiquer l'état des huiles des isolations hybride, haute température et conventionnelle. En effet l'analyse des huiles est l'outil de diagnostic le plus utilisé par les

ingénieurs en charge de la maintenance des transformateurs de puissance. Cette analyse ne nécessite pas l'arrêt du transformateur.

- Étudier la capacité du papier aramide et du papier cellulose à protéger le cuivre (enroulements électriques) contre les effets nuisibles du soufre corrosif.

#### **1.4. Originalité**

Ce travail de recherche trouve son originalité dans le fait qu'il traite d'un nouveau type d'isolation pour les transformateurs de puissance. Aujourd'hui, la dégradation des isolants des transformateurs de puissance est limitée autant par les aspects thermiques qu'électriques. Depuis quelques années l'utilisation d'isolants thermodurcissables et synthétiques de types poly-aramide ont vu le jour comme alternative à l'isolation conventionnelle à base de cellulose. Ces dernières années, le papier aramide est ainsi apparu dans la conception de certains transformateurs de traction électrique comme isolant hybride. Un tel système utilise le papier aramide dans les endroits les plus chauds des enroulements tandis que la cellulose est utilisée dans les autres parties.

L'originalité de ce projet est justifiée par les aspects suivants:

- L'analyse des gaz dissous (DGA) est la technique de diagnostic la plus utilisée par les ingénieurs en charge de la maintenance des transformateurs de puissance. En ce qui concerne les transformateurs de puissance à isolation conventionnelle, les méthodes d'interprétation des résultats du DGA sont consignées dans les normes IEEE STD C57.104 [13] et IEC 60599 [14]. À ce jour, il n'existe aucune norme pour l'interprétation des résultats

du DGA des transformateurs à isolation hybride et haute température. L'établissement d'une telle norme requiert des données (mesures) provenant des laboratoires (chercheurs), des fabricants et des exploitants des réseaux d'énergie électrique (ingénieurs). Nous souhaitons contribuer à l'élaboration de cette future norme en déterminant les teneurs en oxydes de carbone (CO et CO<sub>2</sub>) de l'huile après un défaut thermique sur le papier dans l'isolation hybride.

- L'établissement d'une corrélation entre les différentes techniques de diagnostic physico-chimiques pour les transformateurs de puissance à isolation hybride (huile minérale + papier cellulose + papier aramide). Ces Techniques sont traditionnellement utilisées pour les transformateurs de puissance à isolation conventionnelle (huile minérale + papier cellulose).
- La démonstration que l'utilisation du papier aramide (Nomex) protège les enroulements du transformateur contre les effets nocifs du soufre corrosif.

Ces résultats permettront une avancée notable dans la compréhension du comportement de l'isolation hybride des transformateurs de puissance. Contrairement à l'isolation conventionnelle actuelle constituée de cellulose/huile, l'application des matériaux à haute résistance thermique en combinaison avec les liquides isolants à point de feu et résistance au vieillissement élevé permettra non seulement de prolonger la durée de vie des transformateurs de puissance mais aussi d'augmenter la puissance délivrée du

transformateur et ainsi d'envisager la réduction de la taille des transformateurs sans incidence négative sur la fiabilité de service.

## **1.5. Méthodologie**

### **1.5.1 Introduction**

Dans un premier temps, une étude bibliographique a été réalisée afin de comprendre les mécanismes de dégradation de l'isolation (liquide et solide) des transformateurs, la formation du soufre corrosif et ses effets. Cette étude permet aussi d'être situé sur les travaux antérieurs liés à la problématique de ce travail de recherche.

En second lieu l'étude bibliographique a permis non seulement de dégager les objectifs du travail à réaliser, mais surtout de pouvoir définir les étapes à suivre pour l'atteinte des objectifs.

Pour atteindre les objectifs fixés, et en se basant sur les travaux antérieurs, ce travail de recherche, s'est axé sur deux volets essentiels à savoir: l'étude comparative de l'isolation hybride par rapport aux autres types d'isolations solides et liquides, et l'étude comparative de la capacité du papier aramide et du papier cellulose à protéger le cuivre contre le soufre corrosif en présence des huiles minérales, esters synthétiques, esters naturels et silicones.

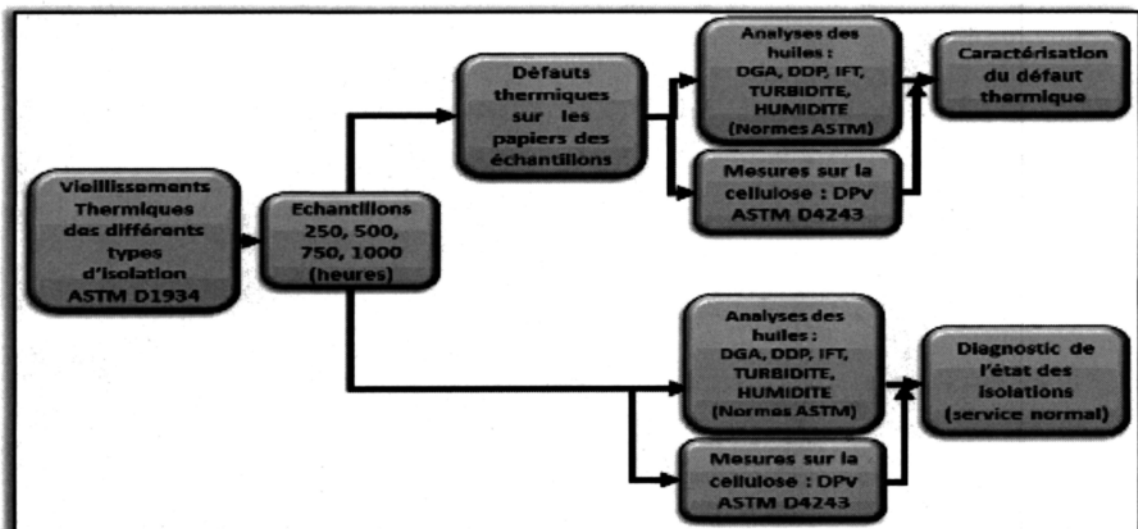
### **1.5.2 Étude comparative de l'isolation hybride par rapport aux autres types d'isolations solides et liquides.**

Cette partie consiste en une étude comparative de la stabilité thermique de l'isolation hybride, de l'isolation haute température (aramide-Nomex), de l'isolation

conventionnelle (cellulose) et l'isolation sans papier servant de référence. La méthodologie adoptée dans ce cas est la suivante :

- Vieillissements thermiques accélérés en laboratoire des échantillons selon la norme ASTM D1934 [15].
- Simulation de défauts thermiques sur l'isolation solide à l'aide de l'équipement «Thermo-contraintes» conçu au sein de la chaire ISOLIME.
- Mesure du  $DP_v$  (Degré de Polymérisation) du papier cellulose par la méthode viscosimétrique.
- Analyses physicochimiques et analytiques des huiles.
- Interprétation des résultats (caractérisation de l'isolation en fonctionnement normal et après un défaut thermique sur le papier).

Cette méthodologie est résumée par le diagramme synoptique de la figure 2.



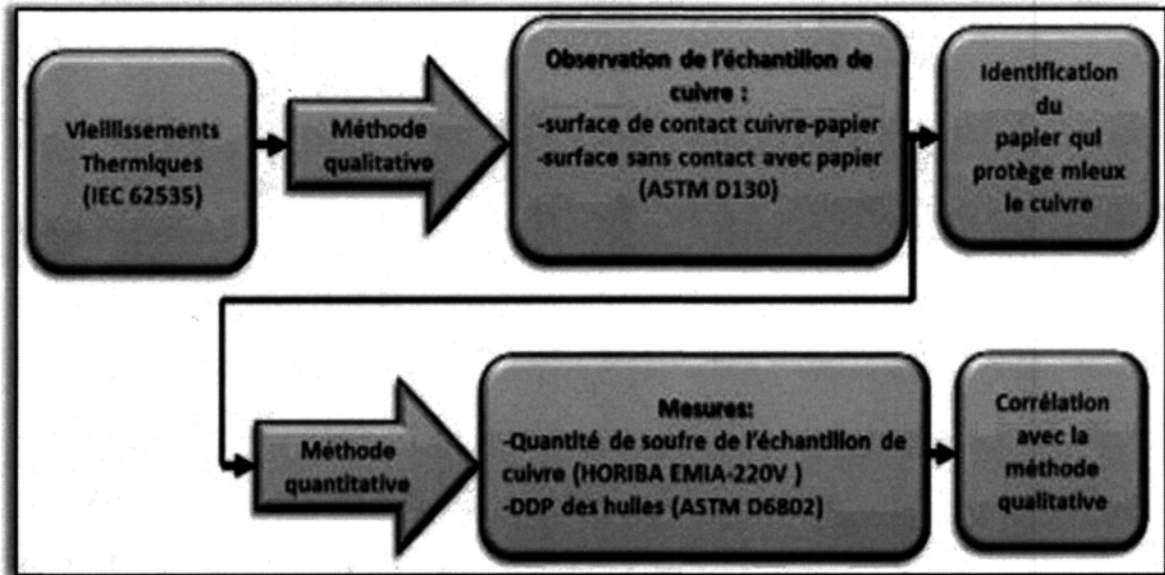
**Figure 2:** Méthodologie pour l'étude comparative des différents types d'isolation solides et liquides.

### **1.5.3 Étude de la capacité de l'aramide et de la cellulose à protéger le cuivre contre le soufre corrosif**

Dans cette partie, il s'agit de faire une étude comparative de la capacité du papier aramide et du papier cellulose à protéger le cuivre contre le soufre corrosif en présence des huiles minérales, esters synthétiques, esters naturels et silicones. La méthodologie adoptée dans ce cas est la suivante:

- Vieillissements thermiques accélérés en laboratoire des échantillons selon la norme IEC 62535 [16].
- Méthode qualitative : Observation visuelle des surfaces de l'échantillon de cuivre vieilli selon la norme ASTM D130 [17].
- Méthode quantitative :
  - Mesure de la quantité de soufre dans les échantillons de cuivre à l'aide de l'équipement «HORIBA EMIA 220 V»;
  - Mesure des produits de décomposition dissous (DDP) dans les différentes huiles vieilles.
- Interprétation des résultats (corrélation entre méthodes qualitative et quantitative).

Cette méthodologie est résumée par le diagramme synoptique de la figure 3.



**Figure 3:** Méthodologie pour l'étude comparative de la capacité du papier aramide et du papier cellulose à protéger le cuivre contre le soufre corrosif.

## 1.6. Organisation du mémoire

Ce mémoire regroupe l'ensemble des travaux réalisés au cours de ce travail de recherche, il est organisé autour de six chapitres.

Le premier chapitre est consacré principalement à la présentation de la problématique et des objectifs visés.

Le deuxième chapitre traite de la revue de la littérature, celle-ci s'articule autour des points suivants : la classification et la constitution des transformateurs, le système d'isolation et ses différentes configurations, le positionnement du transformateur à isolation hybride, le processus de dégradation de la cellulose et des huiles minérales, le principe de la formation du soufre corrosif et ses effets, les techniques de diagnostic de l'isolation et enfin l'état d'avancement des travaux de recherche liés à notre problématique.



Ce chapitre met en évidence l'ensemble des notions utiles à la réalisation de ce travail de recherche.

Le troisième chapitre est consacré à la présentation des matériels et des méthodes de mesure utilisés pour la réalisation des essais expérimentaux. Les méthodes utilisées sont conformes aux normes ASTM (American Society for Testing and Materials) et IEC (International Electrotechnical Commission).

Le quatrième chapitre présente les résultats et leurs interprétations pour l'étude comparative de l'isolation hybride par rapport aux autres types d'isolations solides et liquides (isolation conventionnelle, isolation haute température et isolation sans papier).

Le cinquième chapitre présente les résultats et leurs interprétations pour l'étude de la capacité de l'aramide et de la cellulose à protéger le cuivre contre le soufre corrosif en présence des huiles minérales, esters synthétiques, esters naturels et silicones.

Pour finir, les conclusions générales ainsi que les recommandations sur les travaux futurs seront présentées au sixième chapitre.

## **CHAPITRE 2**

### **REVUE DE LA LITTERATURE**

## **2.1 Introduction**

La revue de la littérature met en évidence l'ensemble des notions utiles à la réalisation de ce travail de recherche, elle s'articule autour des points suivants : la classification et la constitution des transformateurs, le système d'isolation et ses différentes configurations, le positionnement du transformateur à isolation hybride, le processus de dégradation de la cellulose et des huiles minérales, le principe de la formation du soufre corrosif et ses effets, les techniques de diagnostic de l'isolation et enfin, l'état d'avancement des travaux de recherche liés à notre problématique

## **2.2 Définition et classification des transformateurs de puissance**

Selon la commission Electrotechnique Internationale, un transformateur de puissance se définit comme un appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique [18]. Cette commission classifie les transformateurs de puissance en trois catégories en fonction de la puissance apparente [19]:

- **Transformateurs de distribution** : jusqu'à 2,5 MVA en triphasé ou 0,833MVA en monophasé.
- **Transformateur de moyenne puissance** : au-delà de 2,5 MVA et jusqu'à 100 MVA en triphasé et 33,3MVA en monophasé.

- **Transformateur de grande puissance** : au-delà de 100 MVA en triphasé 33,3 MVA en monophasé.

Au niveau des transformateurs de moyenne et de grande puissance, on distingue deux types de classification, selon la forme du circuit magnétique et selon la fermeture hermétique ou la respiration libre du transformateur.

➤ **La forme du circuit magnétique**

- **Les transformateurs de type colonne (Core Form)** sont constitués d'un circuit magnétique en colonnes verticales autour desquelles sont placés les bobinages cylindriques recouverts d'isolants solides à base de polymères naturels (papier cellulose) ou de polymères synthétiques (papier aramide).

- **Les transformateurs de type galette ou cuirassé (shell form)** sont constitués d'enroulements en forme de galettes rectangulaires séparées par des écrans isolants solides à base de polymères naturels et synthétiques. Les bobines sont disposées sur le noyau central du circuit magnétique formé d'un empilage de tôles.

➤ **Que le transformateur est hermétique ou à respiration libre**

- **Les transformateurs de type respirant:** la dilatation du diélectrique liquide se fait à travers un conservateur placé au-dessus de la cuve. La surface du diélectrique peut être en contact direct avec l'air ambiant ou en être séparée par une paroi étanche en matière synthétique déformable (diaphragme). Un dessiccateur limite l'entrée de l'humidité au niveau du conservateur.

- **Les transformateurs de type hermétique:** la dilatation du diélectrique est absorbée soit par un matelas de gaz inerte intercalé entre la surface du diélectrique et le haut de la cuve, soit par la déformation élastique du système de réfrigération constitué par les plis de la cuve.

### 2.3 Constitution générale des transformateurs de puissance

Les principaux organes du transformateur sont:

- **Les bornes de traversées basses et hautes tensions :** Elles sont caractérisées par la technologie de l'isolation : les traversées en papier imprégné d'huile (OIP); les traversées en papier enduit de résine «limitées aux basses tensions» et les traversées en papier imprégné de résine (RIP ou ERIP) «technologie dominante de nos jours». Elles permettent le transit de la puissance.

- **La cuve constituée de tôles d'acier :** Les parois de la cuve sont, selon les modèles, à ailettes ou rigides équipées de radiateurs amovibles. L'étanchéité doit être parfaite, la cuve est testée sous vide pour contrôler ce point.

- **Le noyau magnétique :** Il est constitué de tôles d'acier au silicium à grains orientés. L'empilage et l'assemblage des tôles doivent être réalisés de manière à ce que le transformateur ait les meilleures performances possibles du point de vue électrodynamique, électrique et acoustique.

- **Les enroulements :** Sous forme de (feuillard, rond, méplat) de cuivre ou d'aluminium), ils sont montés sur le noyau. Les formes de bobinages, les sections et les

nombres de spires sont conditionnés par les contraintes à maîtriser en termes électriques, thermiques et mécaniques. Chaque bobine est munie de canaux de refroidissement permettant d'assurer la circulation de l'huile et les échanges thermiques.

- **Le conservateur d'huile** : Réservoir métallique en général, en acier, il est situé au-dessus de la cuve du transformateur. Il joue un rôle de vase d'expansion pour l'huile. Les variations de température de l'huile impliquent des variations du volume. Le conservateur permet au niveau d'huile de varier sans affecter la pression dans le transformateur, ni découvrir (mettre à nu) les parties actives.

- **Le changeur de prise en charge ou hors charge** : Il permet au transformateur de faire varier son rapport de conversion en jouant sur le nombre de spires de ses enroulements primaires ou secondaires. Cela permet de régler le niveau de tension du réseau électrique.

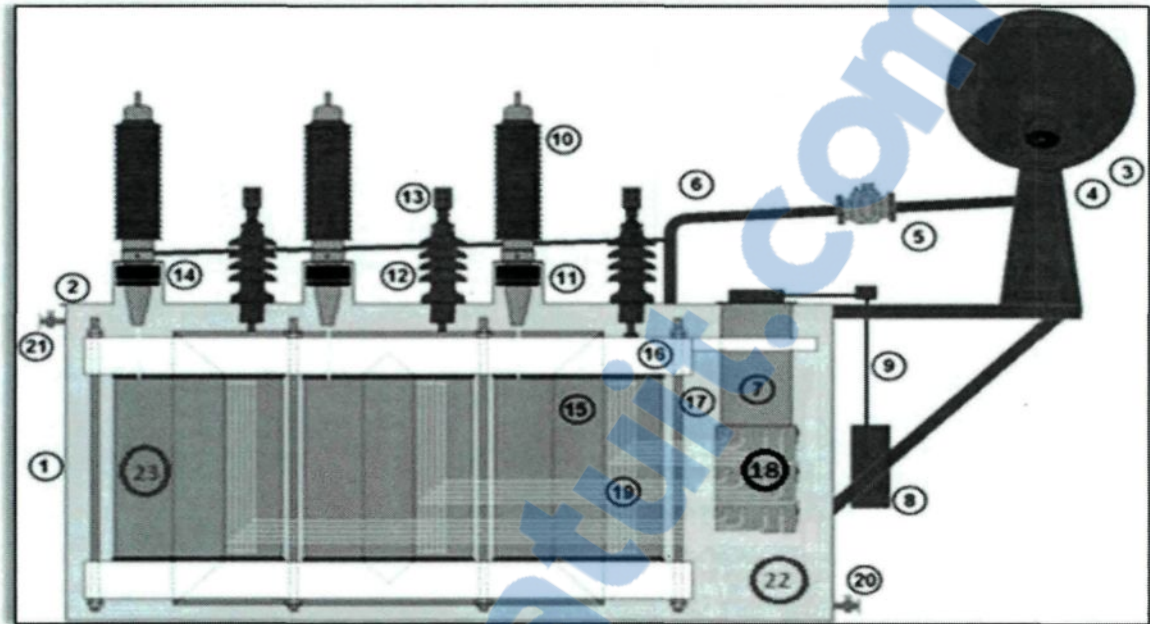
- **L'armoire (ou coffret) de commande** : elle comporte tous les dispositifs de protection et les alarmes de déclenchement.

- **Le fluide diélectrique** : huile minérale, huile synthétique ou huile végétale

- **Les isolants solides** : papiers et cartons à base de fibres cellulosiques et/ou de fibres d'aramide.

Les deux dernières parties constituant le système d'isolation fera l'objet de notre étude.

L'ensemble des principaux organes d'un transformateur sont indiqués sur la figure 4, la légende de cette figure est représentée par le tableau 2.



**Figure 4:** Principaux organes d'un transformateur de puissance [20].

**Tableau 2:** Principaux organes d'un transformateur de puissance.

1	Cuve	13	Contact du secondaire
2	Couvercle	14	Transformateur de courant
3	Conservateur	15	Enroulements
4	Indicateur de niveau d'huile	16	Noyau magnétique
5	Relais Buchholz	17	Élément mécanique maintenant le noyau magnétique et les enroulements ensemble exerçant une force de compression
6	Tuyau d'huile	18	Bornes de connexion du changeur de prises
7	Changeur de prises	19	Connexion du changeur de prises aux enroulements
8	Moteur électrique du changeur de prises	20	Robinet pour prélèvement d'huile
9	Transmission mécanique du changeur de prises	21	Robinet d'air
10	Connexion du primaire	22	<b>fluide diélectrique (huile)</b>
11	Bornes de traversée	23	<b>isolant solide (papier)</b>
12	Connexion du secondaire		

## **2.4 Système d'isolation des transformateurs**

Le système d'isolation sert à isoler les parties actives du transformateur (bobinage, circuit magnétique, etc.) et à assurer la fonction de refroidissement. Il est constitué d'une partie solide et d'une partie liquide (huile).

### **2.4.1 Isolation solide**

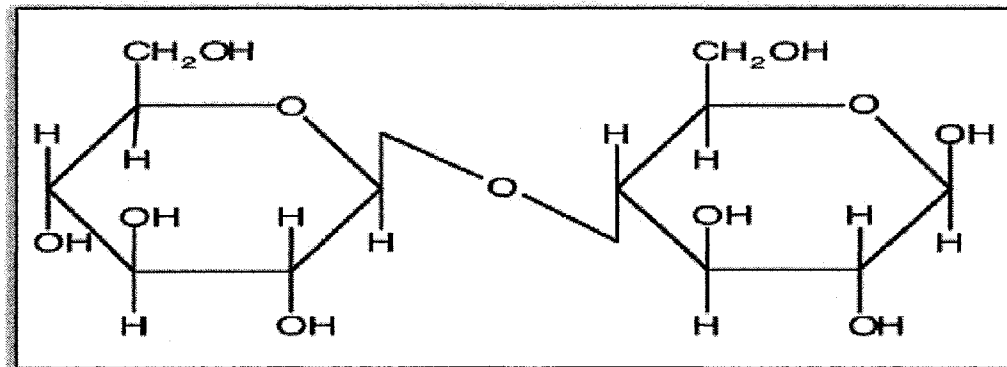
Elle est constituée de papiers et de cartons. Le papier sert à l'isolation des enroulements et le carton sert à l'isolation entre les enroulements, et entre les enroulements et le noyau. Papiers et cartons sont imprégnés par le diélectrique liquide (huile) afin d'augmenter leur rigidité diélectrique, donc réduire le risque de décharges partielles. On distingue trois types d'isolation solide :

- **Isolation solide conventionnelle** : papiers et cartons sont à base de fibres de cellulose.
- **Isolation solide haute température** : papiers et cartons sont à base de polymères synthétiques (aramide).
- **Isolation solide hybride** : association des papiers cellulose et aramide.

#### **2.4.1.1 Isolation solide conventionnelle**

Le papier et le carton sont constitués de fibres de celluloses (chaînes de glucose extraites de la pulpe de bois ou de fibres de coton). Les celluloses sont formées de longues chaînes comprenant environ 1200 anneaux de glucose reliés par des ponts d'oxygène. La figure 5 présente le motif élémentaire d'une cellulose.





*Figure 5: Motif élémentaire d'une cellulose [21].*

Le papier est constitué de 90% de cellulose, de 6 à 7 % de lignine, de 3 à 4 % d'hémicellulose (pentasone) et des traces de cations métalliques [21]. La cellulose est un polysaccharide linéaire de la série des  $\beta$ -D-glucanes. Elle se présente sous forme de longues chaînes (100 nm environ) obtenues par enchaînement linéaire de motifs anhydroglucose unis par des liaisons glycosidiques  $\beta$ -1-4. La cellulose peut être caractérisée par son degré de polymérisation moyen qui est le nombre moyen de motifs de glucose par chaîne de cellulose. Les hémicelluloses sont des hétéropolysaccharides contenant des monosaccharides de types variés (avec 6 ou 5 atomes de carbone). Ils sont partiellement liés aux molécules de cellulose et de lignine par liaison hydrogène. Les lignines sont des polymères tridimensionnels irréguliers constitués de motifs de phenylpropane. Ils jouent un rôle de ciment. La lignine résiduelle dans la pâte après traitement est difficile à éliminer (inaccessibilité physique, liaisons lignines-hydrate de carbonés) sans provoquer des coupures dans les chaînes de cellulose et par conséquent une dépolymérisation importante de la cellulose. La constante diélectrique du papier est deux fois plus élevée que celle de

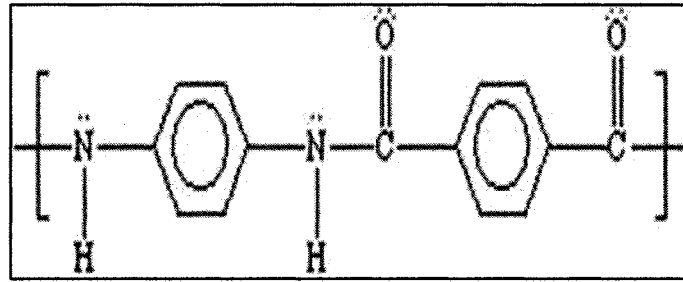
l'huile. Le papier et le carton seront donc utilisés dans les zones où règne un fort champ électrique pour renforcer l'isolation dans l'huile.

#### 2.4.1.2 Isolation solide haute température

Le papier et le carton sont à base de polymères synthétiques (aramide). Les polyamides aromatiques, ou aramides, sont une classe de matériaux résistant à la chaleur et présentant de bonnes propriétés mécaniques. Le mot-valise «aramide» vient de la contraction de l'anglais «aromatic polyamide», il est le qualificatif donné aux fibres synthétiques dont le polymère de base est constitué d'une longue chaîne polymère dans laquelle au moins 85 % des groupements amides ( $\text{— NH — CO —}$ ) sont directement liés à deux noyaux benzéniques (aromatiques) [22]. Les premières utilisations de l'aramide datent des années 1960 [23]. La figure 6 présente la structure chimique de l'aramide. On distingue deux types de polyamides: les para-aramides et les méta-aramides, seuls les types méta-aramides trouvent leurs applications dans le domaine de l'isolation électrique. Plusieurs fabricants ont produit leurs modèles, le tableau 3 indique trois marques de l'aramide de type méta-aramide.

*Tableau 3: Différentes marques de papier aramide [23].*

<b>Fabricants</b>	<b>Pays</b>	<b>Marques</b>
Du Pont de Nemours	USA	<b>Nomex</b>
Teijin	Pays-Bas et Japon	<b>Technora et Conex</b>
Yantai	Chine	<b>New Star</b>



**Figure 6:** Structure chimique élémentaire de l'aramide [24].

Le méta-aramide le plus utilisé est le Nomex de Dupont de Nemours développé en 1961, il a une grande isolation électrique, même en haute température. Le Nomex ne se dégrade pas même à des températures au-dessus de 370°C. Les principales propriétés du Nomex sont [24]: la résistance à la chaleur et au feu; la haute résistance à l'ultraviolet ; la haute résistance chimique ; la faible conductivité électrique ; faible contraction (rétrécissement) thermique.

#### 2.4.2 Isolation liquide

L'huile a trois principales fonctions :

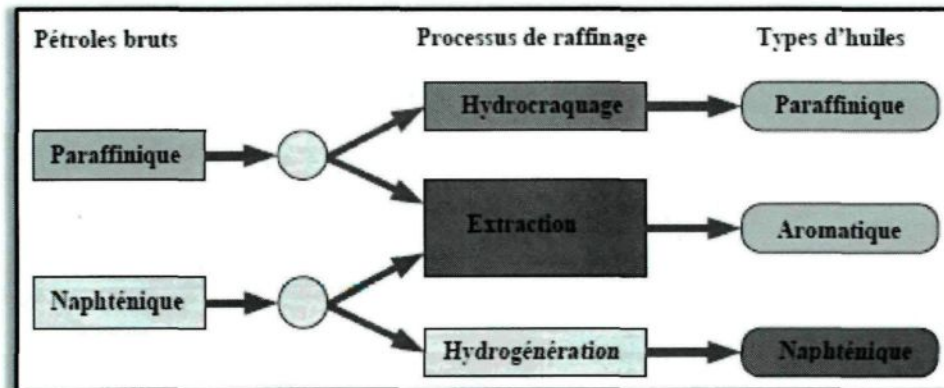
- Assurer l'évacuation de la chaleur produite par les pertes au niveau des enroulements, du circuit magnétique et des isolants, vers les dispositifs de refroidissement (radiateurs externes);
- Ralentir l'oxydation (la dégradation) de l'isolation solide;
- Isoler électriquement.

À ces trois principales fonctions, il faut ajouter la fonction de résistance à l'incendie.

On distingue deux types d'isolation liquide :

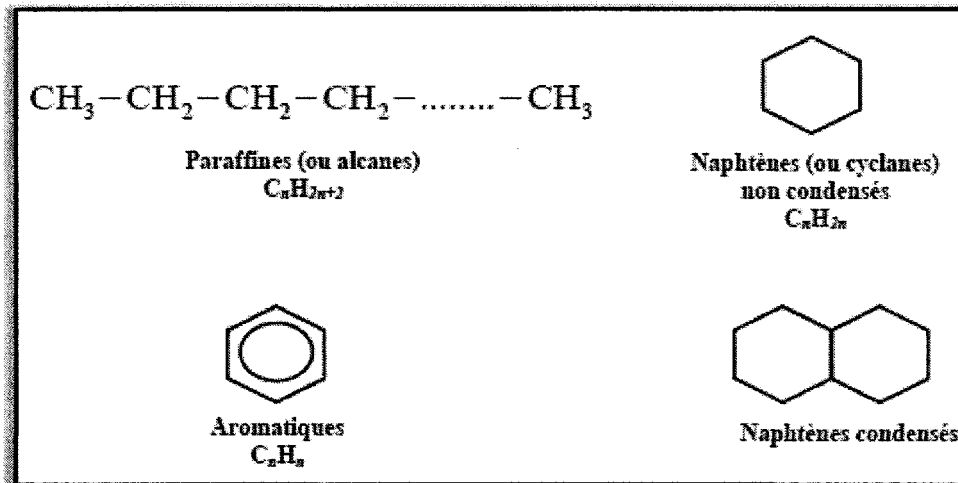
### 2.4.2.1 Isolation liquide conventionnelle: les huiles minérales

Les huiles minérales sont obtenues à partir du raffinage du pétrole brut, elles sont utilisées comme isolants dans les équipements électriques depuis plus d'un siècle. Selon l'origine du pétrole et du processus de raffinage, on peut identifier différents types d'huiles, la figure 7 présente le processus de raffinage pour les huiles brutes.



*Figure 7: Processus de raffinage pour les huiles brutes [5].*

Une fois les impuretés enlevées, ces huiles deviennent des mélanges très complexes; elles peuvent comporter plus de 3000 hydrocarbures différents [25]. Ces molécules ne comportent que du carbone et de l'hydrogène. Elles sont divisées en trois groupes comme le montre la figure 8: les alcanes (ou paraffines), les cyclanes (ou naphènes) et les composés aromatiques. D'autres constituants peuvent être présents dans l'huile, à savoir de petites quantités de soufre (0.1 à 7 % en masse), d'azote (0.001 à 2 %) et des traces d'oxygène (400 à 600 ppm en masse).



**Figure 8:** Principaux constituants de l'huile minérale issue du pétrole brut.

Les transformateurs de puissance sont traditionnellement remplis d'huiles minérales spécifiques. Les principales caractéristiques requises pour l'huile minérale sont:

- Une faible viscosité et un bon point d'écoulement pour assurer sa circulation;
- Un point éclair élevé;
- Une bonne stabilité chimique vis-à-vis des phénomènes d'oxydation;
- Une rigidité diélectrique élevée.

#### 2.4.2.2 Isolation liquide haute température: Huiles synthétiques et végétales

- **Les Huiles synthétiques**

Elles remplacent les huiles minérales, en particulier lorsqu'il est question d'améliorer la résistance au feu (point de feu élevé) ou lorsque l'on cherche une meilleure stabilité thermique. Il existe quatre principaux types de liquides synthétiques:

- Les hydrocarbures aromatiques;
- Les hydrocarbures aliphatiques;

- Les esters synthétiques ou esters organiques (esters de pentaérythritol, les phtalates);
- Les silicones.

Les Huiles synthétiques sont aussi appelées liquides ininflammables (liquides qui ont un point d'éclair minimum au-dessus de 300 °C). En raison de ce degré élevé de résistance à l'inflammation, ils sont utilisés dans les transformateurs situés dans les zones urbaines (c'est-à-dire là où la sécurité des personnes et des biens pourrait être compromise par le feu).

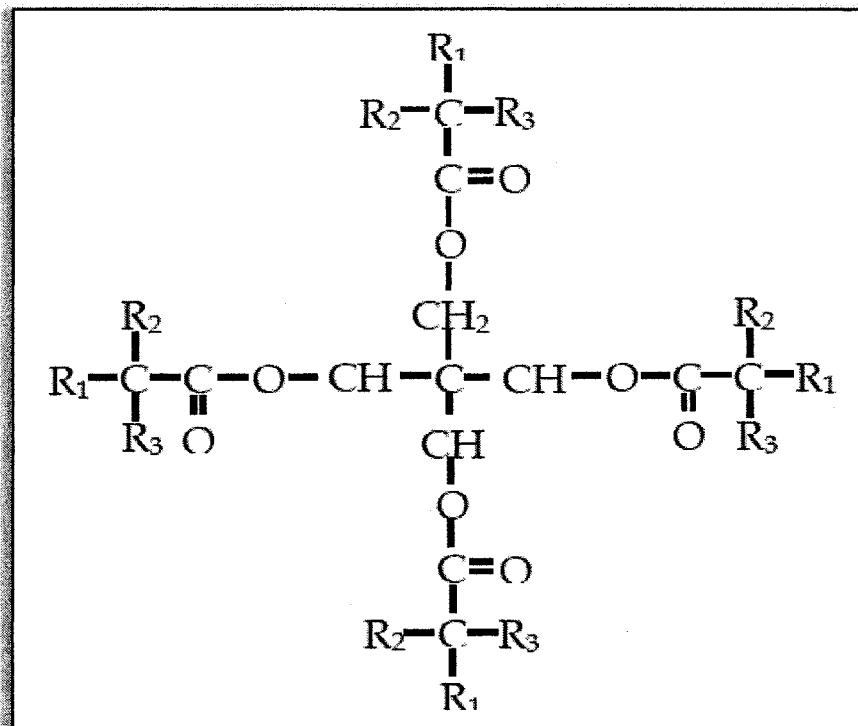
- **Esters synthétiques**

Les esters synthétiques peuvent être classés en cinq (5) groupes [26]:

- Les monoesters ;
- Les esters dicarboxyliques (diesters) ;
- Les esters du glycérol ;
- Les polyolesters ;
- Les esters complexes.

Les esters sont obtenus par synthèse d'un acide et d'un alcool. Les polyesters et les esters complexes sont utilisés dans des conditions extrêmes comme dans le cas des transformateurs de puissance. Ces groupes d'esters sont les plus utilisés à cause de l'absence de groupes hydroxyles secondaires et un carbone quaternaire dans leur structure chimique en position  $\beta$ . Les alcools typiques utilisés pour la synthèse sont des pentaérythritol, triméthylolpropane, pentaérythritol ou dipentaérythritol.

Les esters synthétiques les plus utilisés dans les transformateurs de distribution sont : le Midel 7131 et le BecFluid 9902 à cause de leurs aspects écologiques et de leurs bonnes résistances au vieillissement. L'utilisation des esters dans les transformateurs de puissance est principalement limitée à cause de leur prix trop élevé et de leur viscosité élevée. La figure 9 présente la structure chimique d'un ester synthétique.



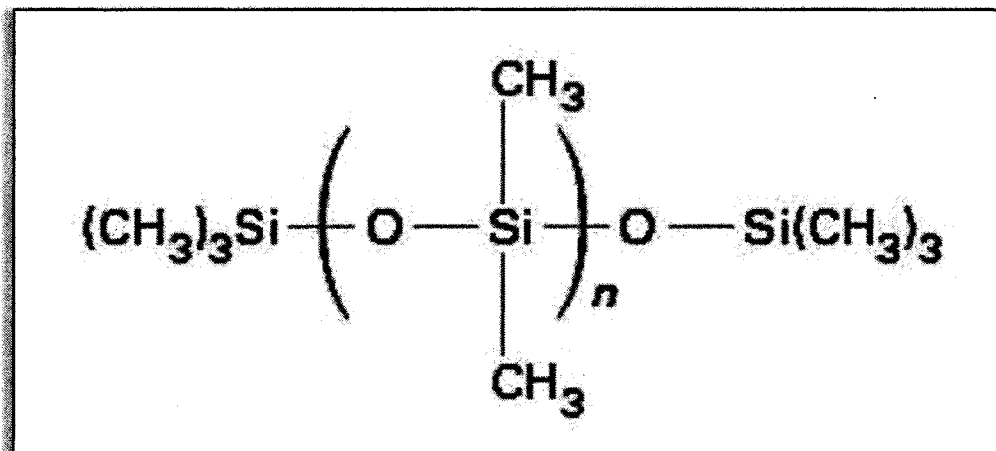
**Figure 9:** Structure chimique d'un ester synthétique [1].

- **Huiles silicones**

Les silicones, ou encore polysiloxanes, sont des composés inorganiques formés d'une chaîne silicium-oxygène (...-Si-O-Si-O-Si-O-...) sur laquelle des groupes se fixent sur les

atomes de silicium. La figure 10 présente la structure chimique générale des huiles silicones. Les huiles silicones utilisées dans les transformateurs de puissance correspondent à des enchaînements avec la valeur de n comprise entre 40 et 50, afin d'obtenir une viscosité acceptable avec un point de feu supérieur à 330 °C. Elles possèdent de bonnes propriétés contre le vieillissement et l'oxydation. Leur stabilité est liée à l'énergie de la chaîne Si-O (374 au lieu de 245 kJ/mol pour la chaîne C-C) [5]. L'huile silicone est incolore; elle est caractérisée par un point d'écoulement très bas comparé à celui des huiles minérales, même si sa viscosité à 20 °C est plus élevée.

Les huiles silicones sont également utilisées pour l'imprégnation de condensateurs au film de polypropylène métallisé.



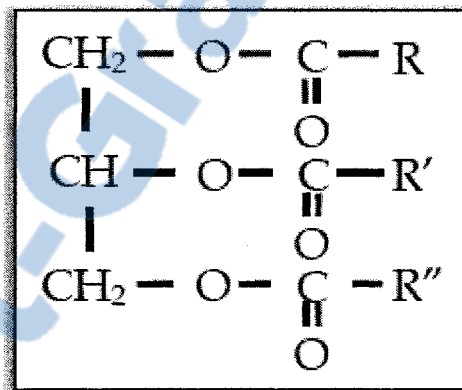
*Figure 10: Structure chimique générale des huiles silicones [27].*

- **Les huiles végétales ou esters naturels**

Les huiles végétales ont fait partie des premiers liquides isolants utilisés pour la fabrication d'appareils électriques [28]. Leur composition chimique est celle d'un triester



provenant principalement de triglycérides. La structure chimique d'un ester naturel est représentée à la figure 11. Elles sont obtenues par estérification d'un tri-alcool simple, avec trois acides gras. Elles sont peu toxiques et possèdent une excellente biodégradabilité. Elles ont une faible résistance à l'oxydation et à l'hydrolyse. Elles sont déjà utilisées dans les transformateurs de distribution et des études sont en cours en vue de leur utilisation dans les transformateurs de grande puissance. Selon A. Darwin et al [29], un transformateur de moyenne puissance a été installé au Royaume-Uni (132 kV, 90 MVA) et une réactance shunt a été installée au Brésil (242 kV, 22 MVAR), tous deux contenant de l'huile végétale.



**Figure 11:** Structure chimique d'un ester naturel (huile végétale), aussi appelé triester(triglycéride) [1].

### 2.4.3 Choix d'une huile pour une application spécifique

Le Choix d'une huile se fait en prenant en compte le compromis « caractéristiques techniques et coût ». Comparativement aux huiles minérales, les huiles à point de feu élevé ou huiles alternatives (huiles synthétiques, huiles végétales) présentent des meilleures propriétés chimiques et thermiques, mais coûtent 4 à 5 fois plus chères. Toute fois le choix d'un liquide pour une application donnée doit assurer la fiabilité du fonctionnement des

équipements ainsi que la sécurité des opérateurs. Le tableau 4 présente les différents types d'huiles pour différents types de transformateurs.

**Tableau 4:** Choix de l'isolant liquide pour différents types de transformateurs [30].

	Huile minérale	Fluide silicone	Ester synthétique	Huiles végétales (Esters naturels)
Transformateurs de puissance	<b>A</b>	<b>X</b>	<b>B</b>	<b>B</b>
Transformateurs de traction	<b>A</b>	<b>A</b>	<b>A</b>	<b>X</b>
Transformateurs de distribution	<b>A</b>	<b>A</b>	<b>A</b>	<b>A</b>
Transformateurs d'instrument	<b>A</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
<b>A = Largement utilisé    B = Utilisé moins fréquemment    X = Couramment non utilisé</b>				

## 2.5 Différentes configurations du système d'isolation des transformateurs

Nous présentons cinq configurations du système d'isolation des transformateurs de puissance. Chaque configuration comporte une partie solide et une partie liquide, la partie solide est soit conventionnelle et/ou à haute température et la partie liquide est soit conventionnelle ou à haute température:

### 2.5.1 Isolation conventionnelle

Elle est illustrée par la figure 12, la partie solide est exclusivement de type conventionnel et la partie liquide est soit conventionnelle, soit à haute température.

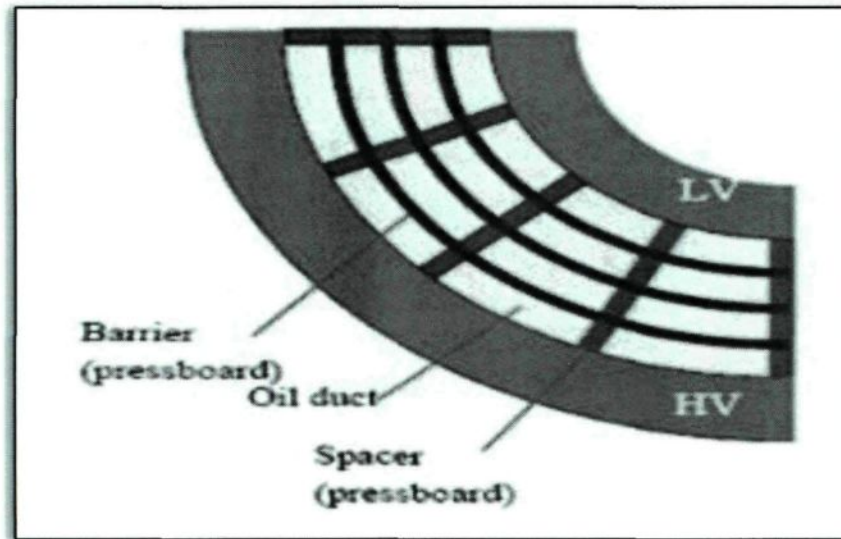


Figure 12: Section transversale d'un système d'isolation conventionnelle [31].

### 2.5.2 Isolation haute température homogène

Elle est illustrée par la figure 13, les parties solide et liquide sont de type haute température. Mais l'isolation solide conventionnelle peut être utilisée à certains endroits où la température moyenne est maintenue en dessous de la température moyenne maximale conventionnelle du point le plus chaud des enroulements.

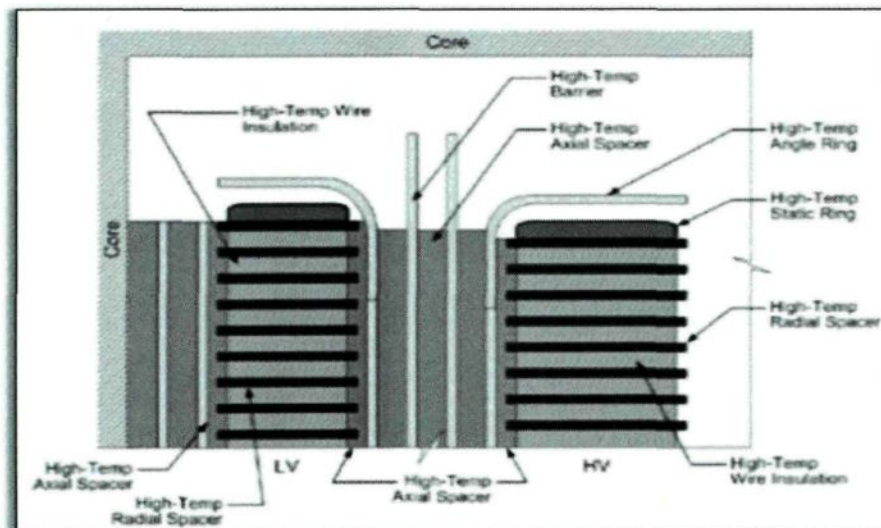
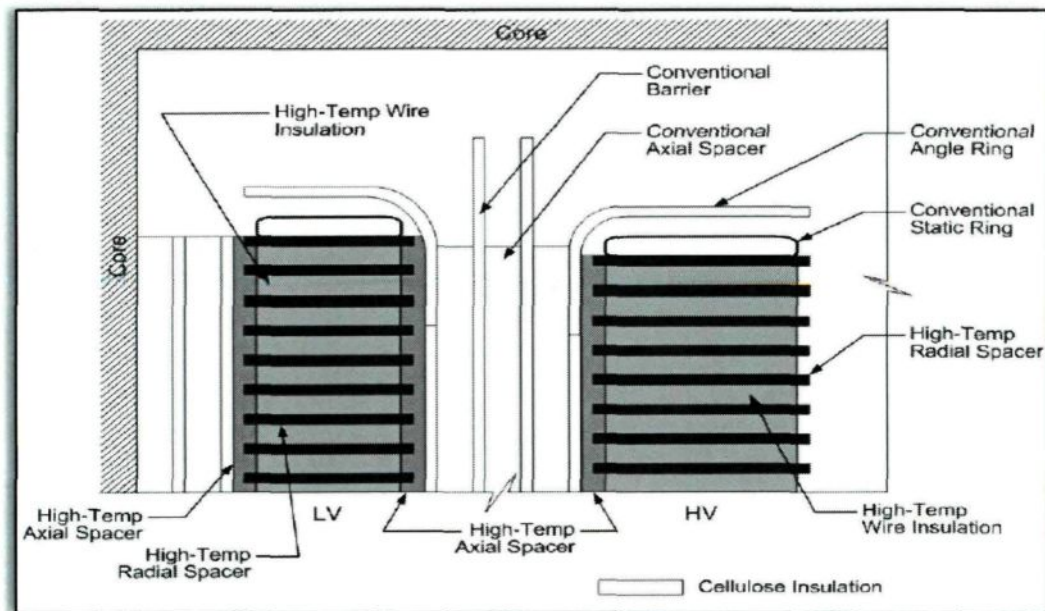


Figure 13: Isolation haute température [32].



### 2.5.3 Isolation hybride

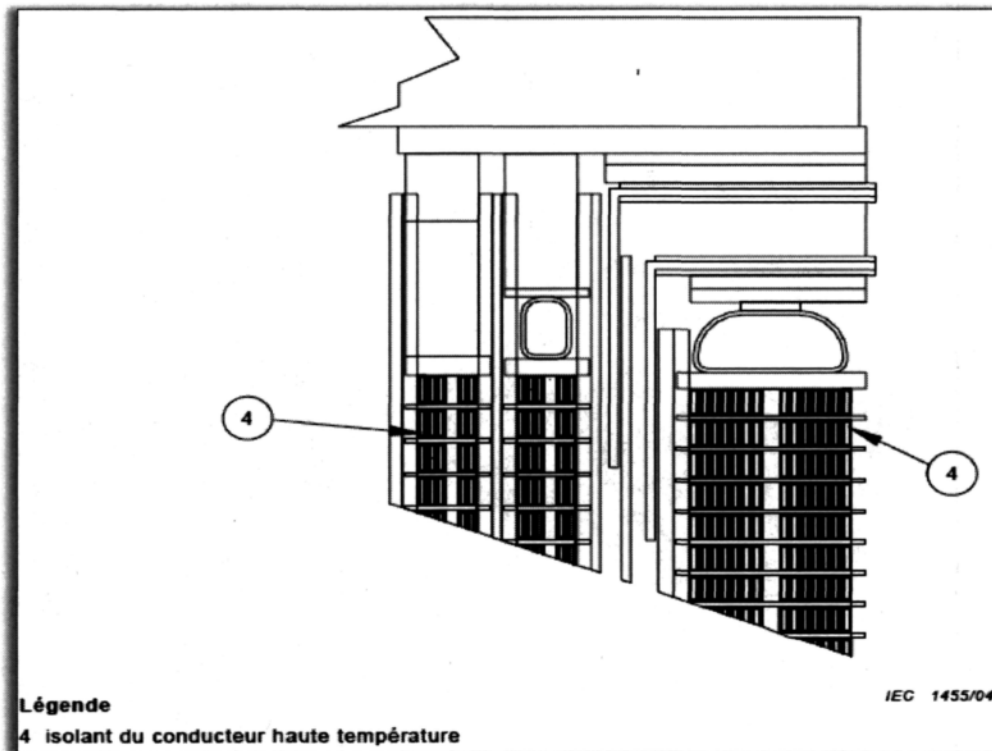
Elle est illustrée par la figure 14, pour l'isolation solide : le papier pour l'isolation des enroulements et les barrières en carton, en contact direct avec ceux-ci, sont à haute température et le reste est conventionnel. La partie liquide est soit conventionnelle, soit à haute température.



*Figure 14: Isolation hybride [32].*

### 2.5.4 Isolation semi-hybride

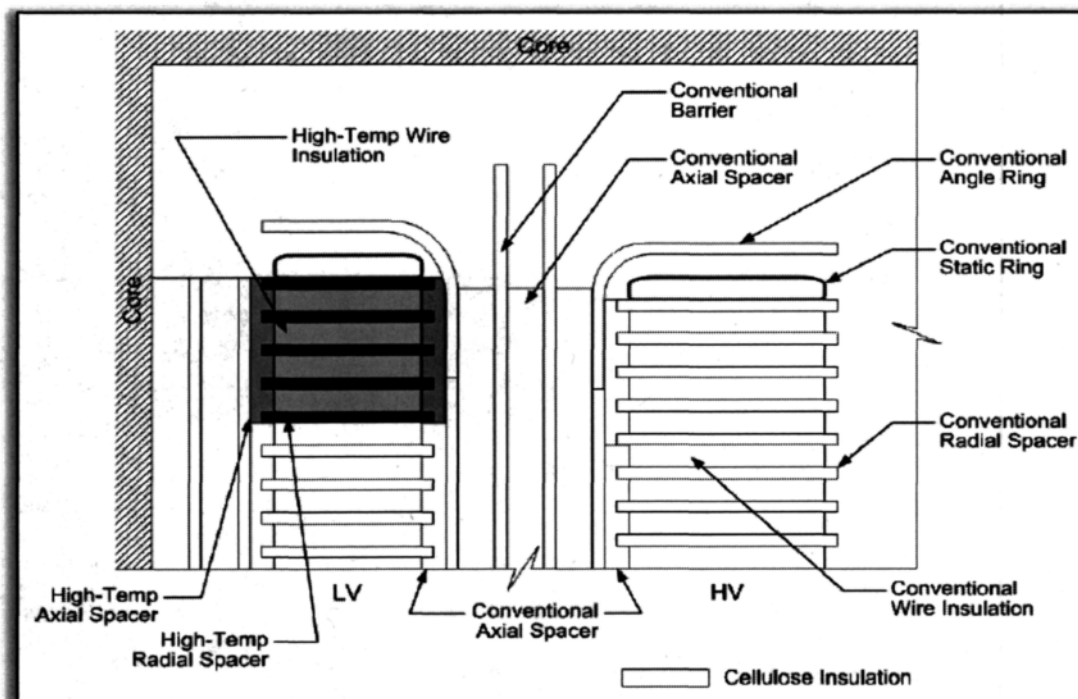
Elle est illustrée par la figure 15, pour l'isolation solide : une partie ou tous les enroulements sont isolés par du papier à haute température et le reste est conventionnel. La partie liquide est soit conventionnelle, soit à haute température.



*Figure 15: Isolation semi-hybride [33].*

### 2.5.5 Isolation mixte ou mélangée

Elle est illustrée par la figure 16, pour l'isolation solide : le papier pour l'isolation et la protection des enroulements contre la surchauffe localisée, dans des zones spécifiques et les barrières en carton, en contact direct avec ceux-ci, sont à haute température et le reste est conventionnel. La partie liquide est soit conventionnelle, soit à haute température.



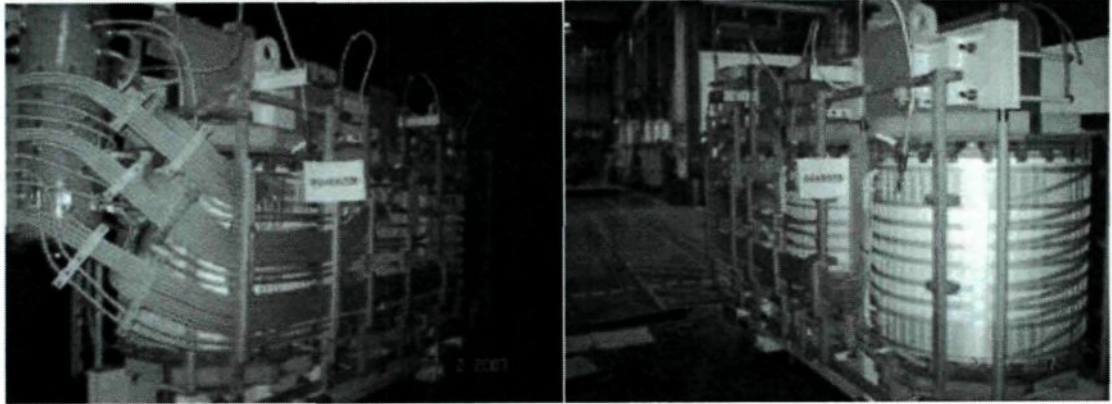
**Figure 16:** Isolation mixte ou mélangée [32].

## 2.6 Positionnement du transformateur à isolation hybride

Pour ce type de transformateur, l'isolation solide est la combinaison de la cellulose et de l'aramide et l'isolation liquide est principalement de l'huile minérale. Selon la classification de l'IEC, on les retrouve principalement dans les familles de transformateurs de moyenne puissance ( $2,5 \text{ MVA} < S < 100 \text{ MVA}$ ) [34]. Mais récemment la compagnie ABB a construit un transformateur à isolation hybride de grande puissance (180/240/300 MVA, 230 kV) pour une entreprise au Brésil [35], ce transformateur a une capacité de surcharge de 28% sans incidence sur sa durée de vie. La figure 17 présente deux vues d'un transformateur à isolation hybride sans sa cuve, la figure 18 présente un transformateur à



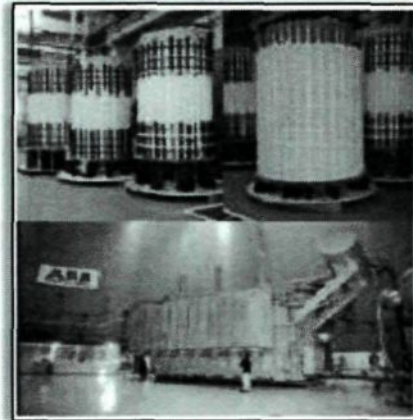
isolation semi-hybride pour l'alimentation de circuits d'excitation dans une centrale nucléaire et la figure 19 un transformateur à isolation hybride de grande puissance.



*Figure 17: Transformateur à isolation hybride sans sa cuve [36].*



*Figure 18: Transformateur à isolation semi-hybride (5 MVA) pour l'alimentation de circuits d'excitation dans une centrale nucléaire [35].*



**Figure 19:** Transformateur à isolation hybride de grande puissance (180/240/300 MVA, 230 kV) [35].

## **2.7 Vieillessement et dégradation des isolants solides et liquides des transformateurs**

L'isolation des équipements électriques et plus particulièrement celle des transformateurs, se dégrade de façon graduelle au cours de leur fonctionnement sous l'effet de réactions chimiques et physiques. Ces réactions affectent la tenue diélectrique et mécanique de ce système d'isolation.

### **2.7.1 Vieillessement des huiles minérales**

Les huiles isolantes en service subissent des changements irréversibles de leurs propriétés physico-chimiques dus à un ensemble de processus réactionnels déterminants pour la durée de vie des huiles isolantes. Ces processus entraînent le vieillissement de ces huiles. L'action simultanée de l'oxygène et du champ électrique en présence de métaux (catalyseurs métalliques) conduit au vieillissement. Le phénomène d'oxydation est le facteur le plus destructeur. Nous présentons par la suite le principe et le mécanisme du phénomène d'oxydation.



### 2.7.1.1 Mécanisme de l'oxydation

L'oxygène présent dans l'huile provient non seulement de l'extérieur de la cuve, mais aussi de la dégradation thermique de la cellulose. Il réagit avec des hydrocarbures pour former des oxydes qui constituent un des facteurs de vieillissement de l'huile. En présence d'oxygène, il se produit une oxydation qui comporte un certain nombre d'étapes (initiation, propagation, ramification et terminaison) [37], le tableau 5 présente les équations des différentes réactions associées à ces étapes. La liaison R-H est un hydrocarbure, les entités ROOH sont des hydroperoxydes et l'entité ROO\* est un radical peroxyde.

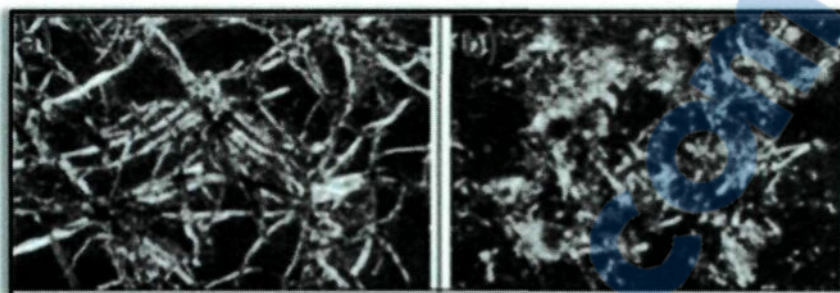
**Tableau 5:** Mécanisme de réactions en chaîne initiés par les radicaux libres dans l'huile [37].

<p><b>1. Initiation</b></p> $R-H \rightarrow R^{\bullet} + H^{\bullet}$ $Cu^{2+} + R-H \rightarrow Cu^+ + H^{\bullet} + R^{\bullet}$ $H^{\bullet} + H^{\bullet} \rightarrow H_2$	<p><b>2. Propagation</b></p> $R^{\bullet} + O_2 \rightarrow ROO^{\bullet}$ $ROO^{\bullet} + R-H \rightarrow ROOH + R^{\bullet}$
<p><b>3. Ramification</b></p> $ROOH \rightarrow RO^{\bullet} + OH^{\bullet}$ $ROOH + Cu^+ \rightarrow RO^{\bullet} + Cu^{2+} + OH^{\bullet}$ $ROOH + Cu^{2+} \rightarrow ROO^{\bullet} + Cu^{2+} + H^{\bullet}$ $RO^{\bullet} + R-H \rightarrow R^{\bullet} + R-OH$ $OH^{\bullet} + R-H \rightarrow R^{\bullet} + H_2O$	<p><b>4. Terminaison</b></p> $2R^{\bullet} \rightarrow R-R$ $R^{\bullet} \rightarrow ROO-R$ $ROO^{\bullet} + ROO^{\bullet} \rightarrow ROO-R + O_2$

Selon ces réactions, les produits finaux résultant de l'oxydation sont des alcools R-OH, des aldéhydes, des cétones, des esters, des acides, de l'eau, des oxydes de carbone et des hydrocarbures légers. Il se produit aussi des peroxydes (ROO - R) qui sont des produits intermédiaires du processus d'oxydation. L'action de tous ces produits d'oxydation entraîne la formation de boues. Ces dépôts peuvent constituer des barrières conductrices en surface, 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. Les principaux facteurs qui influencent l'oxydation des huiles minérales sont l'oxygène, la température et les métaux agissant comme catalyseurs.

### **2.7.2 Mécanisme de dégradation du papier cellulose**

Le papier, habituellement utilisé dans les isolations des transformateurs de puissance, est composé à 90% de cellulose. Cette dernière est formée de longues chaînes comprenant des anneaux de glucose reliés par des ponts d'oxygène. Selon la température atteinte, il peut se produire trois principales réactions [21] responsables de la dégradation de la cellulose à savoir: la pyrolyse, l'oxydation et l'hydrolyse. Ces trois réactions entraînent la rupture des macromolécules de la cellulose et réduisent le degré de polymérisation moyen, la figure 20 montre une vue macroscopique d'un papier neuf et d'un papier vieilli.



**Figure 20:** Vue microscopique de a) papier neuf avec valeur élevée du DP b) papier vieilli avec faible valeur du DP [38].

Elles sont accélérées par toute augmentation de la température, de la concentration en oxygène et du taux d'humidité. Selon Green [39], les tendons d'Achille du papier sont la température et l'humidité. Les actions des trois réactions sont données comme suit [21, 29]:

- **La pyrolyse ou la thermolyse :** c'est la dégradation thermique de la cellulose, elle provoque la coupure des liaisons glucosidiques et l'ouverture des anneaux de glucose. Les produits majoritaires formés sont des molécules de sucre libres, du CO, du CO<sub>2</sub>, du H<sub>2</sub>O et de l'hydrogène. La pyrolyse n'affecte sensiblement les qualités mécaniques du papier qu'au-dessus de 150 °C;
- **L'oxydation :** elle consiste en l'attaque des anneaux de glucose par l'oxygène. Elle provoque une dépolymérisation. Les produits formés sont des carbonyles, des aldéhydes et des acides, mais aussi des gaz tels que CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> et de l'H<sub>2</sub>O;
- **L'hydrolyse :** C'est la réaction de l'eau avec les ponts d'oxygène et qui provoque la rupture de chaînes sans formation de produits libres. L'eau formée par pyrolyse et par oxydation contribue à augmenter l'hydrolyse.

Il est presque impossible de distinguer ces trois mécanismes liés à la dégradation du papier pour des températures en dessous de 140°C. En effet, la dégradation du papier dans ce cas est due à l'action combinée de l'oxygène ou de l'eau, catalysée par la température.

Ces trois mécanismes (la pyrolyse, l'oxydation et l'hydrolyse), entraînent la formation de sucres suite à la scission de la chaîne cellulosique. L'analyse des sucres dans l'huile pourrait constituer un moyen de diagnostic de l'état de l'isolation solide, mais cela n'est pas possible à cause de la faible solubilité des sucres dans l'huile. Sous l'influence de l'humidité et des acides, le glucose se dégrade en 5-hydroxyméthyl-2-furfuraldéhyde. Étant instable, ce dernier se décompose à son tour en d'autres dérivés furaniques tels que le 2-acétyl-furan, le 5-méthyl-2-furfuraldéhyde. En raison de leur solubilité partielle dans l'huile, ces produits sont actuellement utilisés comme traceurs caractéristiques de la dégradation du papier. Parmi les composés furaniques issus de la dégradation du papier, le 2-furaldéhyde (2FAL) est le plus significatif et sa concentration dans l'huile est liée au degré de polymérisation moyen DP. Une analyse effectuée en utilisant la chromatographie en phase liquide haute performance (HPLC) d'un échantillon de l'huile prélevée dans le transformateur permet de mesurer le 2-furaldéhyde. À partir de cette valeur, le DP peut être estimé à l'aide d'une formule empirique. Plusieurs formules existent dans la littérature, nous présentons ici quatre de ces formules (équations (1), (2), (3), (4)) [38].

$$\text{Formule de Chendong : } DP = 285,71 \left( 1,51 - \log \left( 2FAL_{ppm} \right) \right) \quad (1)$$

$$\text{Formule de Stebbins : } DP = 285,714 \left( 4,51 - \log \left( 0,88 \times 2FAL_{ppb} \right) \right) \quad (2)$$

$$\text{Formule de De Pablo : } DP = \frac{7100}{8,8 + 2FAL_{ppm}} \quad (3)$$

$$\text{Formule de Pahlavanpour : } DP = \frac{800}{0,186 \times 2FAL_{ppm}} \quad (4)$$

Quatre principales techniques de diagnostic sont utilisées pour déterminer le niveau de dégradation du papier [40], ce sont :

- **Le degré de polymérisation (DP)** : il permet de quantifier la scission des chaînes dans le papier. Plus ce nombre est faible et plus le papier est dégradé, le désavantage de cette technique de diagnostic est qu'elle nécessite l'arrêt du transformateur afin d'en prélever un échantillon de papier. Comme avantage, le test se fait directement sur le papier donc le diagnostic de l'état de dégradation du papier est plus précis ;
- **La tenue en traction** : elle permet d'évaluer directement la tenue mécanique du papier. De même que le DP, cette technique nécessite l'arrêt du transformateur et comme avantage l'essai se fait directement sur le papier ;
- **L'analyse des gaz dissous (DGA)** : elle permet de quantifier les quantités d'oxydes de carbone (CO et CO<sub>2</sub>), qui sont les gaz générés par l'échauffement du papier. L'avantage de cette technique est qu'elle ne nécessite pas l'arrêt du transformateur. Par contre la principale faiblesse de cette technique est la faible solubilité de certains gaz dans l'huile, il est donc conseillé que le test soit réalisé les heures suivant le prélèvement de l'huile ;

- **L'analyse des dérivés furaniques** : les dérivés furaniques apparaissent dans l'huile lors de la rupture des chaînes du papier et de la création de glucose. De même que le DGA cette analyse ne nécessite pas l'arrêt du transformateur. La faiblesse de cette technique est que les résultats ne sont réalistes que lorsque le papier a atteint un niveau de dégradation avancé.

### **2.7.3 Vieillissement du complexe huile/papier**

Les phénomènes de vieillissement thermique restent essentiellement les mêmes pour chaque composante du complexe. Cependant, il a été constaté 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 [21]. Par exemple, la vitesse de dégradation du papier peut être dix (10) fois plus rapide dans l'huile que dans un diélectrique chloré qui ne s'oxyde pas [21].

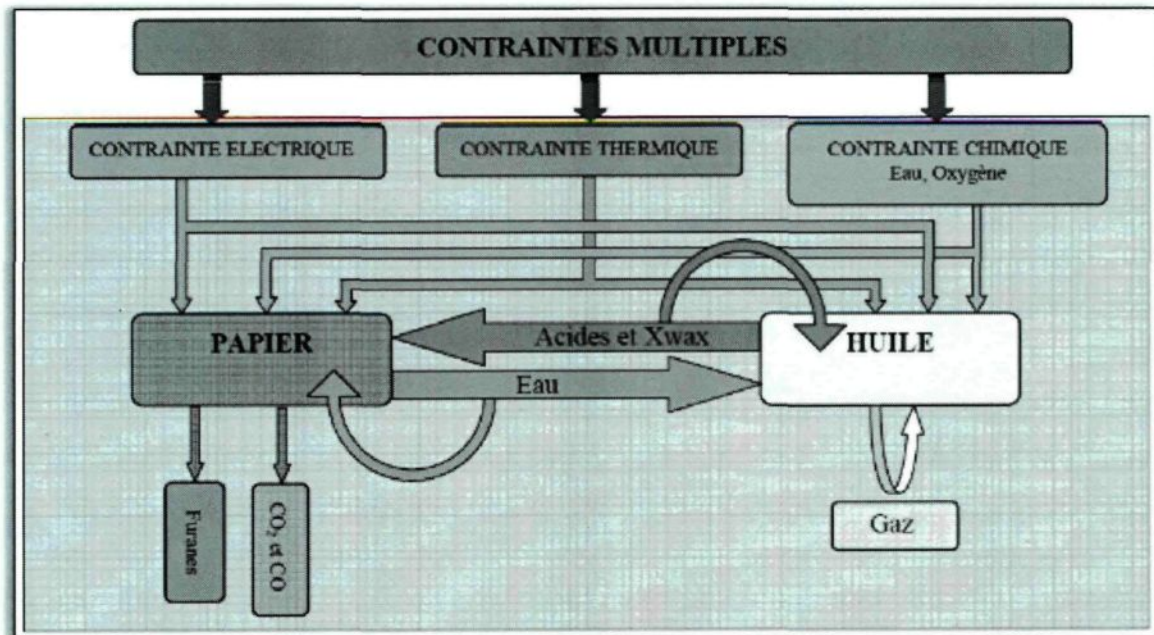
### **2.7.4 Interaction entre les différentes contraintes affectant le bon fonctionnement de l'isolation.**

Le vieillissement de l'huile et du papier dans les transformateurs dépend de plusieurs contraintes qui interagissent entre elles. Cette interaction conduit pendant une durée limitée ou non, avec des répétitions possibles, à augmenter les contraintes sur les isolations. Les contraintes susceptibles d'affecter le bon fonctionnement des équipements électriques sont au nombre de quatre:

- Contraintes électriques (décharges partielles, courts-circuits, surtensions de manœuvres ou atmosphériques, etc.);

- Contraintes mécaniques (courts-circuits, régimes transitoires, surcharges, vibrations, etc.);
- Contraintes thermiques (effet joules, courant de Foucault, pertes magnétiques et diélectriques, etc.);
- Contraintes chimiques (humidité relative, eau, oxygène, etc.).

La figure 21 illustre l'interaction entre les contraintes (électriques, thermiques, chimiques) et le système d'isolation du transformateur conduisant ainsi à son vieillissement.



**Figure 21:** Interaction entre les contraintes (électriques, thermiques, chimiques) et le système d'isolation du transformateur [31].

## 2.8 La formation du soufre corrosif et ses effets

L'huile utilisée dans les transformateurs est généralement de l'huile minérale hautement raffinée constituée principalement d'un mélange d'hydrocarbures. On y trouve également des composés oxygénés, azotés et soufrés. La plupart des composés soufrés



peuvent réagir avec le cuivre dans des conditions extrêmes. Mais seuls les mercaptans réagissent de manière significative dans les conditions normales et facilement avec de nombreux métaux, comme le cuivre pour former des mercaptides. Le tableau 6 présente les cinq principaux groupes de composés soufrés.

**Tableau 6: Soufre et composés soufrés dans l'huile minérale [5].**

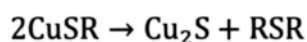
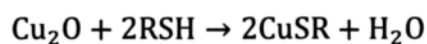
Groupes	Réactivité
Soufre	Très réactif
Mercaptans (thiols)	Très réactif
Sulfures (thiol-éthers)	réactif
Disulfures	stable
Thiophènes	Très stable

### 2.8.1 Principe de la formation du soufre corrosif

Selon la littérature [5, 9, 41-43], la formation du sulfure de cuivre se fait selon trois étapes :

- L'huile dissout l'oxyde de cuivre;
- Le cuivre dissous réagit avec les mercaptans pour former des mercaptides de cuivre solubles dans l'huile;
- Les mercaptides de cuivre sont transportés par l'huile et lorsque les conditions sont propices, se décomposent pour former du sulfure de cuivre (Cu<sub>2</sub>S).

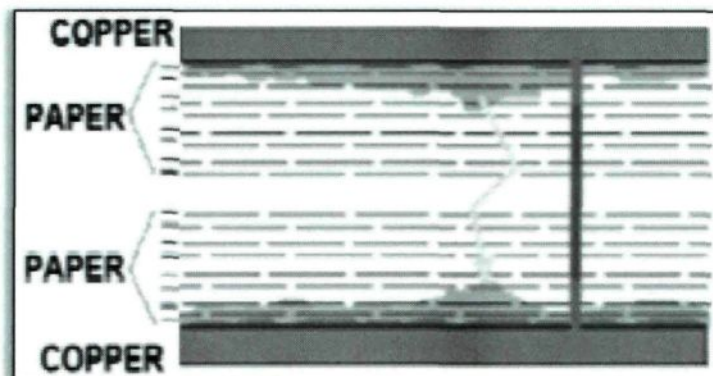
Les principales réactions mises en jeu peuvent être représentées comme suit, où RSH est un mercaptan et R n'importe quel alkyle ou radical hydrocarboné:





### 2.8.2 Effets du soufre corrosif sur le système d'isolation

La corrosion des surfaces métalliques et plus particulièrement les surfaces de cuivre exposées, est l'une des réactions primaires du soufre corrosif. Le conducteur en cuivre soufré est susceptible de réduire la tension seuil des décharges partielles et surtout de réduire la tension disruptive de l'isolation solide, ce qui peut entraîner une perforation diélectrique à travers l'isolant papier. Le sulfure de cuivre est conducteur et la présence de sulfure de cuivre dans le papier et le long des surfaces, réduit fortement la résistance d'isolement. Le soufre corrosif (formation + dépôts) entraîne une baisse significative de l'isolement électrique du papier provoquant ainsi un amorçage avec des éléments conducteurs proches, la figure 22 illustre le phénomène d'amorçage et de claquage de l'isolation. Les dépôts ont tendance à apparaître au sommet des enroulements (les parties les plus chaudes) du transformateur élévateur mais ils ont également été observés dans des changeurs de prise [44].



**Figure 22:** Mécanisme de claquage de l'isolation après la formation du sulfure de cuivre ( $\text{Cu}_2\text{S}$ ) [7].

Le soufre corrosif n'attaque pas que le métal, des réactions de soufre peuvent se produire

avec des conducteurs enveloppés de papiers. Dans ce cas, la réaction est transférée sur la surface du papier. Une défaillance causée par les effets du sulfure de cuivre sur un transformateur de distribution est illustrée par la figure 23.



*Figure 23: Défaillance liée au sulfure de cuivre sur un transformateur de distribution (130 kV/130MVA) [5].*

## **2.9 Évaluation de l'état de l'isolation des transformateurs de puissance**

### **2.9.1 Introduction**

Les propriétés des matériaux isolants sont déterminées au moyen d'essais conventionnels ou plus perfectionnés. Des normes sont disponibles afin d'évaluer ces propriétés. Ces méthodes sont indispensables pour apprécier l'état du système d'isolation lorsqu'il est neuf et après plusieurs années d'utilisation.

Ces méthodes reposent sur:

- Un examen visuel;
- L'analyse des caractéristiques électriques;
- L'analyse des caractéristiques physiques et/ou mécaniques;
- L'analyse des caractéristiques chimiques.

En ce concerne le transformateur, son état est diagnostiqué en examinant l'isolation huile-papier. L'huile du transformateur contient environ 70 % des informations sur l'état du transformateur [45]. C'est en connaissant les variations des divers paramètres de l'huile et du papier que l'on est en mesure de savoir si le transformateur comporte une défaillance. La figure 24 présente de façon presque exhaustive l'ensemble des tests pour l'évaluation des propriétés de l'huile et la figure 25, l'ensemble des tests pour l'évaluation des propriétés du papier.

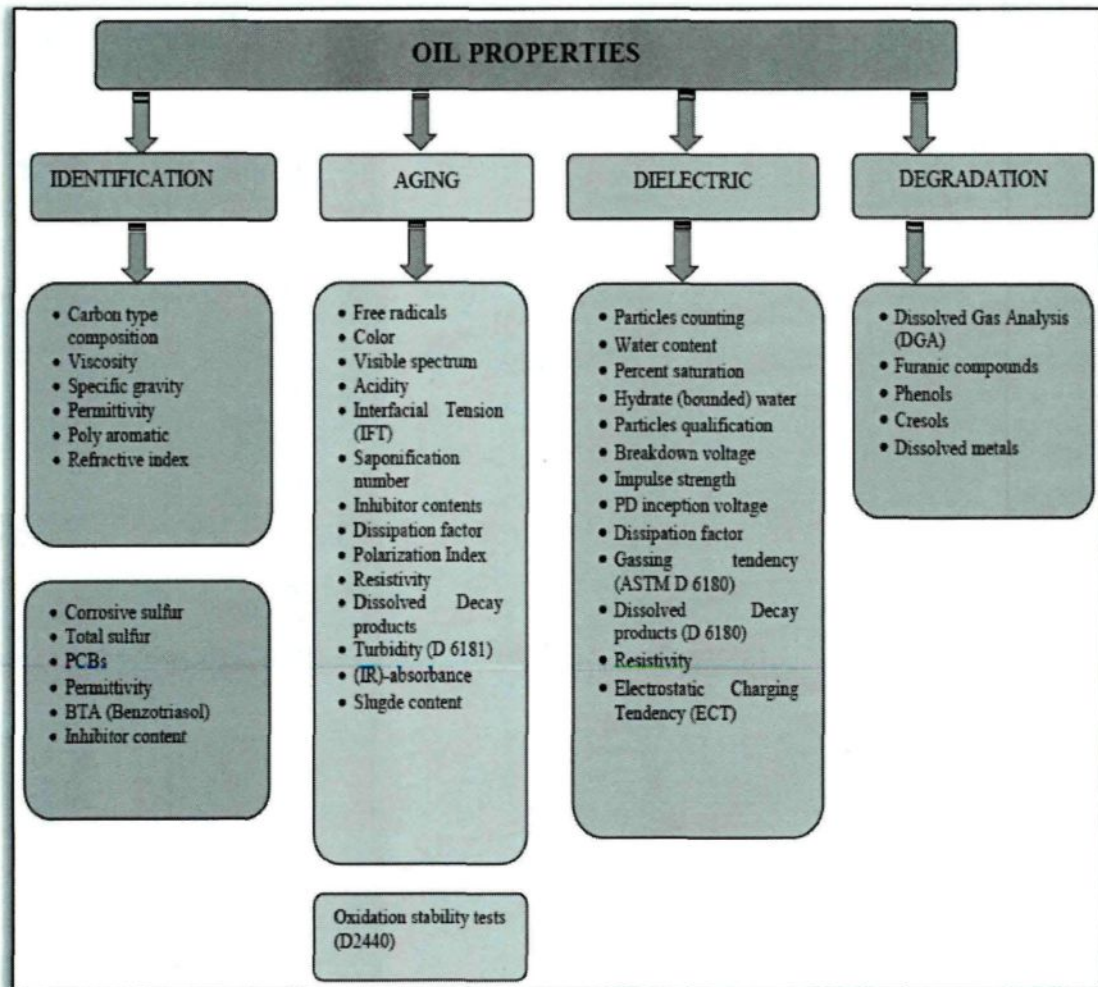


Figure 24: Évaluation de la qualité de l'huile [45].



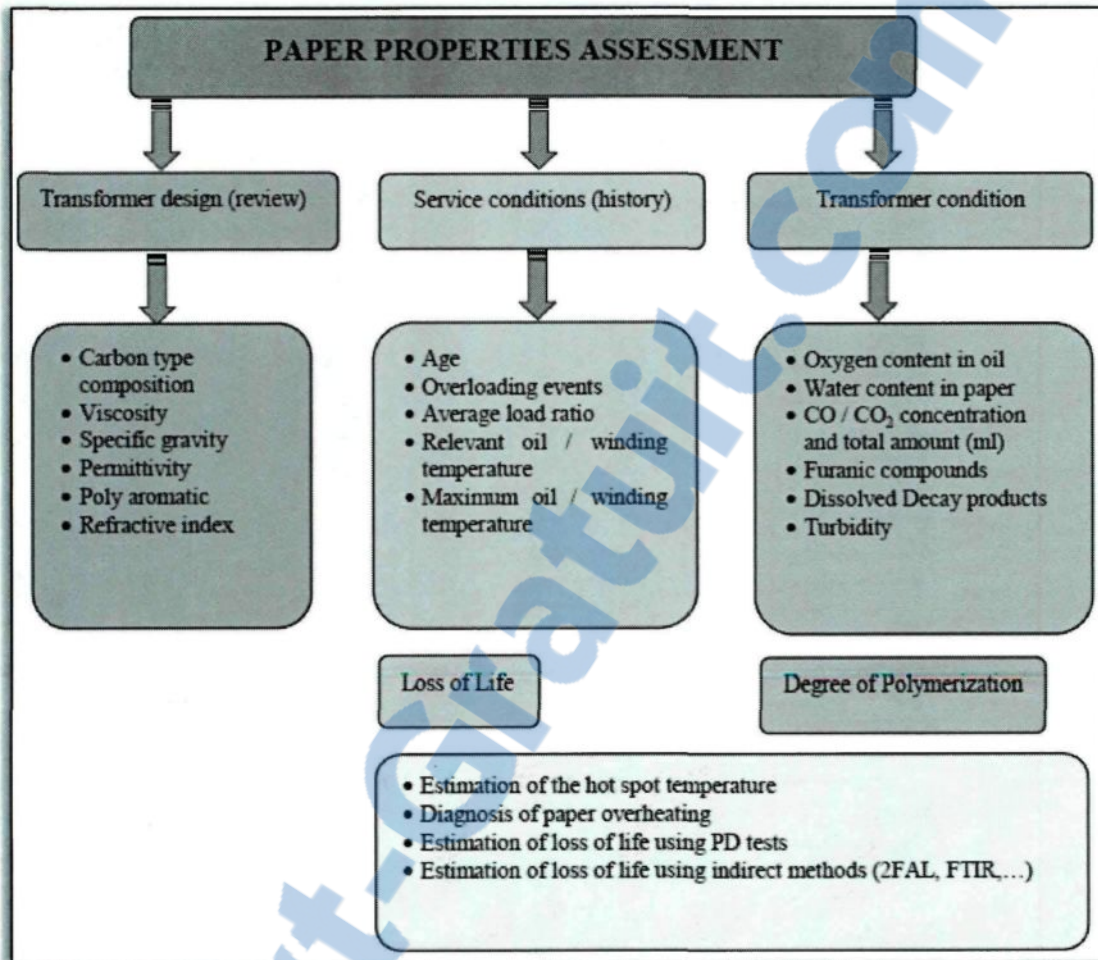


Figure 25: Évaluation des propriétés du papier [45].

## 2.9.2 Techniques de diagnostic utilisées

Dans cette section nous présentons les techniques de diagnostic utilisées dans le cadre de ce travail de recherche.

### 2.9.2.1 Humidité ou teneur en eau

La présence de l'humidité est très néfaste pour les propriétés diélectriques de l'isolation, en particulier elle affecte la rigidité diélectrique de l'huile et celle du papier. Typiquement,

sa valeur doit être inférieure à cinq (5) ppm pour l'huile minérale et inférieure à 0,5% pour le papier avant la mise en service du transformateur.

#### **2.9.2.2 Tension interfaciale (IFT)**

La tension interfaciale donne une indication sur la teneur en composés polaires solubles de l'huile qui affectent l'énergie de cohésion de l'interface eau-huile. Elle se mesure par la force nécessaire à l'arrachement d'un anneau de platine à cette interface soit en mN/m. Typiquement elle doit être au moins égale à 40 dynes/cm pour une huile minérale neuve. Les mesures des tensions interfaciales des huiles isolantes électriques fournissent un moyen sensible de détection des petites quantités de contaminants polaires solubles et des produits d'oxydation. Une valeur élevée de la tension interfaciale pour une huile minérale indique l'absence de contaminants polaires indésirables. Cet essai est aussi appliqué pour la détermination du degré de détérioration des huiles vieilles au cours d'une longue période d'exploitation.

#### **2.9.2.3 Produits d'oxydation dissous (DDP) par spectrophotométrie UV-VIS (Ultraviolet Visible)**

- Le vieillissement de l'huile est lié à l'oxygène et à l'humidité avec la température comme principal catalyseur. Plusieurs produits d'oxydation se forment au cours de ce processus de vieillissement. Après la formation des cétones, des aldéhydes et des peroxydes, il s'en suit la formation d'acides organiques solubles. Le stade terminal est marqué par une formation de boues (ou cambouis). Ces produits d'oxydation sont

partiellement absorbés par la surface du papier, ce qui conduit au vieillissement prématuré du transformateur de puissance.

- La mesure de la quantité relative de ces produits d'oxydation dissous est indicatrice du niveau de vieillissement de l'huile. Selon la norme ASTM D6802 [15], la valeur du DDP pour une huile minérale neuve doit être inférieure à 25 a.u. (unité aléatoire).

#### **2.9.2.4 La turbidité**

- Dans le processus de dégradation de l'isolation des transformateurs de puissance, des réactions chimiques secondaires génèrent des particules solides insolubles ou matières fines en suspension (produits colloïdaux) dans l'huile. Ces suspensions invisibles à l'œil nu, sont capables de boucher les pores de l'isolation papier et les conduites de refroidissement, ce qui entrave la capacité de l'huile à dissiper l'énergie thermique générée par les enroulements et le circuit magnétique. La teneur en ces suspensions peut être mesurée par la turbidité, exprimée en unité néphélométrique de turbidité ou en anglais nephelometric turbidity unit (NTU). Typiquement pour une huile minérale neuve elle est inférieure à 1 NTU [46]. L'augmentation de la turbidité, signifie une augmentation de la contamination de l'huile et une dégradation de la cellulose [47].

#### **2.9.2.5 Degré de polymérisation par viscosimétrie (DP ou DP<sub>v</sub>)**

- La cellulose est un polymère naturel fait en liant ensemble des monomères de type D-Glucopyranose. Le nombre moyen de monomères dans les chaînes de cellulose s'appelle le degré de polymérisation. Le papier neuf a un DP de l'ordre de 1100 à 1500 [48]. Lorsque le papier vieillit, les liaisons entre les monomères adjacents se brisent, le DP diminue

entraînant la fragilisation de la résistance physique du papier. Le papier d'un âge moyen a un DP d'environ 500. Le papier avec un DP de moins de 250 est dans son "vieil âge" et a une vie résiduelle très courte en tant que matériel d'isolation solide. Un transformateur contenant un tel papier sera susceptible de pannes au niveau des enroulements lors d'efforts mécaniques tels que la vibration, et des contraintes liées aux courants de court-circuit. Le papier avec un DP inférieur ou égal à 150 est en fin de vie.

L'évolution du DP avec le temps couplée à l'analyse des gaz dissous (DGA) et des dérivées furaniques mesurées par HPLC permet de surveiller le processus de vieillissement de l'isolation solide (papier). Dans beaucoup de cas, il permet la première identification du vieillissement accéléré qui peut être contrôlé par la modification des conditions d'opération et/ou l'entretien du transformateur.

#### **2.9.2.6 Analyse des gaz dissous (DGA)**

- Au cours du fonctionnement normal d'un transformateur, de faibles quantités de gaz sont générées dans l'huile. Cependant, lorsqu'un défaut se produit, l'isolation constituée d'huile et de papier subit une dégradation chimique. Le défaut induit des composés gazeux de faible poids moléculaire solubles dans l'huile. La tendance des données de l'analyse des gaz dissous permet de savoir le taux de génération des gaz et de déterminer l'origine et la sévérité du problème. Avec ces informations, des mesures correctives peuvent être prises à temps avant une éventuelle catastrophe. L'interprétation d'une analyse des gaz dissous peut permettre d'indiquer un avertissement de défauts naissants; d'effectuer



des contrôles de statut sur les unités neuves et réparées; de programmer adéquatement les réparations; la détection des défauts pendant la période de garantie.

- L'identification des principaux gaz mis en jeu et des défauts, à l'aide de la méthode 'key gas' est donnée dans le tableau 7.

**Tableau 7: Types de défauts et gaz mis en jeu [13].**

Défauts	Gaz générés	Principaux Gaz
Surchauffe de l'huile	Les gaz générés sont le C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> et le CH <sub>4</sub> , avec formation de faibles quantités de H <sub>2</sub> et de C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> . En cas de surchauffe sévère ou avec mise en jeu de contacts électriques, il peut avoir formation de C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> .	Éthylène(C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )
Surchauffe du papier cellulose	De grandes quantités de CO et de CO <sub>2</sub> sont générées. Formation possible de gaz d'hydrocarbures, tels que le CH <sub>4</sub> et le C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> si l'huile est mise en jeu.	Monoxyde de carbone(CO)
Décharges partielles (décharges à faible énergie ou décharges couronnes) dans l'huile	Génération de H <sub>2</sub> et de CH <sub>4</sub> , avec de faibles quantités de C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> et de C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> . Formation de faibles quantités de CO et de CO <sub>2</sub> si du papier cellulose est mis en jeu.	Hydrogène (H <sub>2</sub> )
Arcs électriques dans l'huile	De grandes quantités de H <sub>2</sub> et de C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> sont générées, avec de faibles quantités de CH <sub>4</sub> et de C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> . Formation possible de CO et de CO <sub>2</sub> si du papier cellulose est mis en jeu. L'huile peut être carbonisée.	Acétylène (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )

Il existe environ une trentaine de méthodes d'interprétation des résultats de l'analyse des gaz dissous [49]. Les plus utilisées sont :

- Key Gas Method, David Pugh 1974;

- Duval's Triangle, Michel Duval 1974;
- Rogers Ratios, R. R. Rogers 1975;
- Dörnenburg Ratios, E. Dörnenburg 1967/1970;
- IEEE C57.104, Limits, rates and TDCG, 1978/1991;
- IEC 60599 Ratios, Limits and gassing rates, 1999.

#### **2.9.2.7 Soufre Corrosif**

- La plupart des défaillances récemment causées par le soufre corrosif sont liées à la formation de dépôts de sulfure de cuivre à l'intérieur et à la surface du papier cellulosique disposé autour de l'enroulement [5].
- La méthode d'essai utilise un conducteur en cuivre, recouvert d'une couche de papier, immergé dans l'huile et chauffé pour évaluer la capacité de l'huile à produire du sulfure de cuivre, déposé sur les couches de papier. L'essai est conduit conformément à la norme IEC 62535 [16].

### **2.10 État d'avancement des travaux de recherche**

Dans cette partie, il s'agit de faire l'état des lieux des travaux de recherche réalisés antérieurement associés à la problématique de ce travail de recherche.

#### **2.10.1 Étude des propriétés de l'aramide par rapport à celles de la cellulose**

Plusieurs auteurs, dont I. Fofana et al ont montré que l'aramide présente de meilleures propriétés diélectriques et thermiques comparativement à la cellulose en ce qui concerne le vieillissement [6, 10, 11, 50-61]. En effet, en dehors de l'oxygène qui a un impact

réel sur l'aramide, les autres facteurs tels que la température, l'humidité, et les catalyseurs métalliques n'ont quasiment pas d'impact.

### **2.10.2 Étude des huiles esters synthétiques et naturels associées au papier aramide**

Plusieurs études ont été menées afin de réduire la taille des transformateurs, par la combinaison des avantages thermiques de l'aramide et ceux des huiles à point de feu élevé (appelées aussi huiles alternatives). Cela est possible car dans cette configuration, l'on réduit considérablement la taille du système de refroidissement [27, 61-68]. À ce jour, plusieurs transformateurs isolés à l'Aramide (Nomex), imprégnés d'huiles à point de feu élevé, sont en service, principalement dans le domaine de la traction électrique (métro, train, TGV, etc.) [69]

### **2.10.3 Isolation solide hybride associée à l'huile minérale**

I.K. Song et al ont montré que l'isolation hybride associée à l'huile minérale permet de fonctionner au-delà de la température limite maximale conventionnelle (110°C) des enroulements sans incidence sur la durée de vie de l'isolation [70]. À ce jour, des postes électriques fixes et mobiles comportant des transformateurs à isolation hybride ont été conçus. Ils ont la particularité d'être utilisés en différents endroits et s'intègrent rapidement dans le réseau électrique [36, 71].

#### **2.10.4 Passage de l'isolation conventionnelle à l'isolation hybride lors de la réparation d'un transformateur de puissance**

Des mesures effectuées [70, 72, 73], sur des transformateurs de puissance avant et après le passage à l'isolation hybride, révèlent une augmentation jusqu'à 50% en terme de puissance moyenne délivrée (ou de capacité de surcharge). Selon ces auteurs, le coût supplémentaire engendré par ce passage est estimé à environ 10% du capital initial investi. Mais vu la durée de vie estimée plus élevée de l'isolation hybride, ce passage est économiquement bénéfique [70].

#### **2.10.5 Étude comparative par l'analyse des gaz dissous (DGA) des isolations hybride, conventionnelle et aramide**

- Les travaux de recherche conduits par W. J. McNutt et al [74], à l'aide de cellules de tests hermétiquement scellées à double température, ont montré principalement par le DGA que l'isolation hybride solide produit moins de gaz CO<sub>2</sub> et CO que l'isolation solide conventionnelle. Ces auteurs ont conclu que l'isolation hybride solide est meilleure.
- Moser et al [75] ont fait des vieillissements accélérés de l'isolation conventionnelle et haute température (aramide) à l'aide de cellules scellées avec possibilité d'injection d'oxygène et d'eau. Le DGA indique moins de gaz CO<sub>2</sub> pour l'aramide par rapport à l'isolation conventionnelle. L'isolation aramide est donc meilleure. Mais ces études présentent des limites, en ce sens qu'elles n'établissent pas de liens entre les quantités de gaz mesurées et les types de défauts probables (thermiques, électriques, etc.). Les limites de ces études sont confirmées par les standards sur les isolants à haute température IEEE

Std 1276-1997 [76], IEC 60076-14-2004 [33] et IEEE Std C57.154-2012 [32]. En effet ces trois standards concordent pour dire ceci : « *les limites de concentration et les critères d'identification des défauts sont un consensus entre les constructeurs de transformateurs et les opérateurs, en attendant que de telles données soient disponibles pour les transformateurs utilisant des isolants à haute température, il est conseillé d'utiliser avec précaution le standard IEEE Std C57.104 [13]* ».

#### **2.10.6 Qualité des huiles dans les isolations aramide, cellulose et hybride**

- Une étude effectuée par W.J. McNutt sur une durée de 5000 heures, a montré que l'huile minérale vieillie avec le papier aramide (Nomex) a une tension de claquage plus élevée à partir de 1000 heures comparativement à celles vieilles avec la cellulose et l'isolation solide hybride [74].

- L'étude menée par H. P. Moser [75] sur la qualité de l'huile vieillie avec l'aramide et celle avec la cellulose, avec l'influence de l'oxygène, après 80 jours (1920 heures) a donné comme résultats: le facteur de dissipation de l'aramide est supérieur à celui de la cellulose; l'acidité de la cellulose est supérieure à celle de l'aramide et l'humidité de la cellulose est supérieure à celle de l'aramide.

- I. K. Song et al [70] ont mesuré à l'aide d'un capteur, un faible courant de fuite moyen dans l'huile vieillie avec l'isolation solide hybride comparativement à celle vieillie avec la cellulose. Les mesures ont été effectuées lors d'essais en surcharge jusqu'à 150% de charge.

### 2.10.7 Étude de la formation du soufre corrosif

Plusieurs auteurs, dont J. S. N'Cho et al [5] ont montré conformément au standard ASTM D1275, que parmi les paramètres permettant d'accélérer la formation du soufre corrosif sur les conducteurs en cuivre, le temps est le paramètre le plus nuisible, vient ensuite l'action de l'oxygène et enfin l'action de la température. Cette conclusion repose sur une étude quantitative. Le standard ci-dessus cité présente des faiblesses car il ne tient pas compte du papier enroulé autour des enroulements en cuivre des transformateurs de puissance. De plus, durant ces dernières années selon l'EPRI [8], plusieurs transformateurs ayant été testés sur la base de ce standard sont tombés en panne à cause du soufre corrosif. La tendance est donc à l'élaboration de nouveaux standards. À partir des limites constatées avec le standard ASTM D1275 [15], plusieurs standards ont été élaborés. Citons entre autres [41]:

- **Doble engineering extended/modified ASTM D1275** (48 h et à 150°C au lieu de 19 h et à 140°C);
- **ASTM D5623-94**: Sulfur compounds in light petroleum by gas chromatography and sulfur selective detection;
- **ABB CCCD** (Covered Conductor Corrosion and Deposition) Test;
- Standard **ASTM D1275-B modifié** [16] avec un faible volume d'huile de 15 ml;
- Le comité technique n° 10 «Fluides pour applications électrotechniques» de l'IEC a validé les travaux du groupe de travail CIGRE TF A2.32.01 «procédure de SIEMENS» et en a fait une nouvelle norme dont la référence est : **IEC 62535-2008** [16, 42].

## 2.11 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté l'ensemble des notions de base utiles à la réalisation de ce travail de recherche. Plus particulièrement, nous avons présenté le concept du système d'isolation hybride et le positionnement des transformateurs utilisant l'isolation hybride.

L'état d'avancement des travaux antérieurs, nous indique que certes des études ont été conduites, mais l'utilisation de l'isolation hybride dans les transformateurs de puissance (qui représentent de très grands investissements) nécessite des études plus poussées surtout en ce qui concerne l'interaction mutuelle entre le papier aramide, le papier cellulose et l'huile. Ce qui précède justifie l'intérêt de ce travail de recherche.

## **CHAPITRE 3**

### **MATÉRIELS ET MÉTHODES UTILISÉS**



### 3.1 Introduction

Ce chapitre présente les méthodes et les équipements (matériels) utilisés pour les deux principales études menées dans ce travail de recherche. Les équipements utilisés sont :

- Le Spectrophotomètre pour la mesure du DDP;
- Le Coulomètre pour la mesure de l'humidité;
- Le Turbidimètre pour la mesure de la turbidité;
- Le tensiomètre de surface pour la mesure de la tension interfaciale;
- Le Viscosimètre pour la mesure du  $DP_v$ ;
- Le four pour les vieillissements liés à l'étude sur les différents types d'isolations;
- Le four pour les vieillissements liés à l'étude sur le soufre corrosif;
- Équipement de dégraissage du papier pour la mesure du  $DP_v$ ;
- Four de séchage et d'imprégnation du papier;
- Équipement pour dégazage et déshumidification de l'huile;
- Le GC (Chromatographie en phase gazeuse-Gas chromatography) pour l'analyse des gaz dissous dans l'huile;
- Le Thermo-Contraintes conçu dans notre laboratoire pour simuler des défauts thermiques sur le papier baignant dans l'huile;
- Le détecteur de soufre «EMIA-220V» de HORIBA pour mesurer la quantité de soufre dans l'échantillon de cuivre.

### 3.2 Méthodes

La méthodologie adoptée dans ce travail de recherche a été présentée dans l'introduction générale à la (section 1.5). Dans cette section nous présentons de façon exhaustive les procédures pour les vieillissements thermiques accélérés; les mesures (analyses) et leurs interprétations.

#### 3.2.1 Procédures pour les vieillissements thermiques accélérés

Pour les vieillissements thermiques accélérés en laboratoire les papiers aramide et cellulose sont utilisés ainsi que quatre types d'huiles (minérale, ester synthétique, ester naturel et silicone). L'étude comparative de l'isolation hybride par rapport aux autres types d'isolations est conduite avec l'huile minérale Nytro lynx de Nynas Canada. L'étude comparative de la protection du cuivre contre le soufre corrosif est conduite pour les quatre types d'huiles ci-dessus indiquées. Les caractéristiques des papiers et celles des quatre huiles sont respectivement indiquées dans les tableaux 8 et 9.

**Tableau 8:** Caractéristiques des papiers pour tests de vieillissements thermiques.

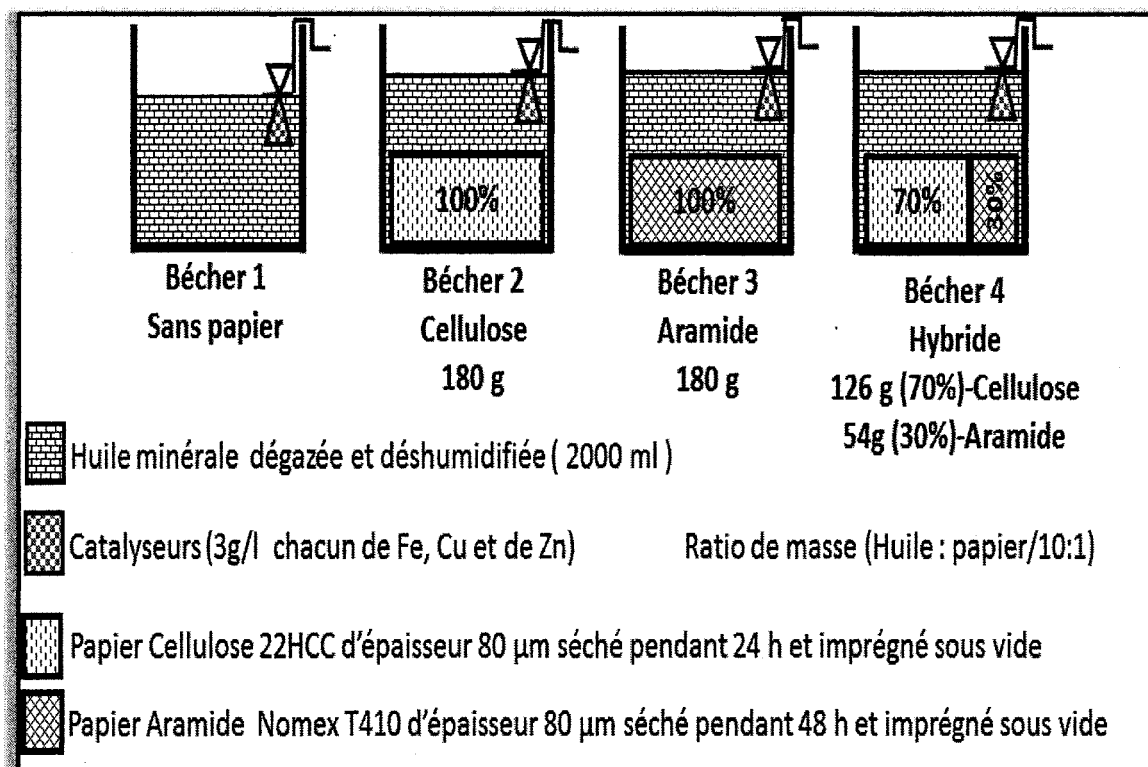
Caractéristiques		Papier Aramide T410	Papier Cellulose 22HCC
Épaisseur ( $\mu\text{m}$ )		80	80
Densité ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )		0,8	1,02
Tenue mécanique (N/cm)	Longitudinale	65	96,3
	Diagonale	32	52,5

**Tableau 9: Caractéristiques des huiles pour tests de vieillissements thermiques.**

		Huile minérale	Huile ester synthétique	Huile végétale (ester naturel)	Huile silicone
<b>Types de Tests</b>	<b>Normes</b>	Nytro Lynx	Midel 7131	Midel eN	XL 7335
Humidité (ppm)	ASTM D1533	<20	-	-	-
	IEC 60814	-	50	50	-
Tension de claquage (kV)	ASTM D877	>40	-	-	40
	IEC 60156	-	>75	>75	-
Facteur de dissipation	ASTM D924	<0,001	-	-	0,004
	IEC 60247	-	<0,008	<0,003	-
Teneur en Oxygène (ppm)	ASTM D3612	31800	-	-	-
Soufre corrosif	ASTM D1275	Non corrosif	Non corrosif	Non corrosif	-
	IEC62535	Non corrosif	Non corrosif	Non corrosif	-

### 3.2.1.1 Étude comparative de l'isolation hybride par rapport aux autres types d'isolations solides et liquides

Les vieillissements sont conduits pour les durées suivantes : 250, 500, 750 et 1000 heures. Pour chacune de ces durées, on disposera de quatre béciers. La figure 26 résume la procédure des vieillissements.

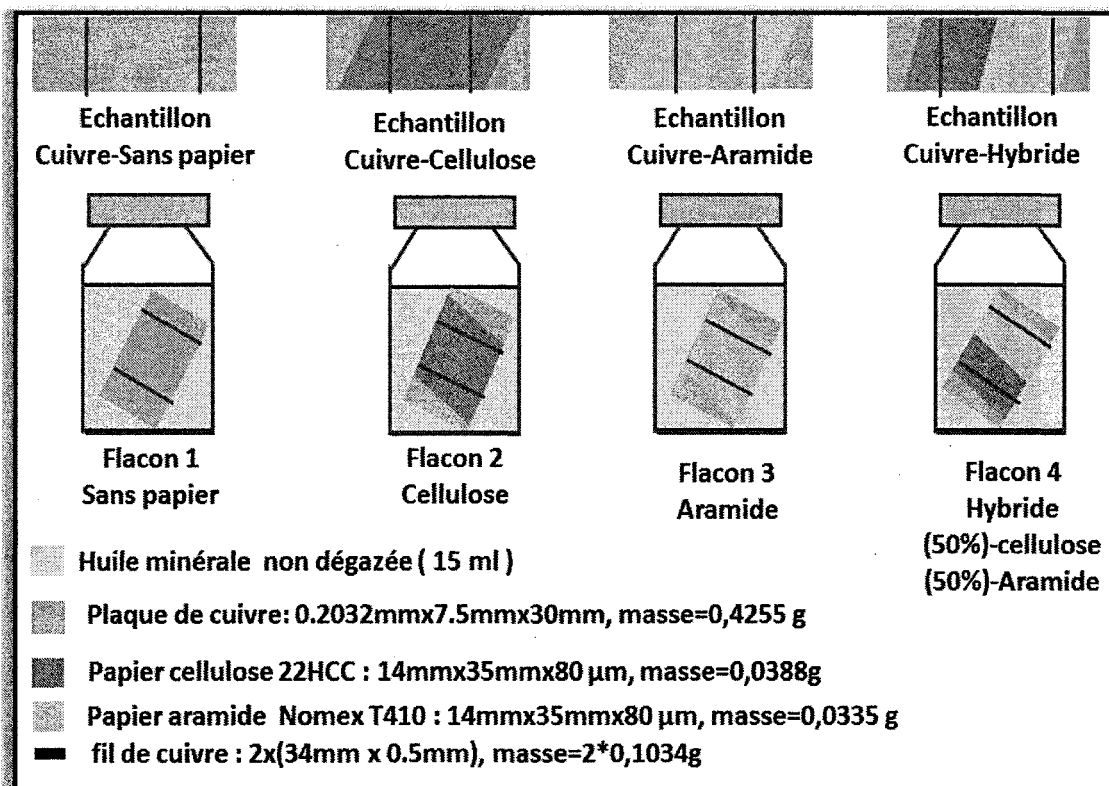


**Figure 26:** Procédure de vieillissement pour les quatre types d'isolation.

Les quatre béchers sont mis dans un four à convection à température réglée à 115°C pour vieillissement thermique accéléré. À la fin de chaque temps de vieillissement une quantité de papier et d'huile avec un ratio 1:10 est soumise au test de défaut thermique, afin d'étudier l'effet des défauts thermiques sur les isolations solides aux différents stades de vieillissement.

### 3.2.1.2 Capacité de l'aramide et de la cellulose à protéger le cuivre contre le soufre corrosif

Les vieillissements sont faits en utilisant des fioles à espace de tête en verre (flacons) de capacité 20 ml. La procédure d'assemblage des échantillons est décrite à la figure 27.



*Figure 27: Procédure de vieillissements pour tests de soufre corrosif.*

Les vieillissements thermiques accélérés ont été conduits avec les huiles Nytro Lynx, Midel 7131, Midel eN et XL 7335. Les conditions des expériences sont données comme suit:

- Accès à l'air ambiant (flacons légèrement serties)
- Température : 150°C
- Durée : 21 jours (504 heures)

### 3.2.2 Analyses et interprétation des résultats

Après les différents tests de vieillissements nous procédons aux différentes analyses à l'aide d'équipements de laboratoire. Ces analyses sont faites conformément aux normes ASTM, IEC et IEEE.

### 3.2.2.1 Étude comparative de l'isolation hybride par rapport aux autres types d'isolations solides et liquides

#### ➤ Étude comparative des isolations solides

À la fin de chaque temps de vieillissement, des échantillons d'huiles et de papiers, soumis ou non à la contrainte thermique, sont récupérés afin d'effectuer les différentes analyses suivantes :

- L'analyse des gaz dissous (DGA) selon la norme ASTM D3612, à l'aide de l'équipement GC (chromatographie en phase gazeuse), afin de déterminer les quantités des gaz dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) et monoxyde de carbone (CO). Des valeurs élevées de  $\text{CO}_2$  et CO sont indicatrices de la surchauffe du papier cellulose. Le meilleur isolant solide, dans ce cas, est celui qui produira de faibles quantités de CO et  $\text{CO}_2$ .
- La mesure du  $\text{DP}_v$  (Degré de Polymérisation viscosimétrique) du papier cellulose dans les isolations hybride et conventionnelle à l'aide d'un viscosimètre selon la norme ASTM D4243 [77]. Une diminution du  $\text{DP}_v$  est indicatrice de la dégradation du papier.

Le tableau 10 indique les valeurs de  $\text{DP}_v$  et leurs interprétations selon les travaux réalisés par I.A.R. GRAY [40].

**Tableau 10 : Valeurs de DP<sub>v</sub> et leurs interprétations [40].**

Furaldehyde Content (ppm)	DP Value	Significance
0-0.1	1200-700	Healthy transformer
0.1-1.0	700-450	Moderate deterioration
1-10	450-250	Extensive deterioration
>10	<250	End of life criteria

➤ **Étude comparative des isolations liquides**

Cette section est consacrée à l'évaluation de la qualité de l'huile vieillie sans papier, de l'huile vieillie avec le papier aramide (Nomex), de l'huile vieillie avec le papier cellulose et celle vieillie avec l'isolation solide hybride.

Des échantillons des huiles indiquées ci-dessus soumis ou non à la contrainte thermique, seront analysées à l'aide des techniques de diagnostic suivantes : Turbidité ; Tension interfaciale (IFT) ; Humidité et produits de décomposition dissous (DDP). Le tableau 11 résume l'interprétation globale des mesures.

**Tableau 11: Interprétation de base du diagnostic de l'huile.**

Types de Tests	Indication de dégradation
Turbidité	Augmentation
Tension interfaciale (IFT)	Diminution
Produits de décomposition dissous (DDP)	Augmentation
Humidité	Augmentation

Un guide sur l'analyse des huiles des transformateurs de puissance, établi par I.A.R. GRAY Transformer Chemistry Services [40], donne une classification des huiles selon trois techniques de diagnostic (acidité (NN), Tension interfaciale (IFT), la couleur (colour)) et le paramètre OQIN (ratio entre l'IFT et le NN). Le tableau 12 présente cette classification.

**Tableau 12:** Guide sur l'analyse des huiles des transformateurs de puissance [40].

TRANSFORMER OIL CLASSIFICATIONS*	
<b>1. Good Oils</b>	NN 0.00 - 0.10 IFT 30.0 - 45.0 Colour <b>Pale Yellow</b> OQIN 300-1500
<b>2. Proposition A Oils</b>	NN 0.05 - 0.10 IFT 27.1 - 29.9 Colour <b>Yellow</b> OQIN 271 - 600
<b>3. Marginal Oils</b>	NN 0.11 - 0.15 IFT 24.0 - 27.0 Colour <b>Bright Yellow</b> OQIN 160 - 318
<b>4. Bad Oils</b>	NN 0.16 - 0.40 IFT 18.0 - 23.9 Colour <b>Amber</b> OQIN 45 - 159
<b>5. Very Bad Oils</b>	NN 0.41 - 0.65 IFT 14.0 - 17.9 Colour <b>Brown</b> OQIN 22 - 44
<b>6. Extremely Bad Oils</b>	NN 0.66 - 1.50 IFT 9.0 - 13.9 Colour <b>Dark Brown</b> OQIN 6 - 21
<b>7. Oils in Disastrous Condition</b>	NN 1.51 or more Colour <b>Black</b>



### 3.2.2.2 Capacité de l'aramide et de la cellulose à protéger le cuivre contre le soufre corrosif.

#### ➤ Analyses du cuivre

- La méthode qualitative consiste à observer et à comparer les surfaces de contact papier-cuivre pour la cellulose, l'aramide et l'hybride. Cette observation est faite en se basant sur les normes IEC 62535 [16] et ASTM D130 [17]. Trois conclusions sont possibles : non corrosif, suspecté corrosif et corrosif. Le type de papier présentant une surface de contact cuivre-papier non corrosive est le meilleur. Le code des couleurs est donné à la figure 28.



Figure 28: Code des couleurs selon ASTM-D130 [17].

- **La méthode quantitative** consiste à mesurer la quantité de soufre contenue dans l'échantillon de cuivre à l'aide du détecteur de soufre «EMIA-220V de HORIBA». Le papier dont l'échantillon de cuivre présente une faible quantité de soufre est le meilleur. Notons que la limite de soufre admissible dans le cuivre d'un transformateur est de 15 ppm [5].

➤ **Analyses de l'huile**

La méthode quantitative consiste à mesurer le DDP de l'huile et à établir une corrélation avec la quantité de soufre contenue dans l'échantillon de cuivre.

Les résultats de ces deux groupes de mesures permettront de savoir si le papier aramide protège mieux les enroulements du transformateur contre les effets nocifs du soufre corrosif.

### **3.3 Matériels**

#### **3.3.1 Le turbidimètre**

- Le turbidimètre utilisé pour nos mesures de turbidité est un modèle de laboratoire de référence 2100AN Hach (figure 29) [78] conçu par la société HACH COMPAGNY. Il mesure la turbidité de 0 à 10000 NTU (Nephelometric Turbidity Unit) en mode de sélection automatique de gamme avec positionnement automatique du point décimal. Son principe de fonctionnement repose sur la néphélogéométrie. La néphélogéométrie est la mesure par photométrie de concentration de particules dans un liquide par diffusion à 90°. Il a la possibilité de mesurer soit le rapport lumière dispersée sur la lumière transmise (mode ratio), soit la lumière dispersée à 90° seule (mode sans ratio). La figure 30 montre le système optique de base du turbidimètre 2100AN. Il comprend une lampe à filament de tungstène,

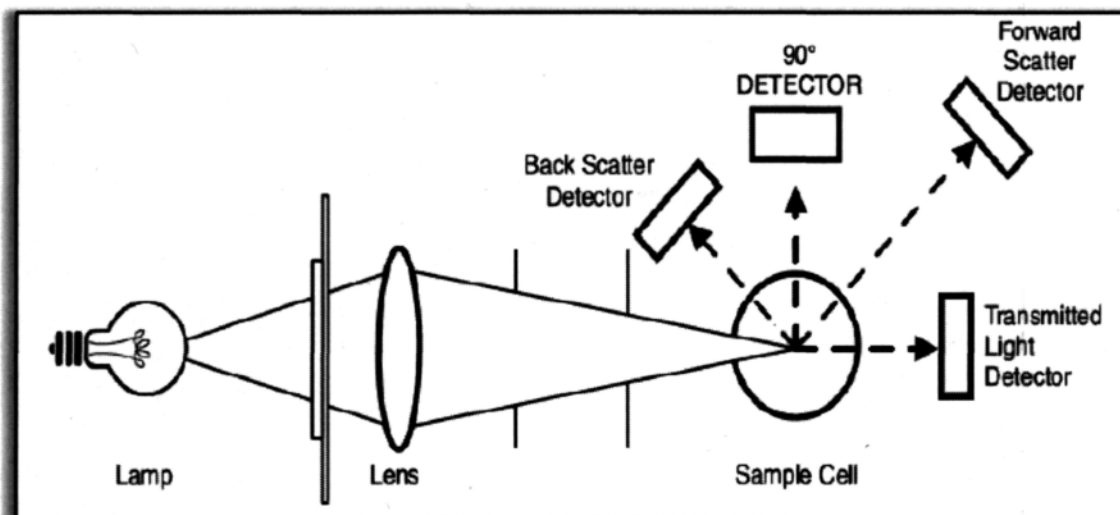
de lentilles et diaphragmes pour focaliser la lumière, un détecteur pour la mesure de lumière dispersée à 90°, un détecteur pour la mesure de lumière dispersée vers l'avant, un détecteur pour la mesure de lumière dispersée vers l'arrière et un détecteur de lumière transmise. Les quatre détecteurs de lumière offrent une bonne stabilité, une linéarité, une sensibilité et une faible lumière parasite. Les signaux de chaque détecteur sont mathématiquement combinés pour calculer la turbidité de l'échantillon. La turbidité est calculée par la formule [79]:

$$T = \frac{I_{90}}{d_0 \times I_t + d_1 \times I_{fs} + d_2 \times I_{bs} + d_3 \times I_{90}} \quad (5)$$

Où T est la turbidité,  $d_0$ ,  $d_1$ ,  $d_2$ ,  $d_3$  les coefficients de calibration,  $I_{90}$  le courant du détecteur pour la mesure de la lumière dispersée à 90°,  $I_t$  courant du détecteur de la lumière transmise,  $I_{fs}$  le courant du détecteur pour la mesure de la lumière dispersée vers l'avant,  $I_{bs}$  le courant du détecteur pour la mesure de la lumière dispersée vers l'arrière.



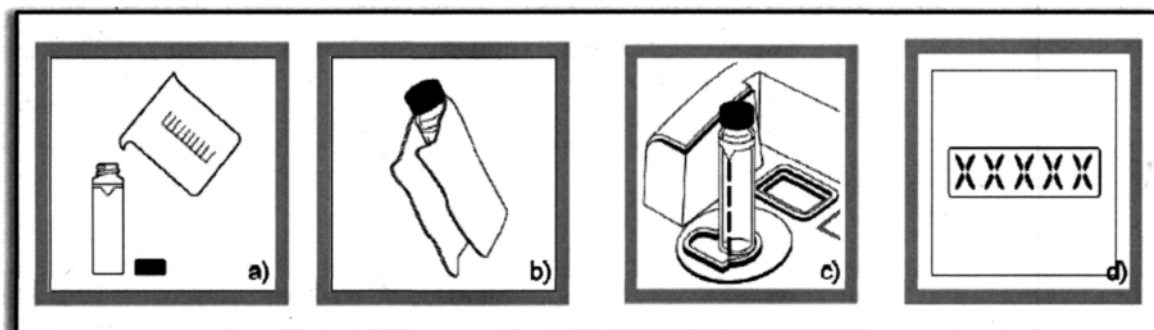
**Figure 29:** Turbidimètre modèle 2100AN avec le flacon de mesure et la boîte de calibration.



**Figure 30:** Système optique de base du turbidimètre 2100AN.

- La mesure de la turbidité se fait selon la norme ASTM D6181 [15]. Les étapes à exécuter de façon chronologique sont indiquée par la figure 31: a) Renverser 30ml d'huile

dans le flacon b) Bien nettoyer le flacon c) introduire le flacon dans la cellule de mesure d) lire la valeur affichée.

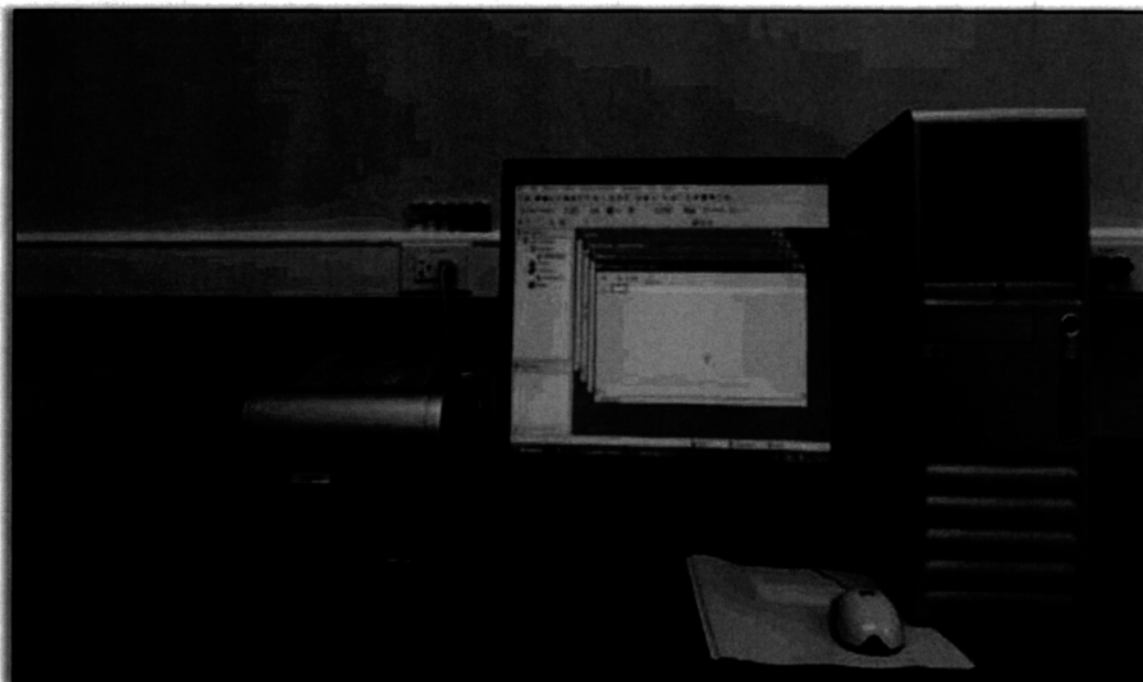


**Figure 31:** Procédure de mesure de la turbidité selon la norme ASTM D6181 [15].

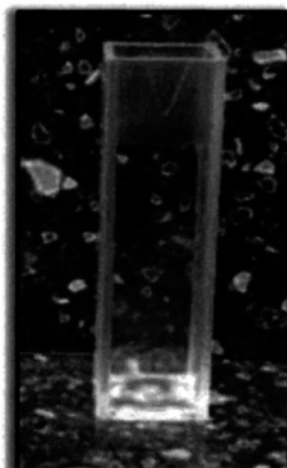
### 3.3.2 Le Spectrophotomètre T60 UV/Visible

Le spectrophotomètre Thuramed T60 UV/Visible présenté par la figure 32 commercialisé par Thuramed a été utilisé pour la mesure des produits de décomposition dissous selon la norme ASTM D6802 [15] C'est un appareil à doubles faisceaux dont l'un traverse l'échantillon et l'autre sert de parcours de référence. L'avantage des spectrophotomètres à doubles faisceaux réside dans le fait qu'ils permettent de faire des mesures différentielles entre l'échantillon et le blanc analytique. Ils sont préférables aux modèles mono-faisceau si les solutions sont troubles [80]. Entre l'émetteur et le récepteur optiques du spectrophotomètre, un emplacement libre est réservé pour y placer la cellule (cuve à usage unique de 2,5 ml), elle est représentée sur la figure 33. Le spectre est obtenu sur la plage de longueur d'onde allant de 360 à 600 nm en abscisses et en ordonnées l'absorbance allant de (0 à 10 a.u.). Les produits de décomposition dissous représentent l'intégrale de la zone en dessous de la courbe d'absorbance. Ils sont déterminés

automatiquement par le logiciel commercial «UVWin 5 v5.2.0» associé au spectrophotomètre.



**Figure 32:** Spectrophotomètre T60 UV/Visible permettant la mesure des produits de décomposition dissous (DDP) selon la norme ASTM D6802 [15].



**Figure 33:** Cellule ou cuve de mesure à usage unique de 2,5 ml.

### 3.3.3 Le coulomètre Karl Fischer (KF831)

- **Méthode coulométrique** : Les instruments utilisés pour effectuer le titrage de l'eau sont proposés en deux versions, l'une dite normale et l'autre dite coulométrique. Si les quantités d'eau sont assez élevées, on fait appel à la méthode dite normale, dans le cas contraire, on utilise la méthode coulométrique qui exige des quantités d'eau plus faibles. Dans la méthode coulométrique la plus adaptée à nos expériences, le diiode nécessaire au dosage est généré à partir d'un précurseur (iodure) au fur et à mesure, par voie électrochimique à l'aide d'impulsions électriques appliquées aux électrodes: le réactif de KF modifié en conséquence contient un iodure qui est oxydé en diiode au contact de l'anode. Cette cellule à électrolyse est munie d'un diaphragme entre les compartiments anodique et cathodique. À l'anode, l'ion iodure s'oxyde en diiode selon la réaction:

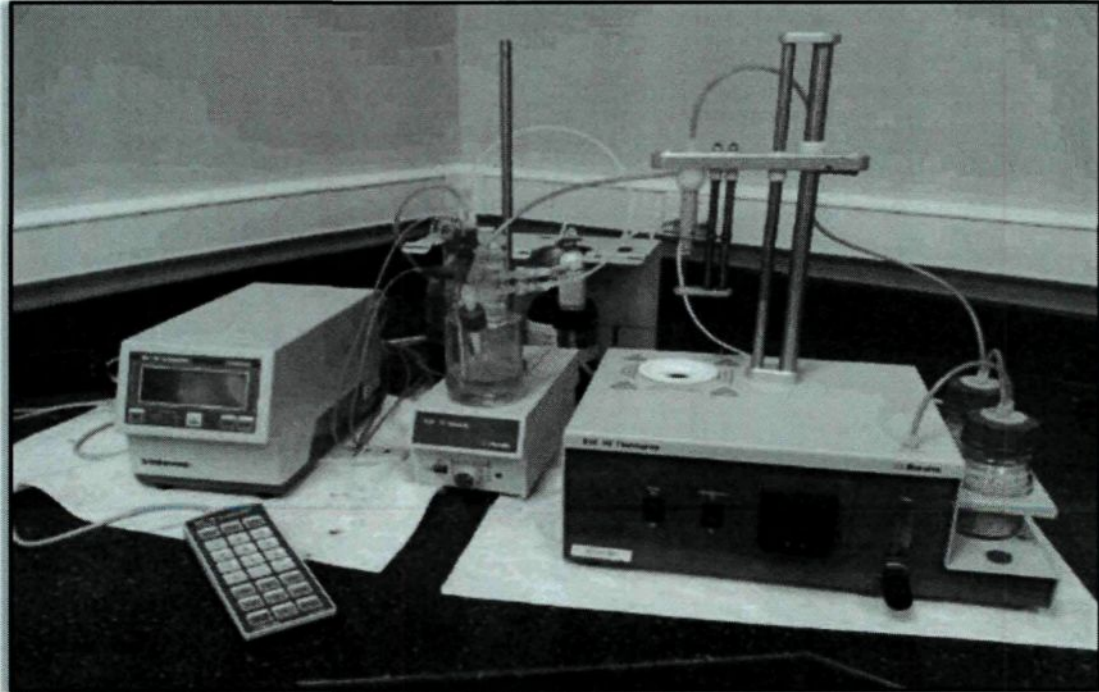


- **Mesure de la teneur en eau**

La détermination de la teneur en eau de nos échantillons d'huiles et de papiers s'est faite conformément à la norme ASTM D1533 [15] à l'aide du titreur automatique Karl Fischer 831 KF Coulometer (figure 34) avec électrode à génératrice à diaphragme commercialisé par la société Metrohm. Le réglage du Karl Fischer est fait selon que l'on veut mesurer la teneur en eau dans le papier ou dans l'huile. L'échantillon d'huile est injecté dans le titreur automatique à l'aide d'une seringue et après réaction on relève la teneur en eau en ppm (parties par million). L'opération est répétée trois fois, la teneur en eau finale est la



moyenne des trois mesures. Dans le cas du papier, en plus du titreur automatique on sert du four pour la mesure, La teneur est exprimée en pourcentage (%).



*Figure 34: Titreur Coulométrique Karl Fisher pour la mesure de la teneur en eau selon la norme ASTM D1533 [15].*

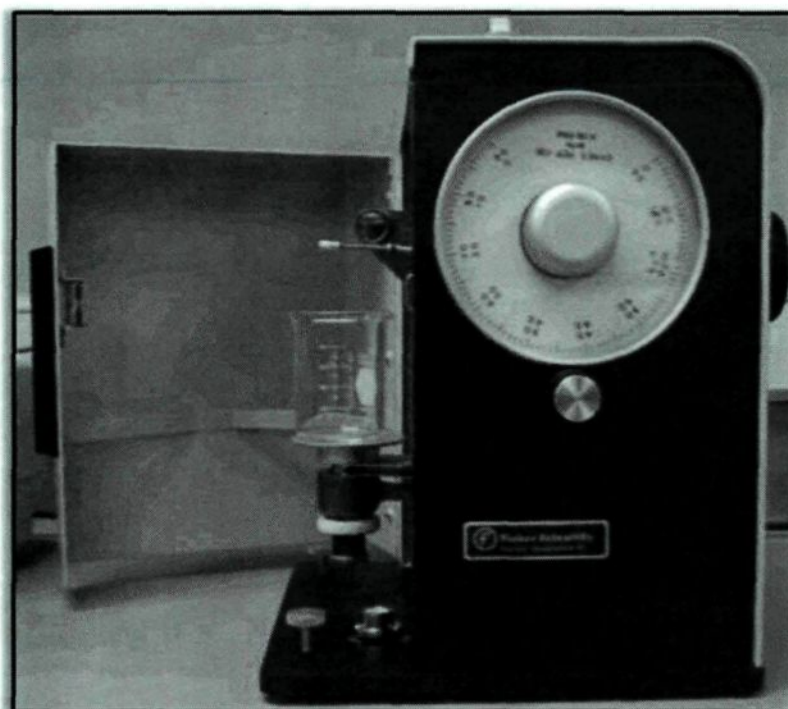
#### **3.3.4 Tensiomètre de surface**

Il sert à mesurer la force en mN/m (dynes/cm) nécessaire à l'arrachement d'un anneau de platine à l'interface de l'huile sous test et de l'eau distillée. Cette force est appelée la tension interfaciale. La figure 35 présente le tensiomètre de surface « Fischer Scientific » et la procédure de mesure de la tension interfaciale est effectuée conformément à la norme ASTM D971 [15], à  $25 \pm 1^\circ\text{C}$ . La méthode de mesure consiste à :

- Mettre 50 à 75 ml d'eau distillée dans un bécher à bec de 100 ml;
- Déposer le bécher sur le plateau du tensiomètre;



- Régler l'anneau au platiniun de sorte qu'il soit à une profondeur maximale de 6mm en dessous du niveau de l'eau distillée;
- Injecter 20 ml de l'huile sous test par la paroi du bécher et sur l'eau;
- Attendre soixante (60) secondes;
- Faire remonter l'anneau à l'aide de la manivelle jusqu'à qu'il sorte de l'huile et lire la valeur sur le cadran;
- Nettoyer l'anneau avec de l'hexane et ensuite de l'acétone.



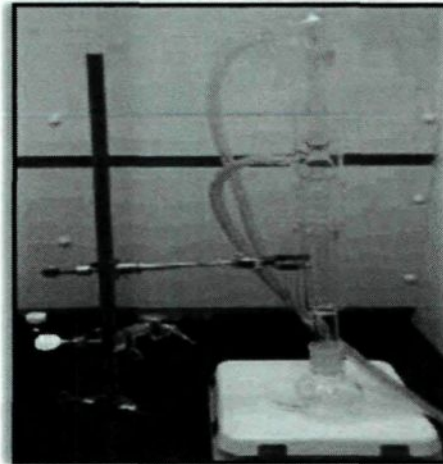
**Figure 35:** Tensiomètre de surface « Fischer Scientific » pour la mesure de la tension interfaciale d'un liquide selon la ASTM D971 [15].

### 3.3.5 Mesure du degré de polymérisation viscosimétrique ( $DP_v$ )

La mesure se fait conformément à la procédure indiquée dans le standard ASTM D4243 [77].

#### 3.3.5.1 Préparation du papier imprégné

Le papier imprégné d'huile est préalablement dégraissé à l'aide du soxhlet avec de l'hexane (figure 36). On découpe le papier en petits morceaux de 1 à 2 mm<sup>2</sup> et ensuite on le conserve dans une chambre à humidité contrôlée (figure 37).



*Figure 36: Soxhlet pour le dégraissage du papier imprégné avec de l'hexane.*



*Figure 37: Chambre à humidité contrôlée.*

### 3.3.5.2 Préparation de la solution et mesure de la viscosité

- **Préparation de la solution**

Selon la valeur du  $DP_v$  recherchée, on ajoute une masse de papier de 25, 50 ou 125 mg dans une fiole jaugée de 50 ml contenant des billes en glace et on y ajoute 22,5 ml d'eau distillée. Après 30 minutes on ajoute 22,5 ml de Cupriéthylènediamine 1 mole (1 M). Le flacon conique est hermétiquement fermé puis mis en agitation pendant 18 heures sur un agitateur. Après les 18 heures, on laisse décanter la solution pendant 1 heure.

- **Mesure de la viscosité spécifique ( $\eta_s$ ) et de la viscosité intrinsèque ( $\eta$ )**

La viscosité spécifique est effectuée à l'aide d'un viscosimètre capillaire en verre (figure 38) de la compagnie CANNON dans un bain thermostatique réglé à  $20 \pm 0,1$  °C.

La viscosité intrinsèque  $\eta$  est obtenue à partir de la viscosité spécifique  $\eta_s$  par la formule empirique:

$$\eta_s = \eta \times c \times 10^{k \times \eta \times c} \quad (7)$$

Les paramètres de l'équation de Martin (3) sont donnés par :

- La viscosité spécifique

$$\eta_s = \frac{T_s - T_0}{T_0} \quad (8)$$

Avec:

$T_s$ : Temps d'écoulement de la solution

$T_0$ : Temps d'écoulement du solvant

-La concentration

$$c = \frac{100 \times m}{45(1+H)}$$

Avec

$m$ : masse du papier

$H(\%)$ : la teneur en eau dans le papier

(9)



**Figure 38:** Viscosimètre capillaire en verre de CANNON.

### 3.3.5.3 Détermination du $DP_v$

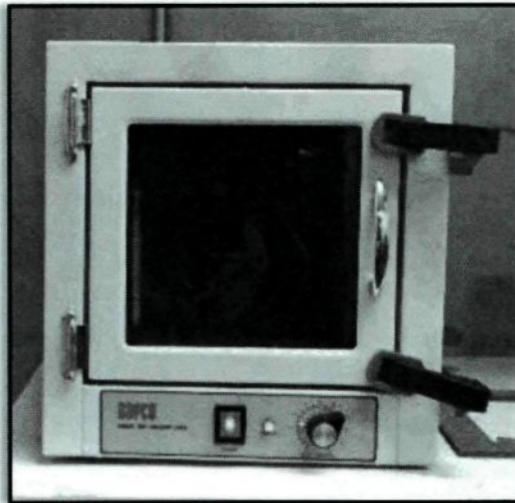
Le  $DP_v$  est calculé à partir de la relation :

$$\eta = k \times DP_v^\alpha \quad (10)$$

Où  $k$  et  $\alpha$  sont des constantes caractéristiques du système polymère-solvant. Pour le système papier-cupriéthylènediamine :  $k=7,5 \cdot 10^{-3}$  et  $\alpha =1$ .

### 3.3.6 Le four Napco

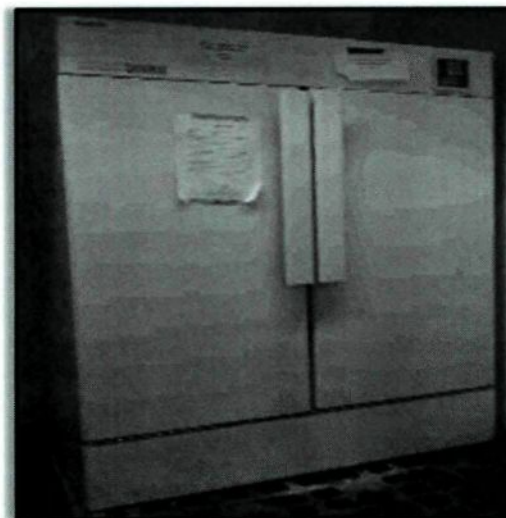
C'est le four (figure 39) utilisé pour les vieillissements pour l'étude sur la formation du soufre corrosif. La plage de réglage de température est: 0 à 200 °C.



*Figure 39: Four Napco utilisé pour l'étude sur la formation du soufre corrosif.*

### **3.3.7 Le four DKN900 de Yamato**

C'est le four utilisé pour les vieillissements (figure 40) pour l'étude comparative de l'isolation hybride par les autres types d'isolations. C'est un four à convection, la plage de réglage de température est: 0 à 1300 °C [81].



*Figure 40: Four DKN900 utilisé pour l'étude comparative de l'isolation hybride par rapport aux autres types d'isolations.*



### 3.3.8 Équipement pour dégazage et déshumidification de l'huile

Nous avons utilisé cet équipement (figure 41) pour dégazer de l'huile avant les procédures d'imprégnation du papier et de mise au four pour vieillissements thermiques accélérés. L'huile minérale Nynas est déshumidifiée pendant 24 heures et son humidité passe de 20 ppm à 3 ppm (valeur inférieure à 5ppm : limite recommandée).



*Figure 41: Équipement pour dégazage et déshumidification de l'huile.*

### 3.3.9 Four de séchage et d'imprégnation du papier

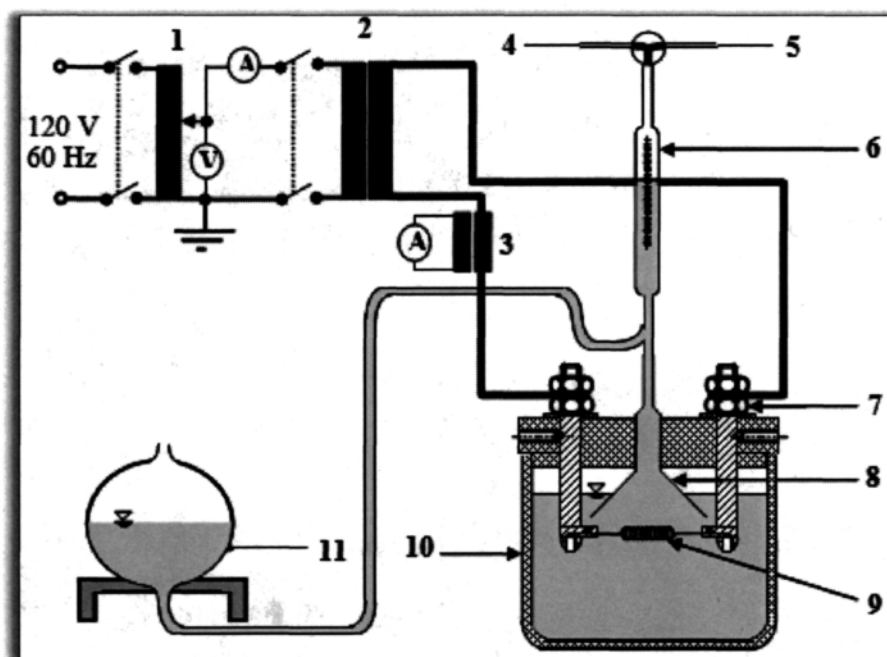
Avant le vieillissement thermique accéléré le papier est séché sous vide et imprégné d'huile. Pour ce faire on utilise un four (figure 42) étanche branché à une pompe à vide. Dans nos expériences le papier cellulose a été séché sous vide pendant 24 heures, pendant que l'aramide a été séché sous vide pendant 48 heures.



*Figure 42: Four de séchage et d'imprégnation du papier.*

### **3.3.10 Équipement Thermo-Contraintes**

Le Thermo-Contraintes a été conçu par nos soins dans notre laboratoire pour simuler des défauts thermiques sur le papier (cellulose ou aramide) baignant dans l'huile. Le schéma d'assemblage utilisé pour la réalisation de l'équipement est donné à la figure 43.



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

**Figure 43:** Le schéma d'assemblage utilisé pour la réalisation de l'équipement «thermo-contraintes».

La procédure de manipulation de l'équipement que nous avons adoptée après plusieurs essais pratiques est donnée comme suit:

- Enrouler l'élément chauffant en constantan (alliage métallique constitué de cuivre et de nickel avec une résistivité quasiment indépendante de la température) avec le papier (la cellulose ou l'aramide) sous test.
- Disposer le papier (72g) dans le bécher de façon concentrique (8cm de largeur).



- Renverser 800 ml d'huile dans le bécher.
- Rapprocher l'entonnoir le plus possible de l'élément chauffant et déposer le système sur le bécher.
- Mettre sous tension et à l'aide de l'autotransformateur faire monter la tension (12 V max) et courant (29 A max) jusqu'à atteindre une puissance de 200 W et lancer le chronomètre.
- Relever la valeur de la température (25 à 300°C max) à chaque minute pendant 35 minutes (ne pas excéder 40 minutes «risque d'inflammation») et vérifier à tout instant que la puissance est égale 200 W +/-1%, sinon ajuster avec l'autotransformateur.
- À la fin du test, laisser le montage pendant 30 min pour permettre le transfert de la puissance thermique, séparer l'élément chauffant et le bécher.
- Attendre environ 90 minutes supplémentaires avant le prochain test.

### **3.3.11 Le détecteur de soufre «EMIA-220V» de HORIBA**

La détermination du soufre dans l'échantillon de cuivre est faite à l'aide de la fournaise EMIA-220V de HORIBA (figure 44). La méthode fonctionne sur la combustion dans un flux d'oxygène et l'absorption infrarouge. L'échantillon est chauffé dans un petit creuset de porcelaine avec des accélérateurs (fer, étain et tungstène) dans une fournaise à induction pour être oxydé et réagir dans le flux d'oxygène. Le fonctionnement interne est indiqué à la figure 45.

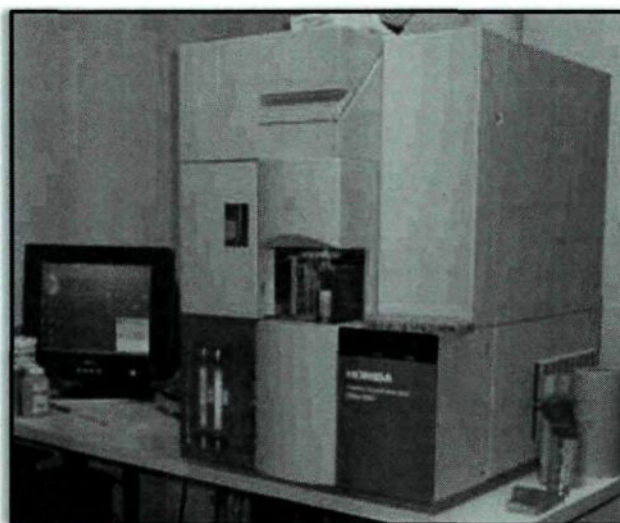


Figure 44: Le détecteur de soufre «EMIA-220V» de HORIBA.

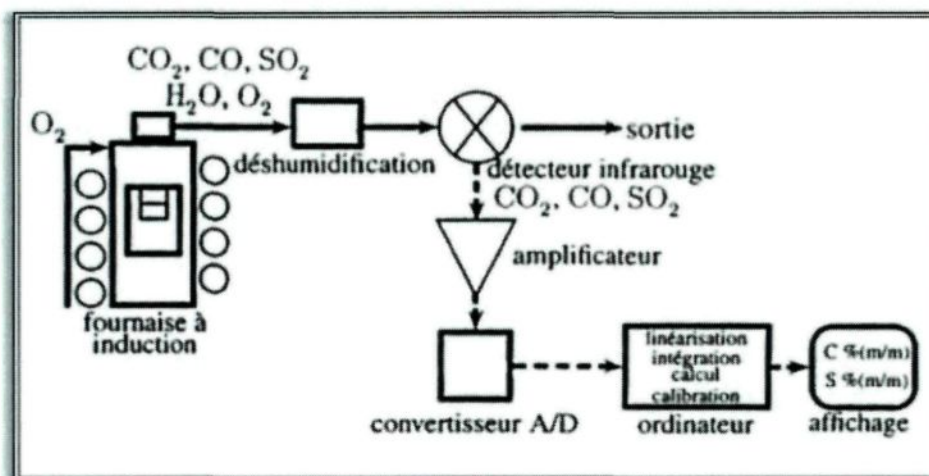


Figure 45: Principe de fonctionnement de la fournaise EMIA-220V de HORIBA.

### 3.3.12 Le GC (Chromatographie en phase gazeuse-Gas chromatography)

La détermination de la concentration des gaz dissous dans l'huile d'un transformateur est basée sur la procédure du standard ASTM D3612 [15]. La section 1.2 dudit standard indique que les gaz qui peuvent être identifiés et déterminés sont: Hydrogène ( $\text{H}_2$ ), Oxygène ( $\text{O}_2$ ), Azote ( $\text{N}_2$ ), Monoxyde de carbone ( $\text{CO}$ ), Dioxyde de carbone

(CO<sub>2</sub>), Méthane (CH<sub>4</sub>), Éthane (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), Éthylène (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), Acétylène (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), Propane (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>) et Propylène (C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>).

L'équipement utilisé pour nos analyses des gaz dissous dans l'huile est le GC TOGAS-2014 de SHIMADZU (figure46). Le principe de la mesure consiste à :

- S'assurer que le GC est correctement calibré (erreur<+/-5%) en faisant des mesures de «low gas».
- Injecter 10 ml de l'échantillon de l'huile sous test
- La mesure dure 24 minutes, à la fin de la mesure, récupérer le rapport de la mesure et noter les concentrations des différents gaz.



**Figure 46:** L'équipement GC TOGAS-2014 de SHIMADZU pour l'analyse des gaz dissous (DGA).

### **3.4 Conclusion**

Dans ce chapitre, les méthodes et les équipements (matériels) utilisés pour les deux principales études menées dans ce travail de recherche ont été présentés. En ce qui concerne les méthodes, nous avons présenté les procédures pour les différents vieillissements thermiques, les différentes mesures (analyses) et leurs interprétations. En ce qui concerne le matériel, nous avons utilisé des équipements de plusieurs fabricants, de plus pour la réalisation de tests de contrainte thermique (points chauds) nous avons conçu un équipement dénommé «Thermo-Contraintes».

## **CHAPITRE 4**

### **ÉTUDE COMPARATIVE DE L'ISOLATION HYBRIDE PAR RAPPORT AUX AUTRES TYPES D'ISOLATIONS**

Rapport-Gratuit.com

## 4.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à l'étude comparative de l'isolation hybride par rapport aux isolations conventionnelle, haute température et sans papier. Il s'agit d'une part de comparer les isolations liquides et d'autre part de comparer les isolations solides. Les procédures des vieillissements thermiques sont données à la section 3.2.1.1. Dans ce chapitre nous présentons et interprétons les résultats de deux études menées en laboratoire à savoir: l'étude comparative des isolations liquides et l'étude comparative des isolations solides.

Avant tout propos, donnons quelques précisions sur les deux études ci-dessus indiquées. L'étude réalisée avant l'application de la contrainte thermique sur le papier a été conduite pour les quatre types d'isolations (sans papier, conventionnelle, aramide et hybride), avec comme durées de vieillissements: 0; 250; 500; 750 et 1000 heures. Pour la simulation de la contrainte thermique sur le papier, nous avons conçu un équipement au sein de la chaire ISOLIME, que nous avons dénommé «Thermo-contraintes». Nous prévoyions appliquer la contrainte thermique sur tous les échantillons des quatre types d'isolation pour les durées de vieillissements: 0; 500; et 1000 heures. Mais lors des essais, une inflammation de l'huile de l'échantillon «huile neuve + papier aramide» nous a obligés à réduire le temps d'application de la contrainte de 60 minutes à 35 minutes, à réduire la puissance de 220 W à 200 W et à passer de trois à cinq contraintes thermiques. Pour éviter tout risque d'inflammation nous n'avons pas appliqué de contraintes sur les échantillons suivants :

- Huile sans papier, pour les durées : 0; 500; et 1000 heures
- Huile avec papier aramide, pour les durées : 500 et 1000 heures

En effet le papier aramide étant un partenaire solide inactif vis-à-vis de l'huile [74], l'huile sans papier et celle avec papier aramide seraient excessivement surchauffées avec des risques élevés d'inflammation. Une amélioration future de l'équipement «Thermo-contraintes», permettrait de réaliser des contraintes thermiques sans risques.

## 4.2 Étude comparative des isolations liquides

Cette section est consacrée à l'étude de la qualité de l'huile. Nous présentons les résultats et les interprétations des quatre techniques de diagnostic suivantes: tension interfaciale (IFT), produits de décomposition dissous (DDP), turbidité et humidité.

### 4.2.1 Évolution des produits de dégradation en fonction de la durée de vieillissement

Sur toute la durée de vieillissement (0-1000 heures), et pour chaque type d'isolation, nous présentons sur les figures 47 à 50, les résultats des analyses pour de diagnostic. Ces résultats que ces quatre techniques détectent très bien le vieillissement de l'huile quel que soit le type d'isolation.

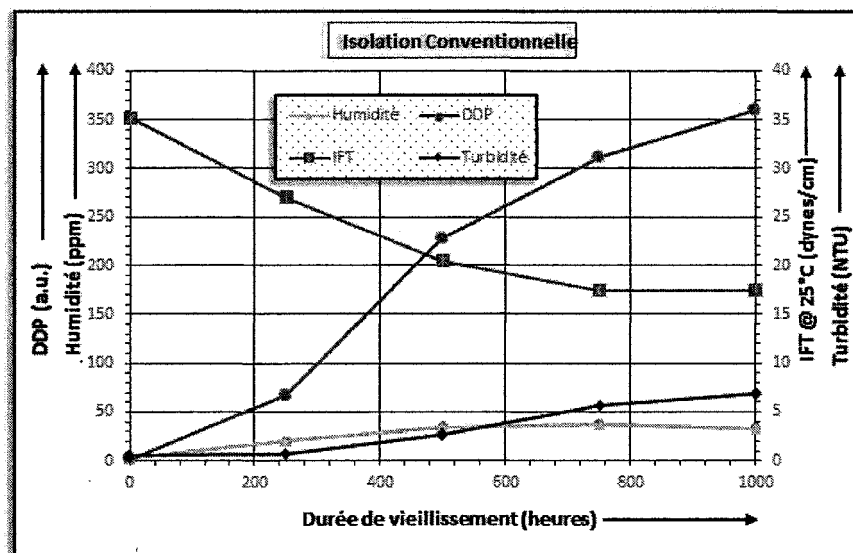


Figure 47: Évolution des produits de dégradation (Isolation Conventiennelle-cellulose).

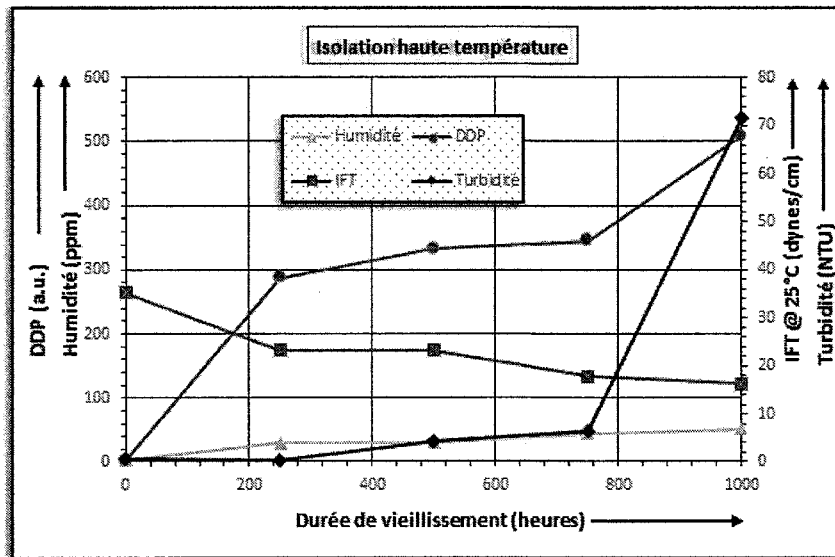


Figure 48: Évolution des produits de dégradation (Isolation haute température-aramide).

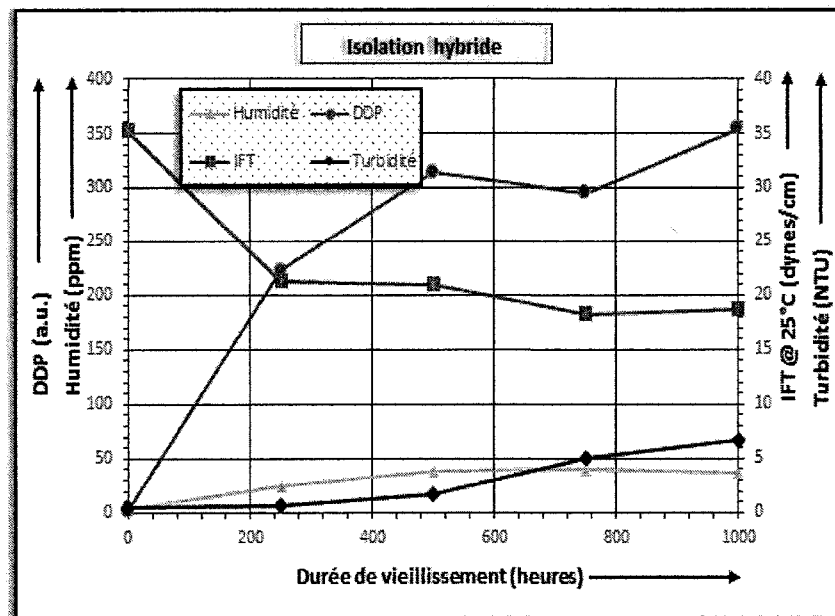


Figure 49: Évolution des produits de dégradation (Isolation hybride).



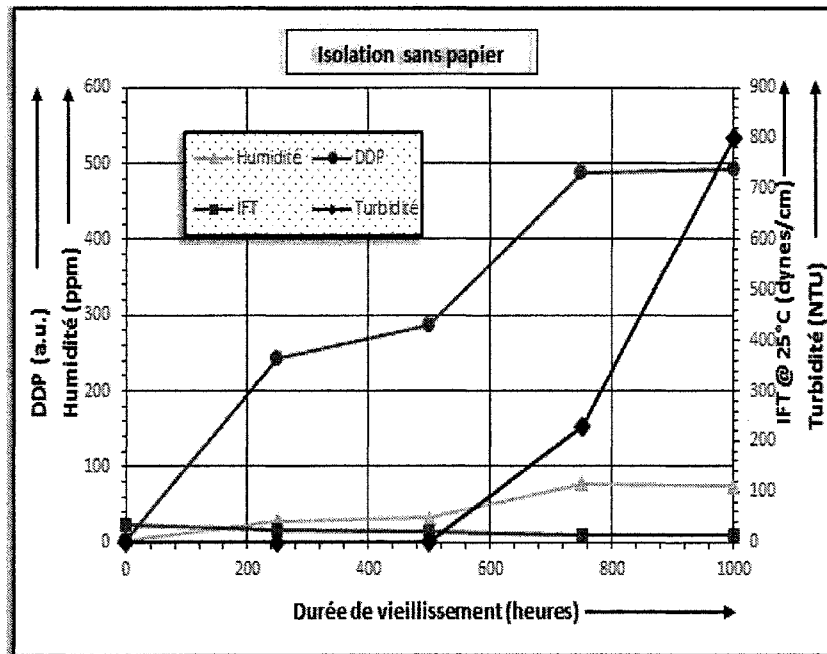


Figure 50: Évolution des produits de dégradation (Isolation hybride).

#### 4.2.2 Comparaison des isolations par technique de diagnostic physicochimique

Pour une technique de diagnostic donnée, nous comparons les isolations conventionnelle, hybride, haute température et sans papier.

##### 4.2.2.1 Produits d'oxydation dissous (DDP)

La figure 51 présente les résultats du DDP avant le défaut thermique tandis la figure 52 présente ceux obtenus après application du défaut thermique.

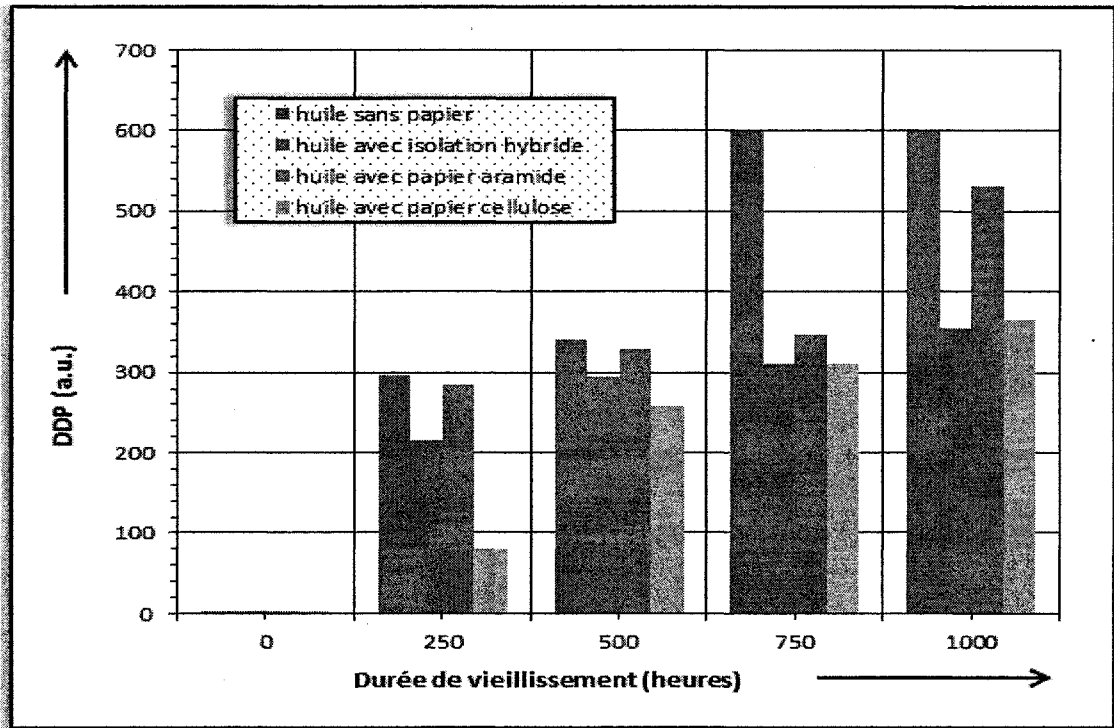


Figure 51: Produits d'oxydation dissous (DDP) avant le défaut thermique.

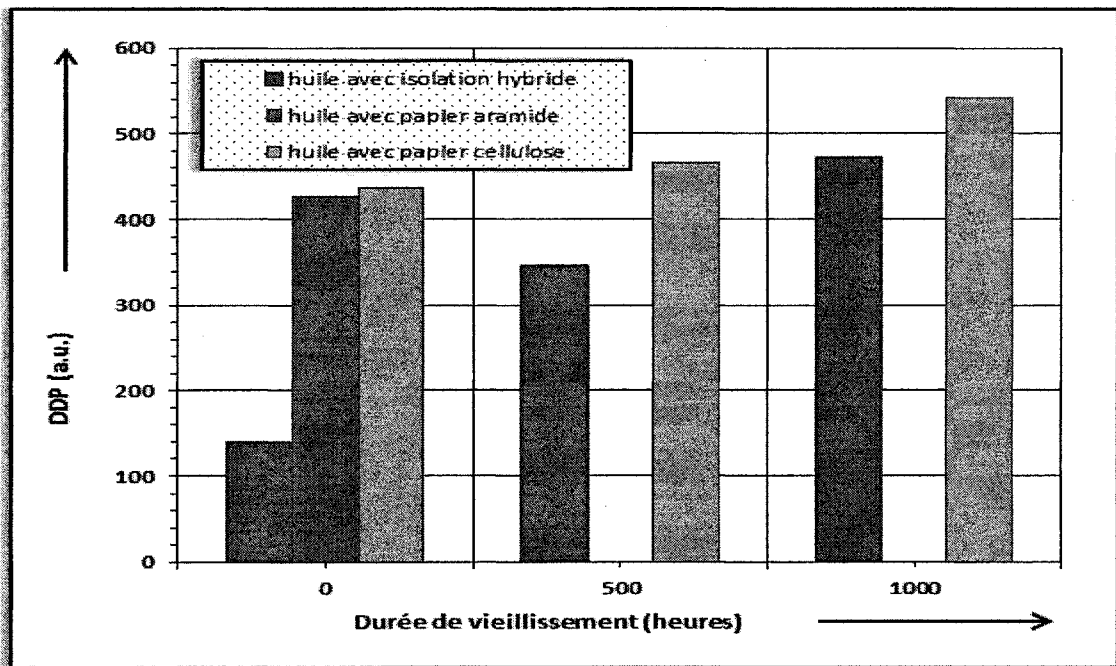


Figure 52: Produits d'oxydation dissous (DDP) après le défaut thermique.

- **Interprétation avant le défaut thermique :**

Les résultats de la figure 51 nous permettent de diagnostiquer aussi bien l'état de l'huile que celui du papier pour chaque type d'isolation. En effet, une grande quantité de DDP dans l'huile indique une mauvaise qualité de cette huile mais le type de papier associé absorbant moins de produits dissous est moins dégradé. Jusqu'à 750 heures, on a plus de produits dissous dans l'huile vieillie avec l'aramide, vient ensuite l'hybride et enfin la cellulose. Le papier cellulose se comporte comme un filtre pour l'huile, car il absorbe les produits dissous et l'aramide n'en absorbe pas. Ce résultat est confirmé par les travaux de la société SD Myers [82]. L'aramide ne subit donc pas la dégradation provoquée par les produits d'oxydation dissous sur la cellulose [11]. La durée de vie d'un transformateur étant liée à celle du papier (isolation solide), l'utilisation de l'aramide est donc très avantageux. À partir de 750 heures, le DDP de l'huile vieillie avec la cellulose devient supérieure à celui de l'huile vieillie avec l'isolation solide hybride. Cela s'explique par le fait qu'à certain seuil de vieillissement, la cellulose se dégradant sous l'effet de l'oxydation, contribue à augmenter les produits d'oxydation dissous. Ce résultat corrobore les travaux de I. Fofana et al [47].

- **Interprétation après le défaut thermique :**

L'application de la contrainte thermique se fait sur le papier cellulose pour l'isolation conventionnelle et sur le papier aramide pour les isolations hybride et aramide. Les résultats de la figure 52 indiquent que le DDP de l'isolation conventionnelle est supérieur à celui de l'isolation hybride. C'est donc la continuité du phénomène amorcé à partir de 750 heures avant le défaut thermique. Nous déduisons que l'isolation hybride (huile et papier)

est meilleure. De plus, à 0 heure le DDP de l'isolation conventionnelle est supérieur à celui de l'isolation aramide, cela laisse entrevoir que ce résultat pourrait être vérifié aux durées de vieillissements : 500 heures et 1000 heures.

#### 4.2.2.2 Tension interfaciale (IFT)

La figure 53 présente les résultats de l'IFT avant le défaut thermique et la figure 54, ceux après le défaut thermique.

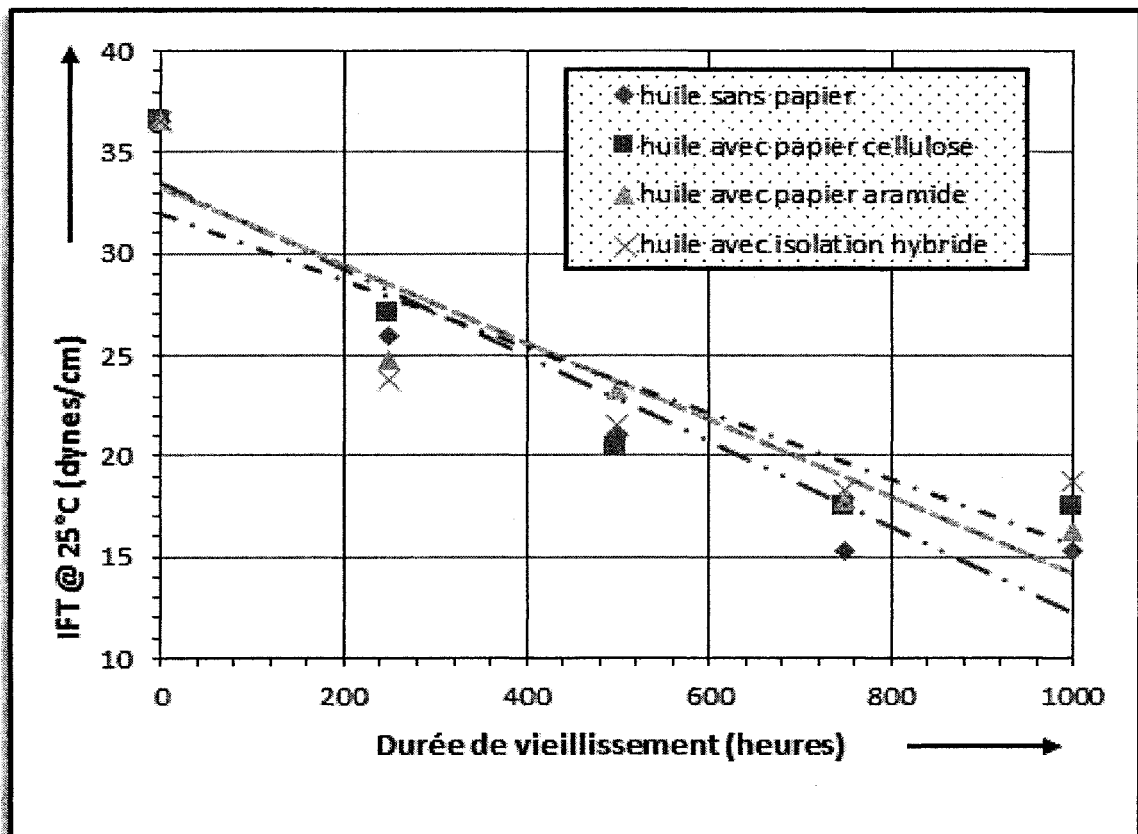


Figure 53: La tension interfaciale avant le défaut thermique.

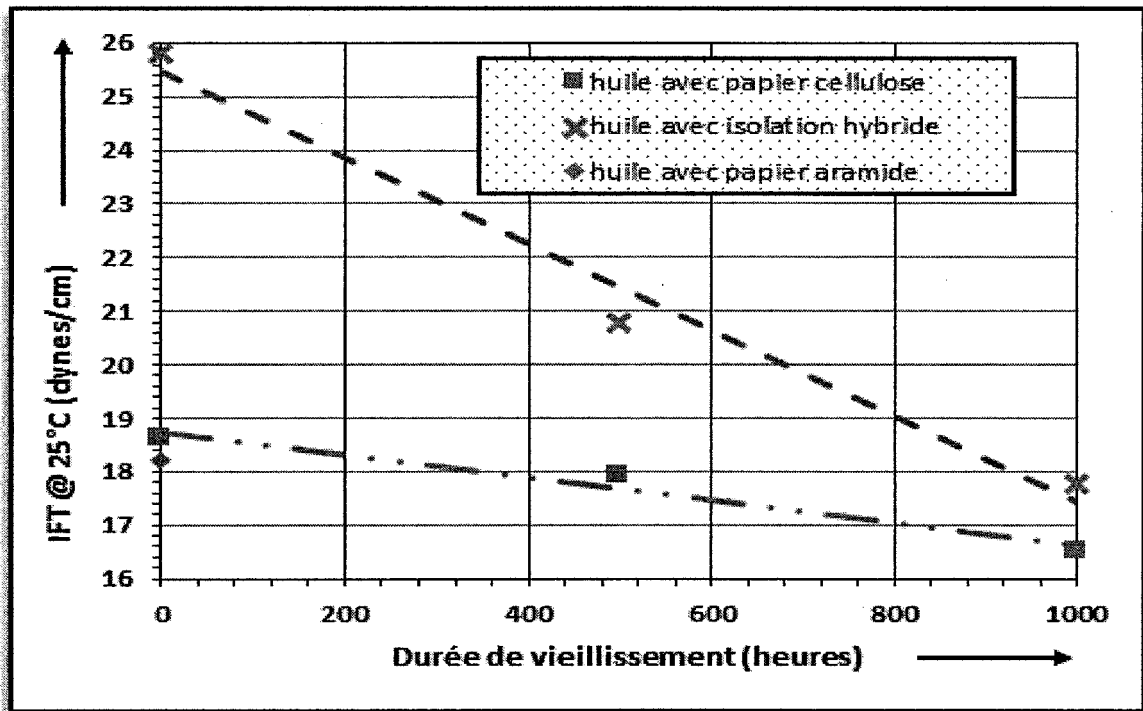


Figure 54: La tension interfaciale après le défaut thermique.

Les résultats de la tension interfaciale (IFT) après le défaut thermique indiquent que l'huile de l'isolation hybride est moins affectée comparativement à celle de l'isolation conventionnelle. Ce résultat est visible avant la contrainte thermique au-delà de 500 heures. On voit bien que la dégradation de la cellulose de l'isolation conventionnelle, contribue à augmenter les contaminants polaires et donc à la diminution de la valeur de l'IFT. L'huile avec l'aramide à 0 heure après la contrainte thermique indique une valeur d'IFT proche de celle de l'isolation conventionnelle. Cela laisse entrevoir que l'huile avec l'aramide pourrait contenir moins de contaminants polaires que celle de l'isolation conventionnelle aux durées de vieillissements : 500 heures et 1000 heures.

### 4.2.2.3 Turbidité

La figure 55 présente les résultats de de la turbidité avant le défaut thermique et la figure 56, ceux après le défaut thermique.

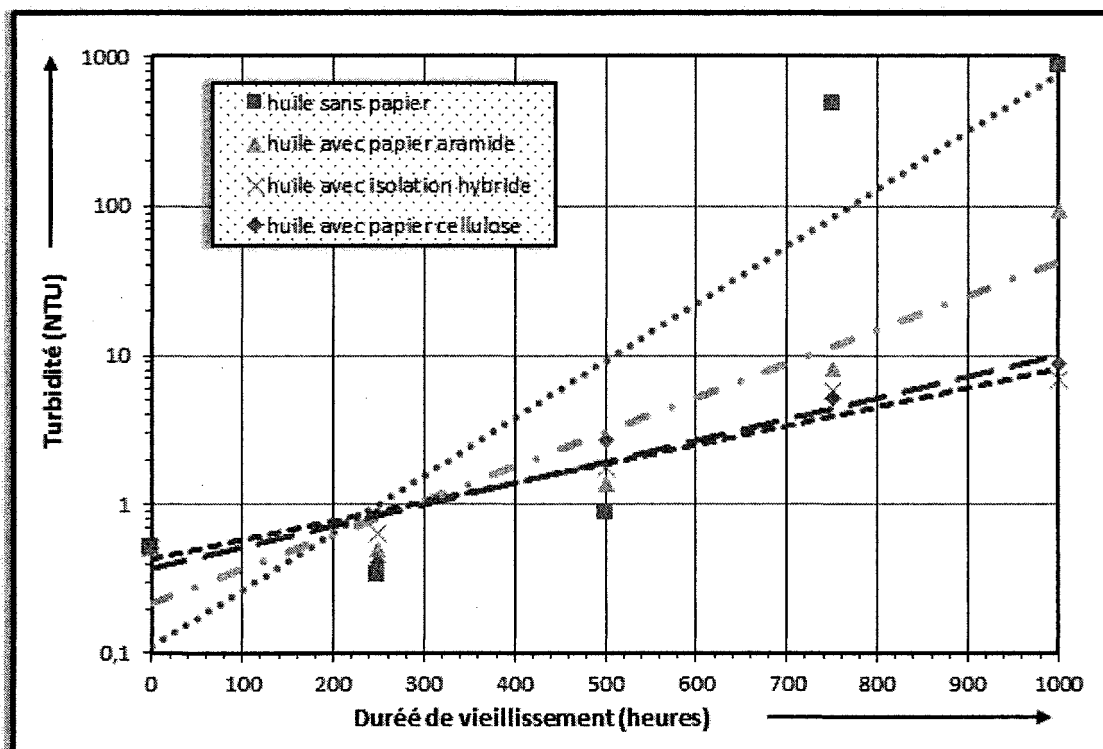


Figure 55: Turbidité avant le défaut thermique.

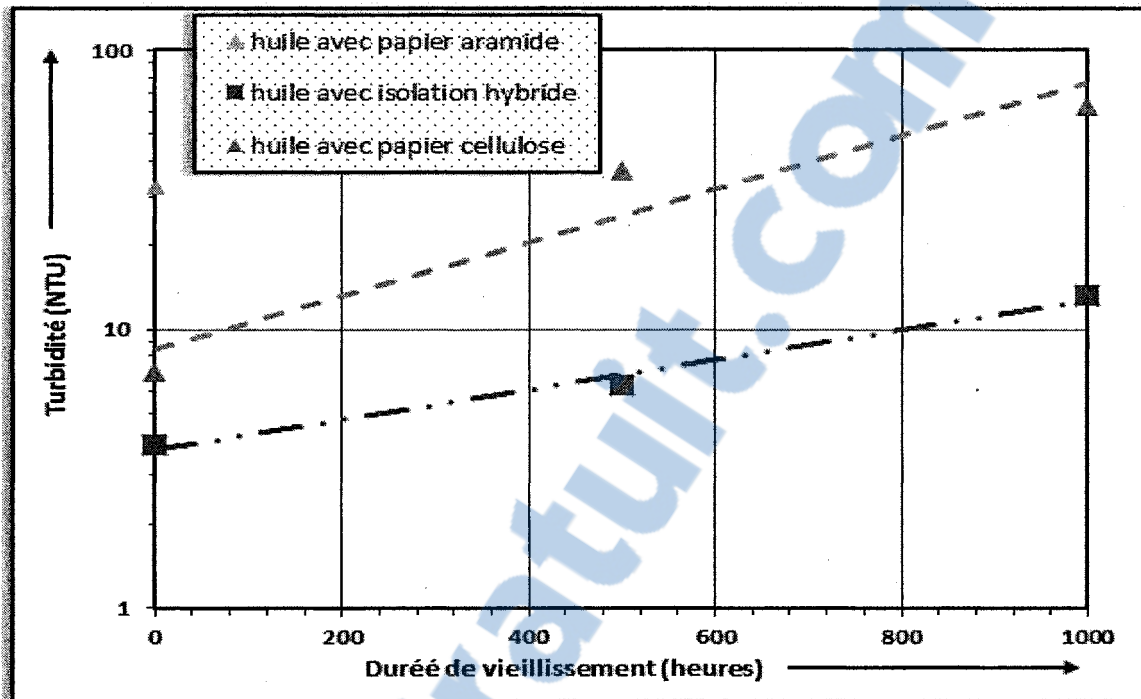


Figure 56: Turbidité après le défaut thermique.

L'application du défaut thermique accentue l'augmentation des produits d'oxydation non solubles dans l'huile de l'isolation conventionnelle par rapport à l'hybride. En effet avant la contrainte thermique et à partir de 500 heures, la turbidité de de l'huile l'isolation conventionnelle est supérieure à celle de l'huile de l'isolation hybride. Ce résultat confirme le fait que la dégradation de la cellulose contribue à l'augmentation des produits colloïdaux [47]. La valeur de la turbidité de l'huile avec le papier aramide à 0 heure, après la contrainte thermique est supérieure à celles des isolations conventionnelle et hybride, cela corrobore le résultat avant la contrainte thermique. Mais les mesures aux durées de vieillissements : 500 heures et 1000 heures permettraient de confirmer.

#### 4.2.2.4 Humidité

La figure 57 présente les résultats de l'humidité dans l'huile avant le défaut thermique et la figure 58, ceux après le défaut thermique.

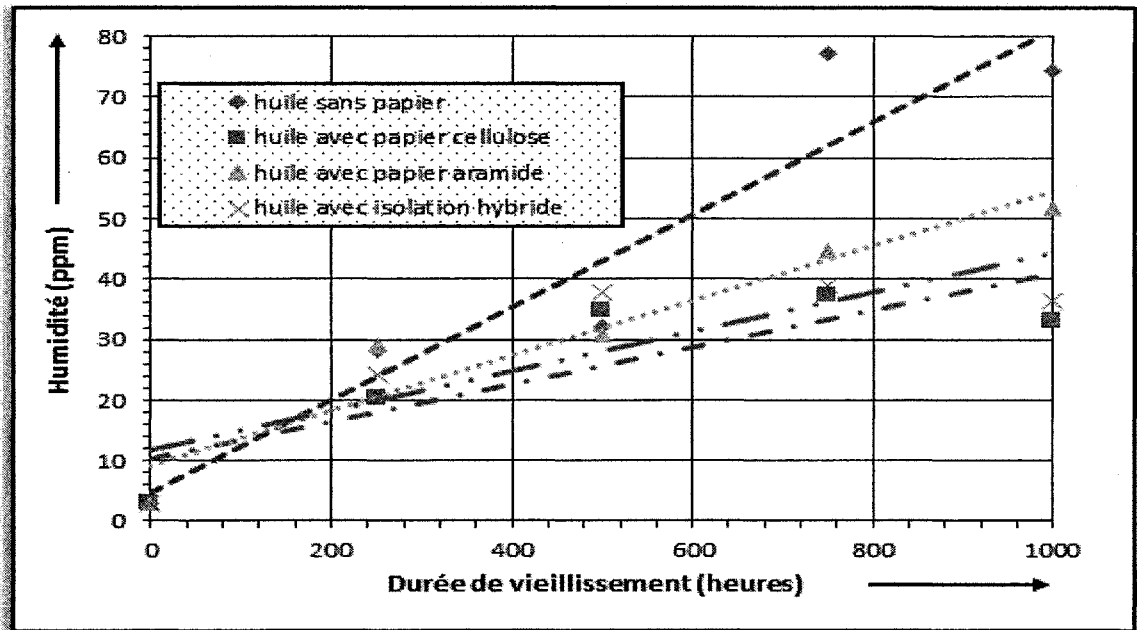


Figure 57: Teneur en eau avant le défaut thermique.

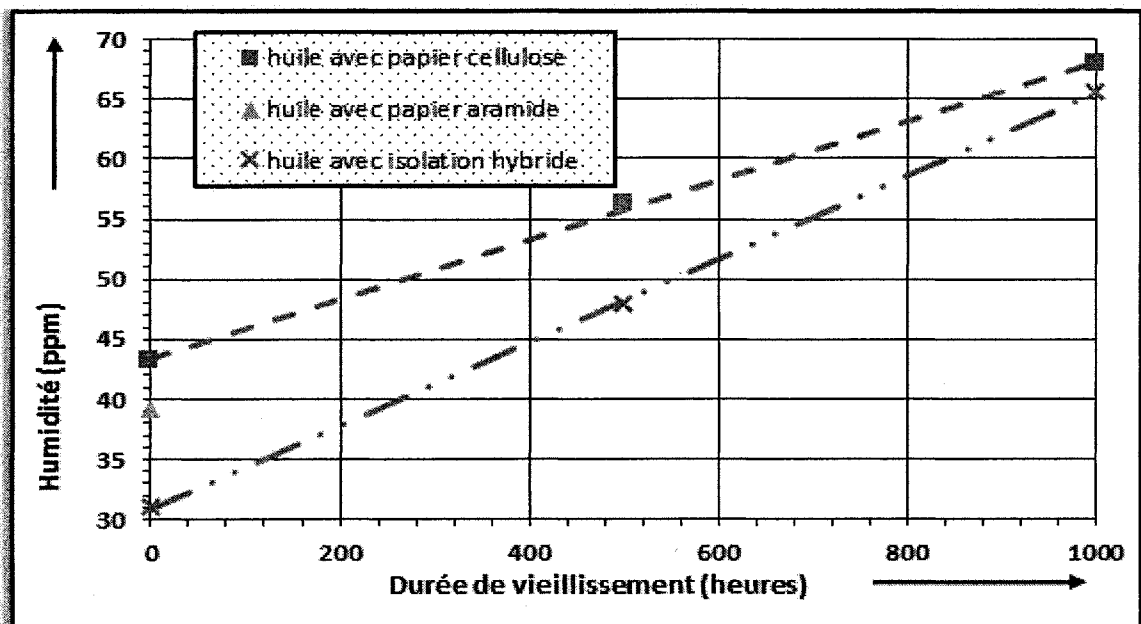


Figure 58: Teneur en eau après le défaut thermique.



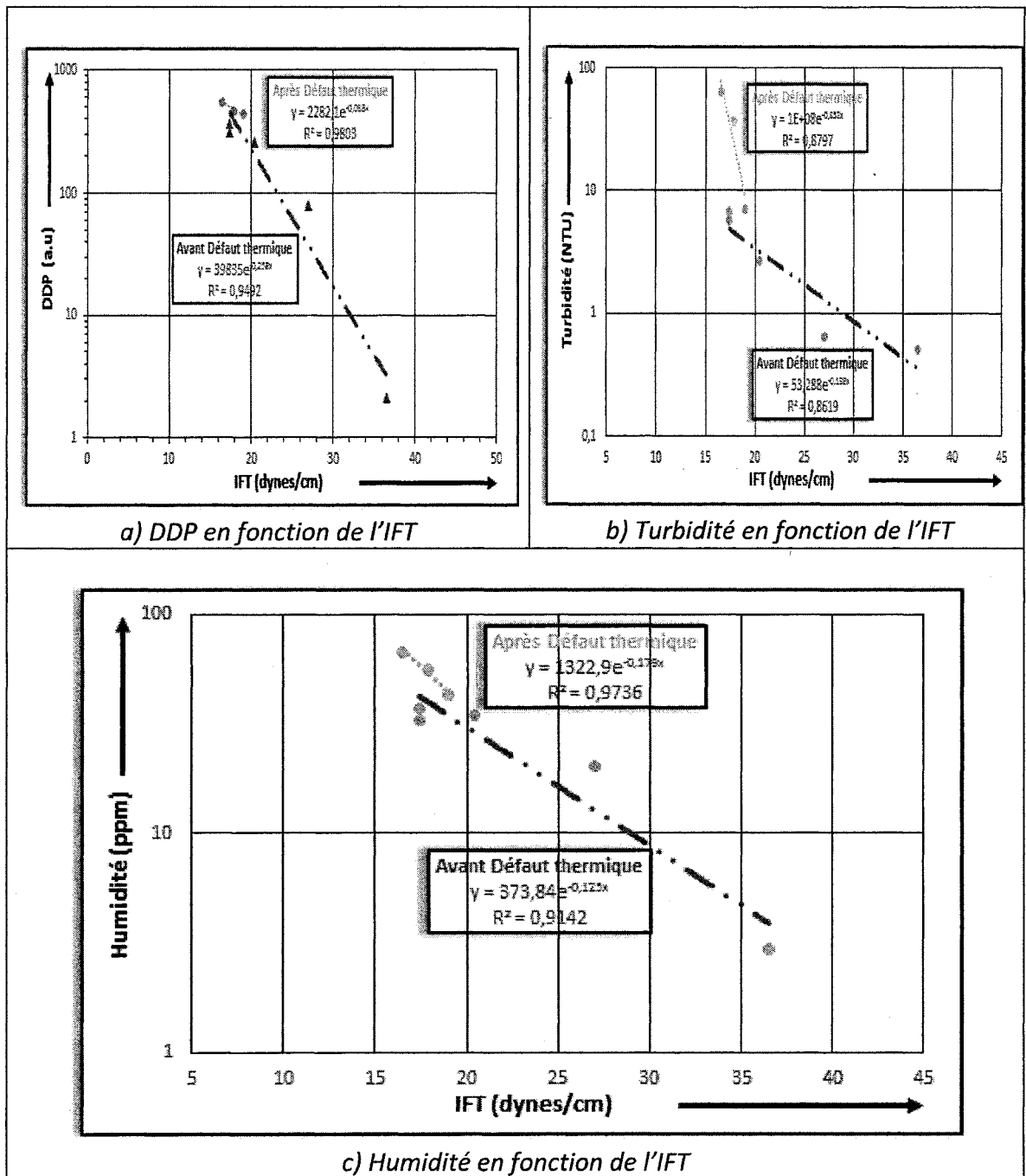
L'humidité dans l'huile provient aussi bien de l'huile elle-même, que du papier [11]. La figure 57 met en évidence des humidités légèrement supérieures dans l'isolation l'hybride par rapport à la conventionnelle. En effet avant la contrainte thermique, le papier cellulose de l'isolation l'hybride se dégrade un peu plus par pyrolyse avec formation d'eau et de monoxyde de carbone que par oxydation. Le papier cellulose de l'isolation conventionnelle se dégrade un peu plus par oxydation, avec formation d'aldéhydes et d'acides que par pyrolyse. Ce phénomène est dû au fait que lors de nos vieillissements thermiques en laboratoire à 115 °C, nous avons utilisé une masse de papier cellulose de 126 g dans l'isolation hybride contre 180 g dans l'isolation conventionnelle pour 2000 ml d'huile. Ce phénomène est illustré par R. Fournié [21].

Après la contrainte thermique l'humidité est plus élevée dans l'isolation conventionnelle par rapport à l'hybride. Le papier cellulose de la conventionnelle s'est fortement dégradé aussi bien par pyrolyse que par oxydation, contribuant ainsi à augmenter la teneur en eau de l'huile. La valeur de l'humidité de l'huile avec le papier aramide à 0 heure, après la contrainte thermique est inférieure à celle de l'isolation conventionnelle, cela ne corrobore pas le résultat avant la contrainte thermique. Mais les mesures aux durées de vieillissements : 500 heures et 1000 heures permettraient de tirer une conclusion.

#### **4.2.3 Établissement de corrélations entre les différentes techniques de diagnostic physicochimiques**

Le but est d'établir une possible corrélation entre les quatre techniques de diagnostic (DDP, IFT, Turbidité et Humidité) pour chaque type d'isolation à l'étude en prenant l'IFT

comme technique de référence dans le but de déboucher sur une classification de la qualité des huiles. L'IFT est pris comme référence car une étude menée par I.A.R. GRAY Transformer Chemistry Services a permis de à l'aide de cette technique [40]. La condition de corrélation est que le coefficient de régression ou de détermination ( $R^2$ ) qui est le carré du coefficient de corrélation ( $R$ ) soit proche de un (1). Le tableau 13 présente les coefficients de régression pour les quatre types d'isolation et les graphes de corrélation pour les isolations conventionnelle et hybride sont présentés sur les figures 59 et 60 pour illustration. Selon les coefficients de régression proches de l'unité, présentés dans le tableau 13, on conclut qu'il y a une très bonne corrélation entre l'IFT et les techniques physicochimiques de diagnostic, à l'exception de la turbidité dans les isolations haute température et sans papier. Une classification de la qualité des huiles des quatre types d'isolations est donc faisable à l'aide des trois techniques (DDP, Turbidité et Humidité).



**Figure 59:** Corrélation entre les techniques de diagnostic avant et après la contrainte thermique-Isolation conventionnelle.

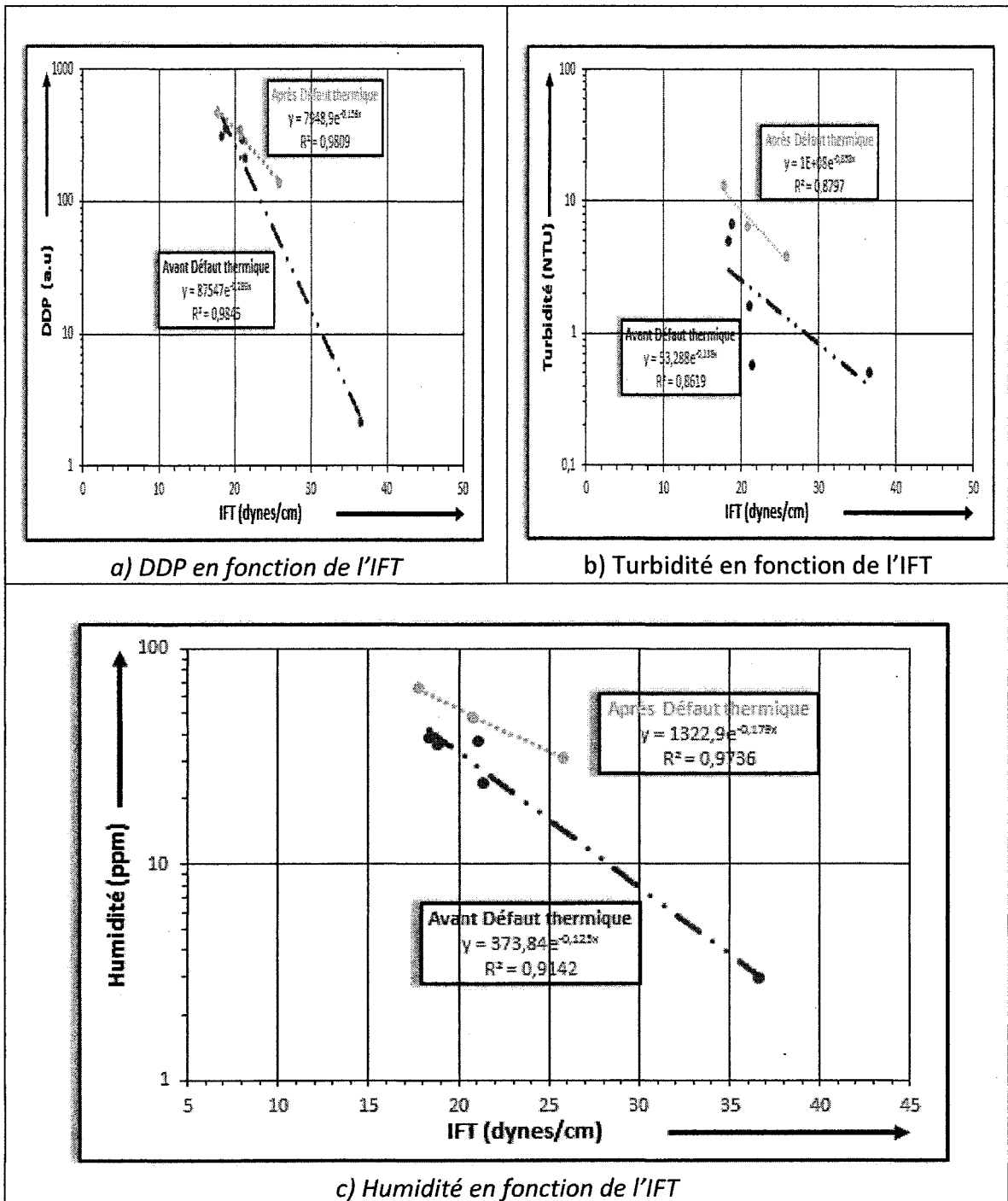


Figure 60: Corrélation entre les techniques de diagnostic avant et après la contrainte thermique-Isolation hybride.

**Tableau 13: Coefficients de régression entre techniques de diagnostic.**

Coefficients de régression par rapport à l'IFT						
	DDP		Turbidité		Humidité	
	Contrainte thermique					
Types d'isolation	Avant	Après	Avant	Après	Avant	Après
Conventionnelle	0,9492	0,9803	0,8619	0,8797	0,9142	0,9736
Hybride	0,9845	0,9809	0,8619	0,8797	0,9142	0,9736
Haute température	0,8594	-	0,6177	-	0,9365	-
Sans papier	0,8543	-	0,6241	-	0,9461	-

#### 4.2.4 Conclusion partielle

Eu égard aux résultats obtenus, nous tirons les conclusions suivantes :

- Qualité de l'huile :

Les quatre techniques physico-chimiques de diagnostic utilisées, indiquent une meilleure qualité de l'huile de l'isolation hybride à un certain stade de vieillissement et surtout après l'apparition d'une contrainte thermique sur l'isolation solide.

- Qualité du papier:

Les quatre techniques de diagnostic traditionnellement attribuées au diagnostic de l'état de l'huile, indiquent une légère dégradation du papier cellulose de l'isolation hybride par pyrolyse, au-dessus de celui de l'isolation conventionnelle. Après une contrainte thermique sur l'isolation solide, c'est plutôt le papier cellulose de la conventionnelle qui est fortement dégradé par hydrolyse, oxydation et par pyrolyse. Cette dégradation contribue à augmenter l'humidité et les produits dissous et non dissous et à faire baisser la tension interfaciale. Ce résultat indique une possibilité d'établir une corrélation entre  $DP_v$  et oxydes de carbone avec ces quatre techniques de diagnostic.

- Corrélation entre techniques de diagnostic

Très bonne corrélation entre l'IFT et les techniques physicochimiques de diagnostic (DDP, Turbidité et Humidité), à l'exception de la turbidité dans les isolations haute température et sans papier. Une classification de la qualité des huiles de ces différentes isolations est donc faisable.

#### **4.2.5 Atteinte des objectifs et originalité**

Le deuxième objectif spécifique a été atteint. En effet l'étude comparative sur le diagnostic de la qualité des huiles des quatre types d'isolations, indique une meilleure qualité de l'huile de l'isolation hybride.

En ce qui concerne le deuxième point de l'originalité nous avons établi une très bonne corrélation entre les différentes techniques de diagnostic physico-chimiques pour les transformateurs de puissance à isolation hybride.

### **4.3 Étude comparative des isolations solides**

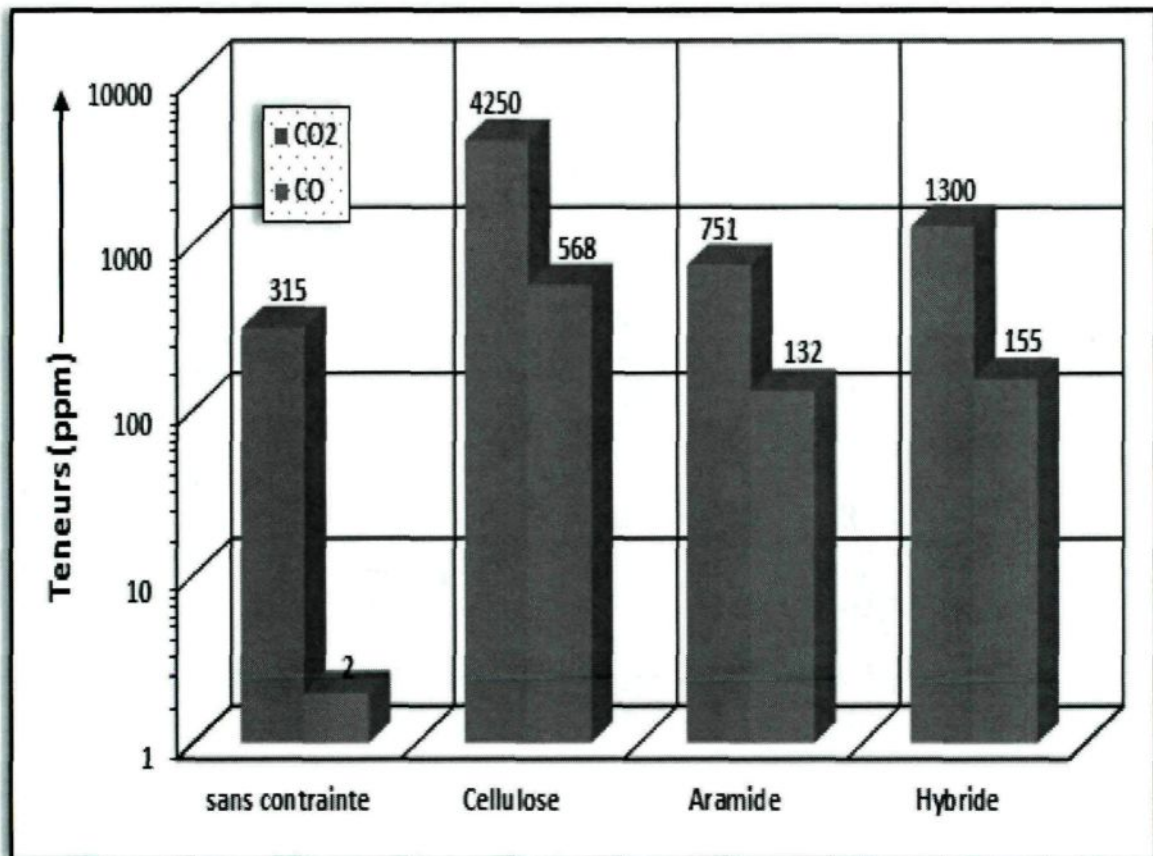
Dans cette section les résultats de l'Analyse des gaz dissous (DGA) et du degré de polymérisation ( $DP_v$ ) sont présentés et interprétés. Des corrélations entre  $DP_v$  et quantités d'oxydes de carbone ont été établies.

#### **4.3.1 Analyse des gaz dissous (DGA)**

##### **4.3.1.1 Résultats et interprétations par durée de vieillissement**

###### **➤ Huile minérale neuve et papiers neufs**

Les teneurs en monoxyde et dioxyde de carbone obtenues après l'application d'une contrainte thermique sur le papier aramide ou le papier cellulose sont représentées à la figure 61.



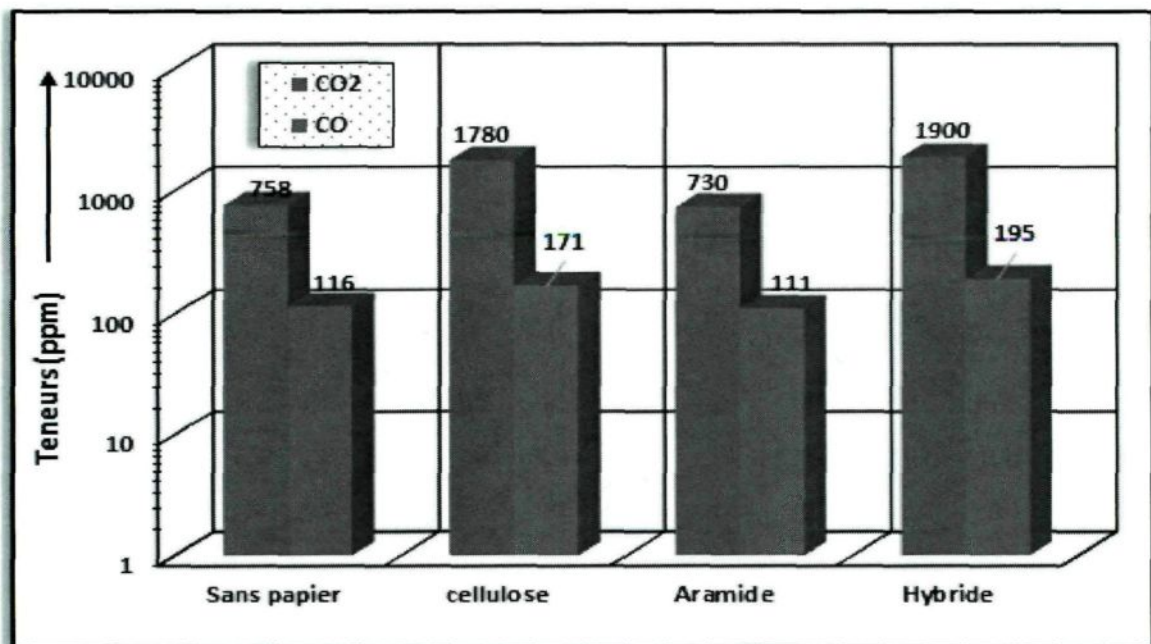
**Figure 61:** Quantités d'oxydes de carbone pour l'huile neuve.

Les quantités élevées de CO et de CO<sub>2</sub> au-dessus des limites fixées par l'IEEE [40], dans le cas de l'isolation conventionnelle, indiquent une surchauffe du papier cellulose. L'aramide est moins sensible à la haute température et les faibles quantités de CO et de CO<sub>2</sub> mesurées sont liées à l'échauffement de l'huile. De plus l'hybride est similaire à l'aramide.

➤ Huile minérale et papiers vieillis pendant 500 heures et pendant 1000 heures

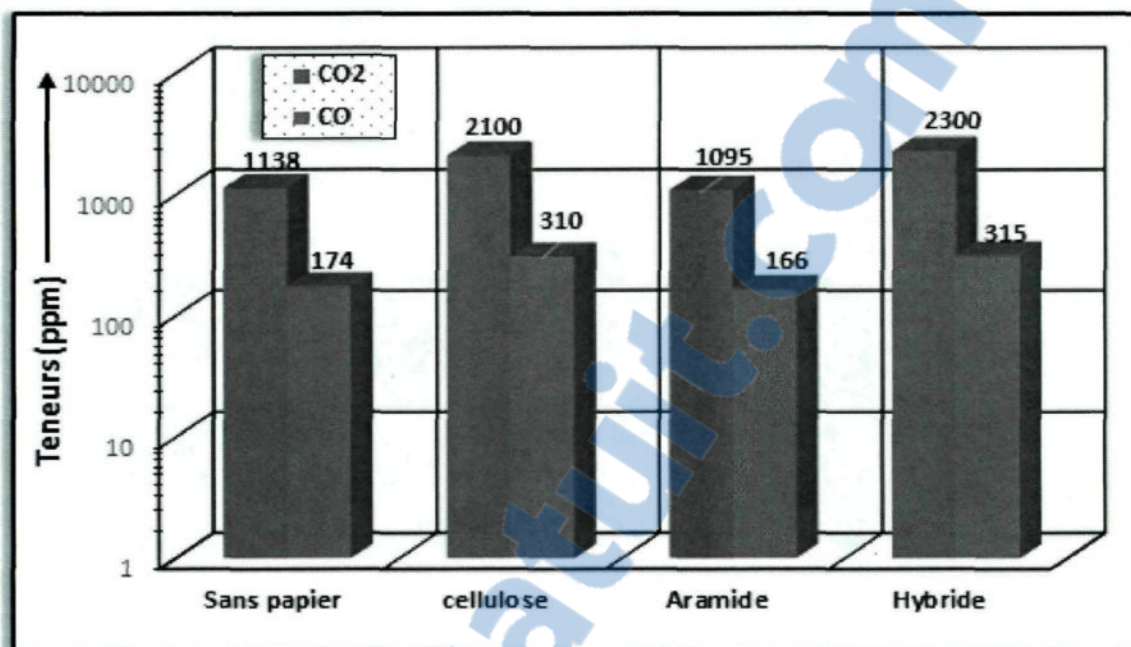
Les figures 62 et 63, présentent respectivement les quantités d'oxydes de carbone pour 500 heures et 1000 heures avant la contrainte thermique. Les figures 64 et 65, quant à elles présentent les quantités d'oxydes de carbone après la contrainte thermique.

• Avant la contrainte thermique



*Figure 62: Quantités d'oxydes de carbone pour 500 heures de vieillissement avant la contrainte thermique.*





**Figure 63:** Quantités d'oxydes de carbone pour 1000 heures de vieillissement avant la contrainte thermique.

Comme l'indiquent les figures 62 et 63, les teneurs en CO et CO<sub>2</sub> dans les isolations sans papier et aramide sont similaires, en effet le papier aramide se comporte comme un partenaire inactif vis-à-vis de l'huile.

Les quantités de CO et CO<sub>2</sub> de l'isolation hybride sont légèrement au-dessus de celles de l'isolation conventionnelle, cela signifie que le papier cellulose dans cette isolation est légèrement plus dégradé que celui de l'isolation conventionnelle. Ce résultat s'explique par le fait que lors des vieillissements thermiques à 115°C, une quantité plus faible de papier cellulose a été utilisée dans l'isolation hybride (126 g contre 180 g dans le cas de l'isolation conventionnelle). Ce résultat est confirmé par les tests de diagnostic de la qualité de l'huile.

- Après la contrainte thermique

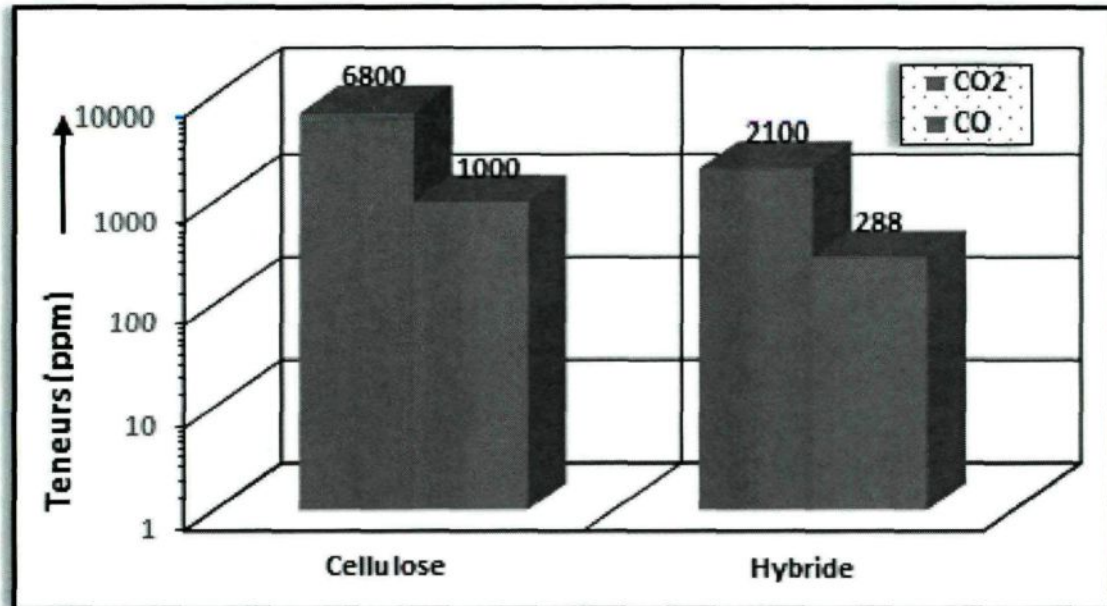


Figure 64: Quantités d'oxydes de carbone pour 500 heures de vieillissement après la contrainte thermique.

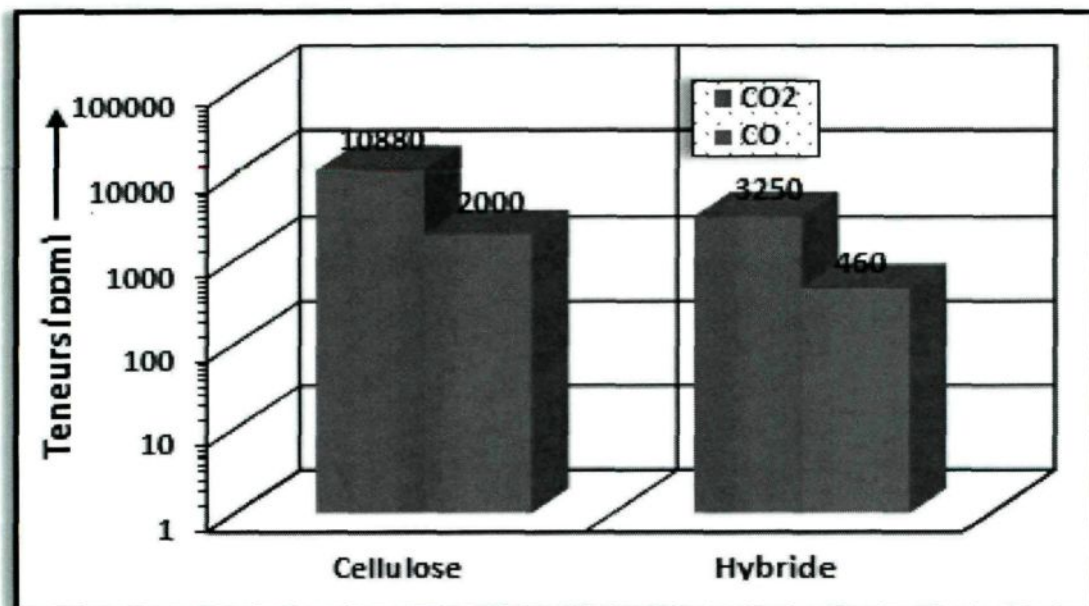


Figure 65: Quantités d'oxydes de carbone pour 1000 heures de vieillissement après la contrainte thermique.

Les résultats obtenus (figures 64 et 65) après application de la contrainte thermique, indiquent de très faibles quantités de CO et CO<sub>2</sub> dans l'isolation hybride comparativement à l'isolation conventionnelle. On peut donc conclure que l'isolation solide hybride est meilleure, surtout en cas d'apparition de surchauffes intenses sur le papier dans le transformateur.

#### **4.3.1.2 Résultats et interprétations par types d'isolation**

Les figures 66 et 67 indiquent que pour chaque type d'isolation les quantités d'oxyde de carbone augmentent avec le vieillissement. De plus ces quantités sont faibles dans l'isolation hybride après application de la contrainte thermique. Cela est indicateur de la très faible dégradation du papier cellulose de cette isolation.



- Avant la contrainte thermique

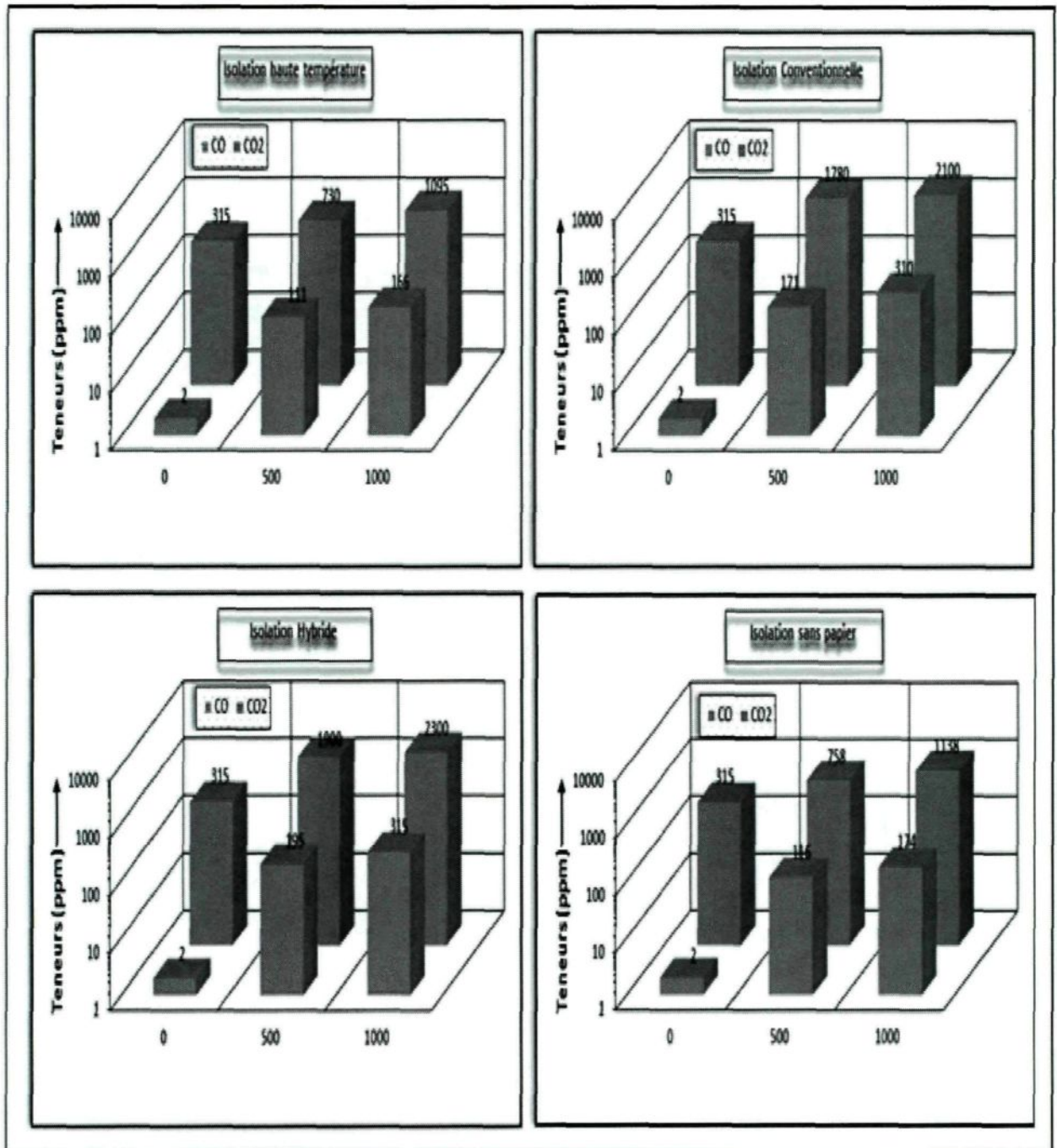
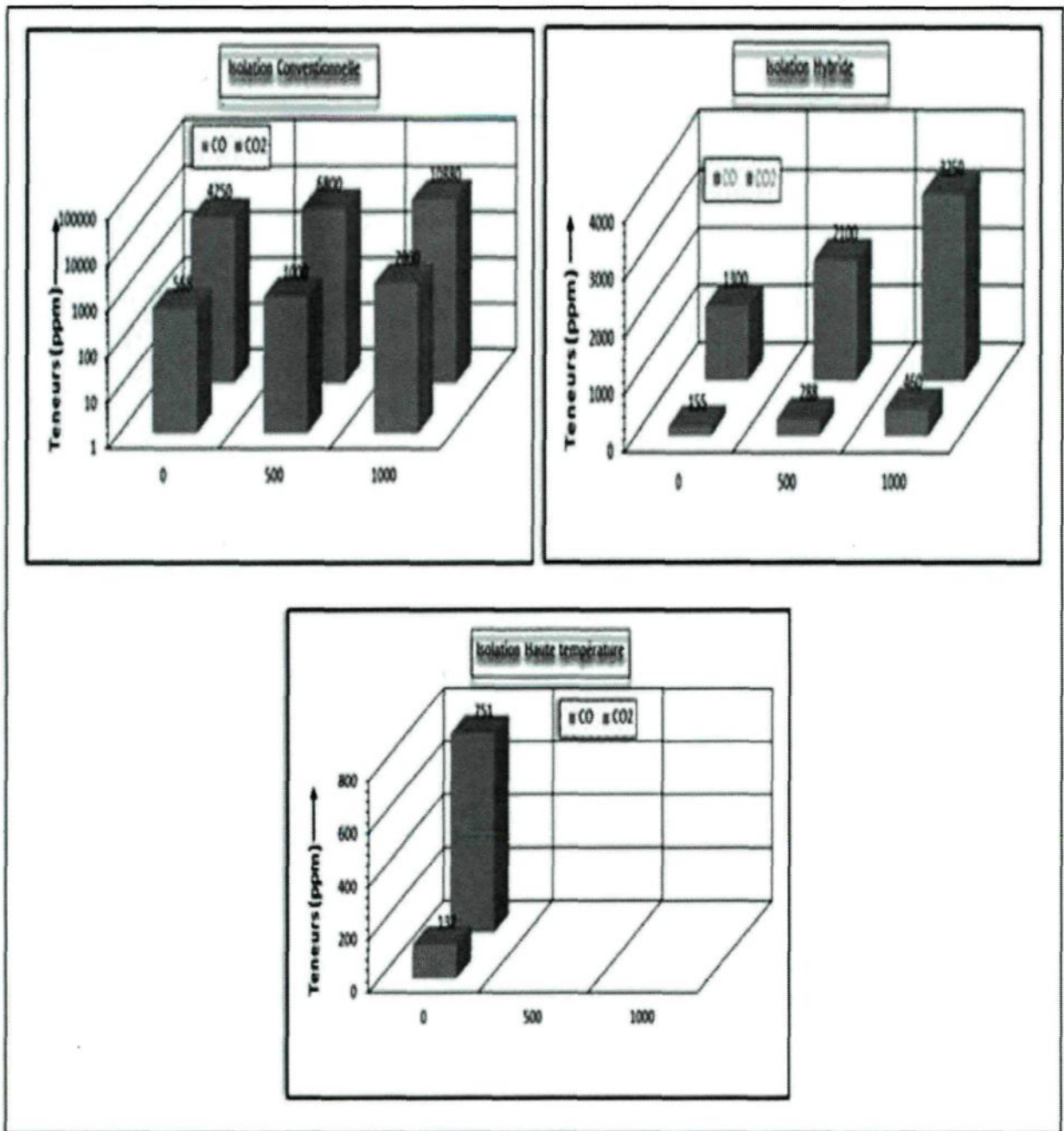


Figure 66: Évolution des oxydes de carbone en fonction des durées de vieillissements pour chaque type d'isolation avant la contrainte thermique.

- Après la contrainte thermique



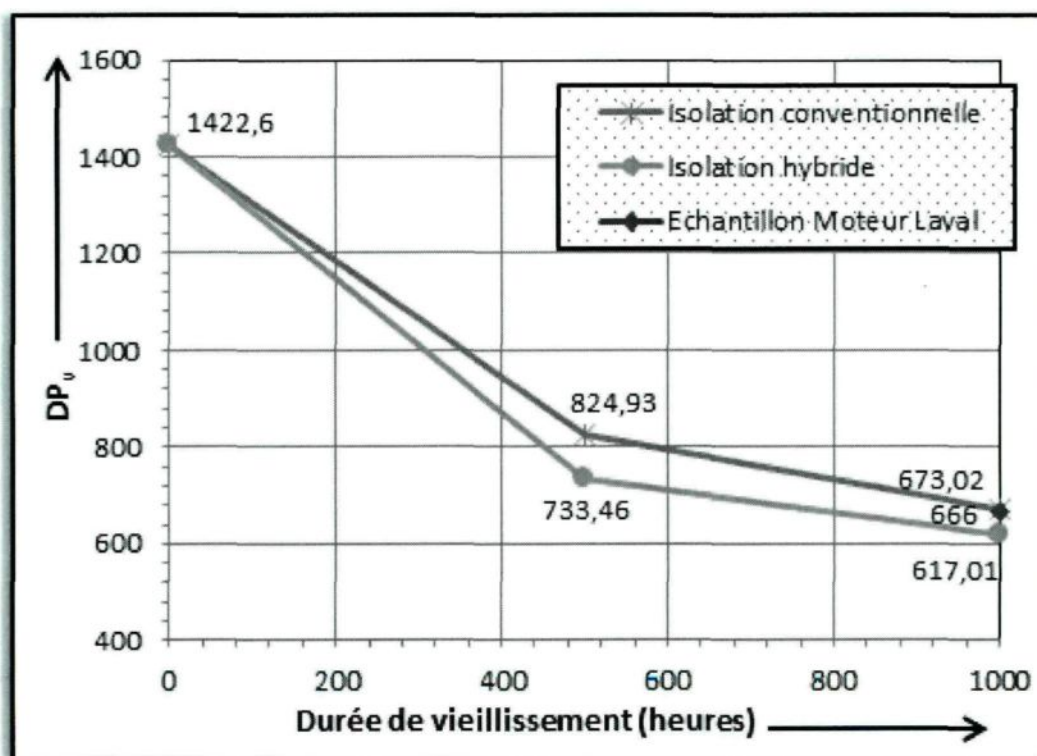
**Figure 67:** Évolution des oxydes de carbone en fonction des durées de vieillissements pour chaque type d'isolation après la contrainte thermique.

### **4.3.2 Degré de Polymérisation viscosimétrique ( DP<sub>v</sub> )**

Les résultats des mesures du DP<sub>v</sub> effectuées avant et après la contrainte thermique, sur le papier cellulose des isolations conventionnelle et hybride sont donnés ci-après :

#### **4.3.2.1 Avant la contrainte thermique**

Comme l'indique la figure 68, pour chaque type d'isolation, le DP<sub>v</sub> diminue avec le vieillissement, ce résultat est confirmé par la littérature [83]. De plus les valeurs correspondant à l'isolation hybride sont légèrement plus faibles, cela signifie que le papier cellulose dans cette isolation est légèrement plus dégradé que celui de l'isolation conventionnelle. Cela s'explique par le fait que lors des vieillissements thermiques à 115°C, une quantité plus faible de papier cellulose a été utilisée dans l'isolation hybride (126 g contre 180 g dans le cas de l'isolation conventionnelle). Ce résultat est confirmé par les tests de diagnostic de la qualité de l'huile et par le test d'analyse des gaz dissous.



**Figure 68:** Degré de Polymérisation avant la contrainte thermique.

- Comparaison du papier de l'isolation conventionnelle et celui d'un transformateur en service

Le  $DP_v$  d'un échantillon de papier prélevé d'un transformateur de fabrication 1981, démonté chez Moteurs Electriques-Laval-Saguenay a été mesuré. La valeur trouvée de **666** (cf. figure 68) est très proche de celle de l'isolation conventionnelle pour 1000 heures de vieillissement (**673,02**) avec une erreur relative de 1,04%. Ces valeurs selon IAR GRAY [40] correspondent à une détérioration modérée du papier. L'âge du transformateur qui est de 32 ans confirme qu'un vieillissement accéléré de 1000 heures en laboratoire est très représentatif.



#### 4.3.2.2 Après la contrainte thermique

Contrairement au cas sans contrainte thermique, les résultats donnés sur la figure 69 indiquent que le papier cellulose de l'isolation conventionnelle est plus dégradé par rapport à celui de l'isolation hybride. En d'autres termes l'isolation hybride est la meilleure.

Les figures 70 et 72 présentent l'évolution du  $DP_v$  avant et après la contrainte thermique respectivement pour les isolations conventionnelle et hybride. Les graphes de la figure 72 sont plus resserrés, cela indique que le taux de diminution du  $DP_v$  après la contrainte thermique de l'isolation hybride est plus faible par rapport à celui de l'isolation conventionnelle. Ces taux sont représentés sur la figure 71. Pour l'isolation hybride le taux diminue avec le vieillissement pendant qu'il augmente pour la conventionnelle.

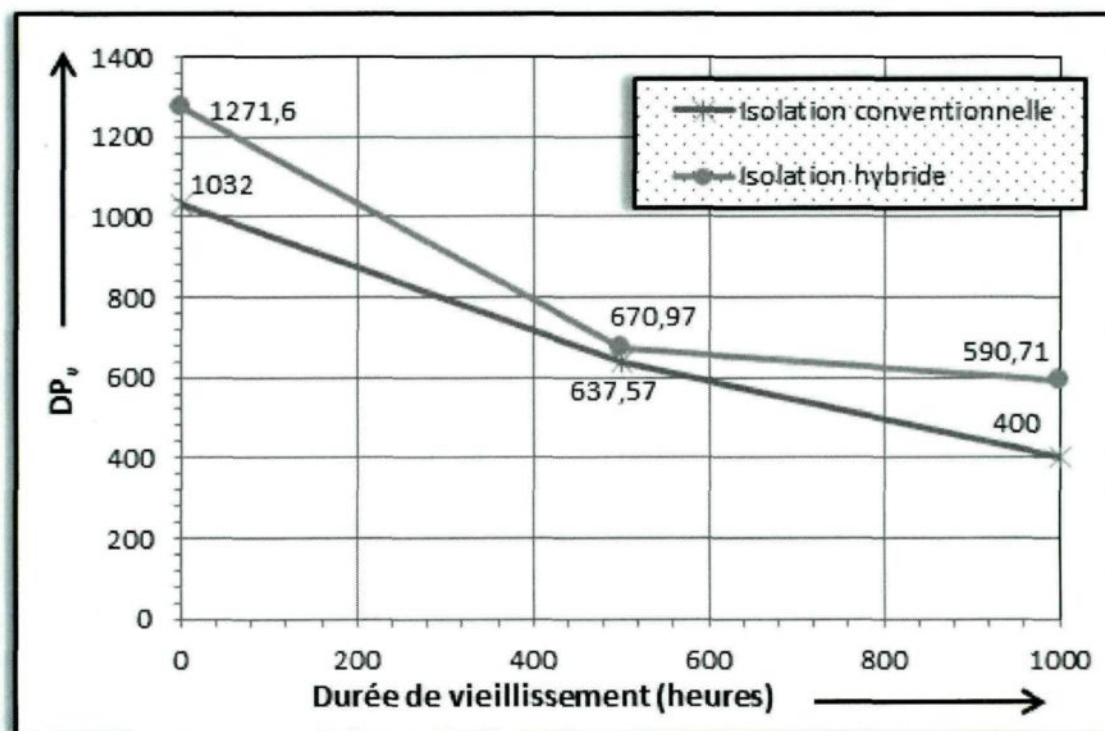


Figure 69:  $DP_v$  après la contrainte thermique.



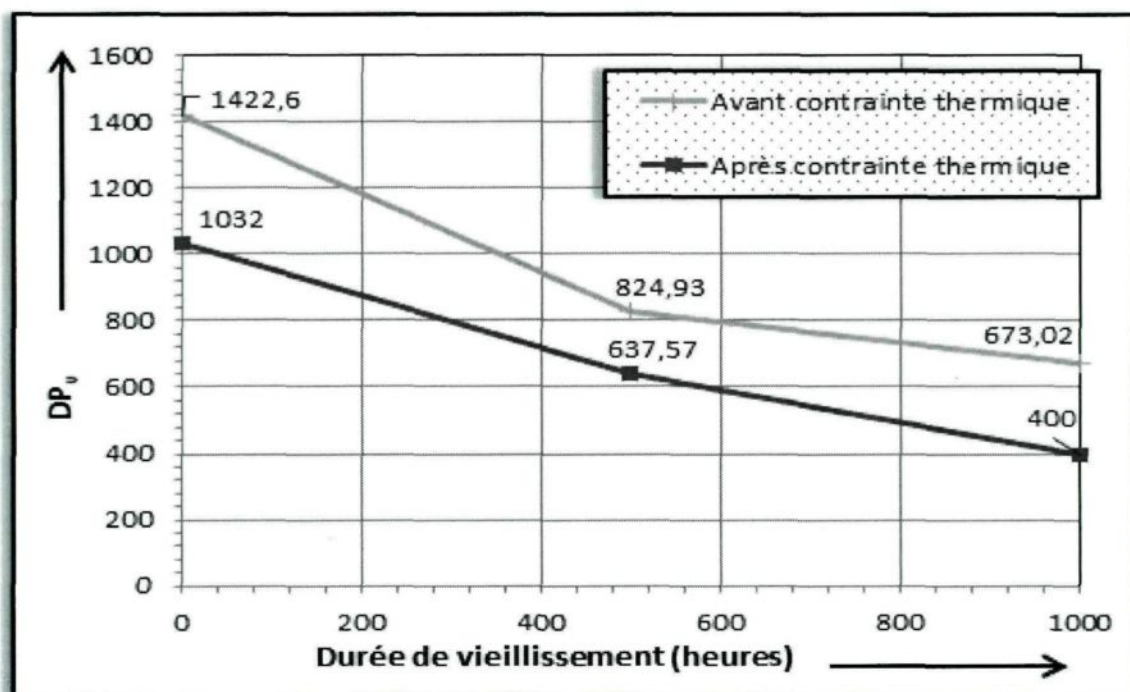


Figure 70: DP<sub>v</sub> avant et après la contrainte thermique pour l'isolation conventionnelle.

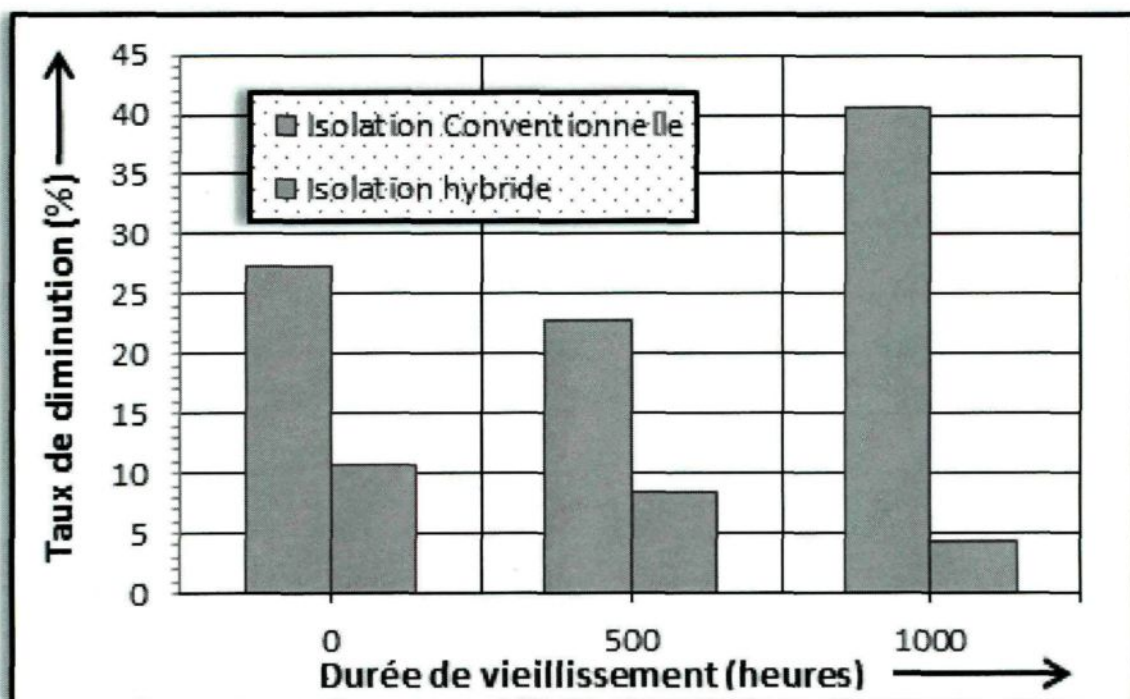


Figure 71: Taux de diminution du DP<sub>v</sub>.

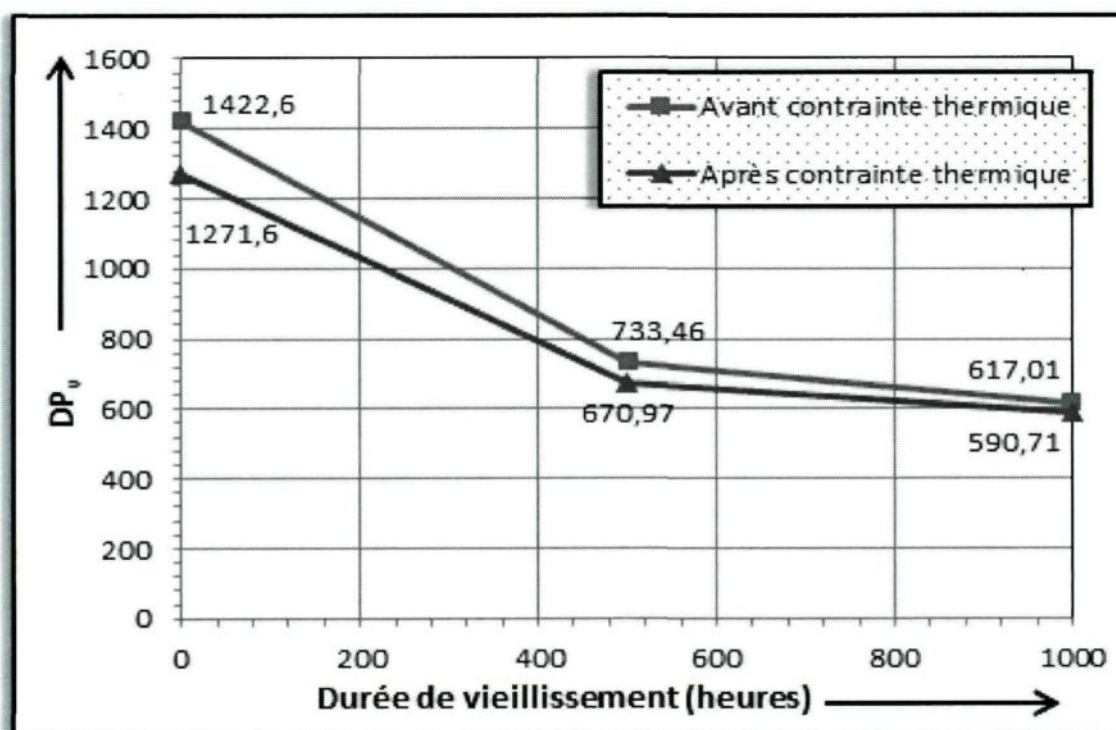


Figure 72: DP<sub>v</sub> avant et après la contrainte thermique pour l'isolation hybride.

#### 4.3.3 Établissement des corrélations

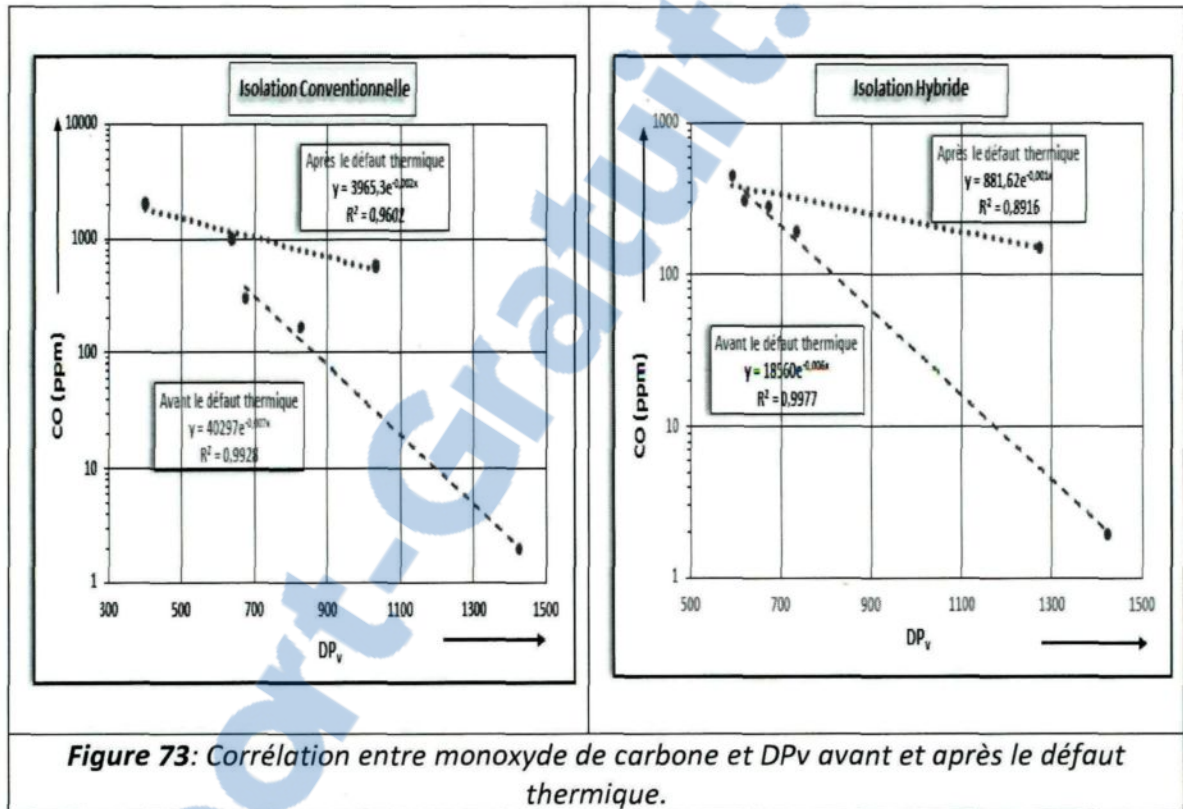
Nous avons établi des corrélations, dans le but de mettre en place une base de classification de la qualité thermique du papier cellulosé dans les isolations conventionnelle et hybride.

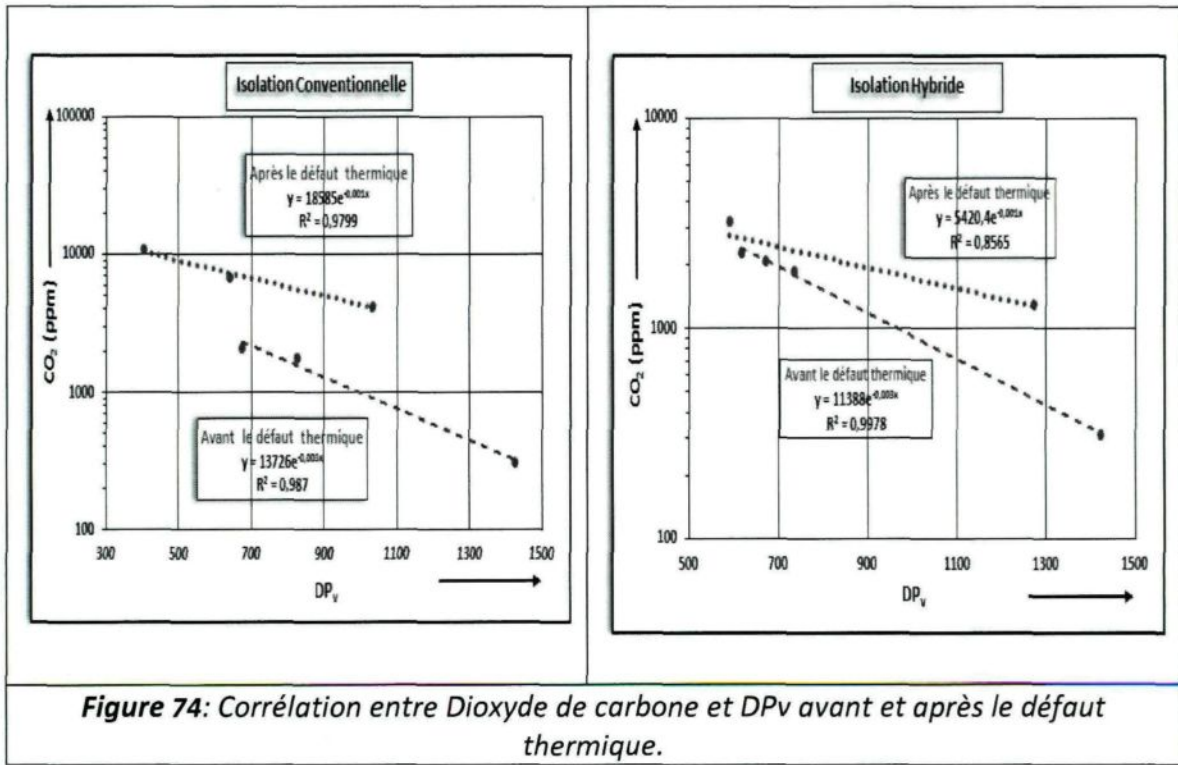
##### 4.3.3.1 Corrélations entre DP<sub>v</sub> et Oxydes de carbone

Les figures 73 et 74 présentent les graphes de corrélations entre oxydes de carbone et DP<sub>v</sub>. La figure 75 présente les graphes de corrélations entre DP<sub>v</sub> et ratio d'oxydes de carbone. La figure 76 présente les graphes de corrélations entre oxydes de carbone pour les isolations conventionnelle et hybride. La figure 77 présente les graphes de corrélations

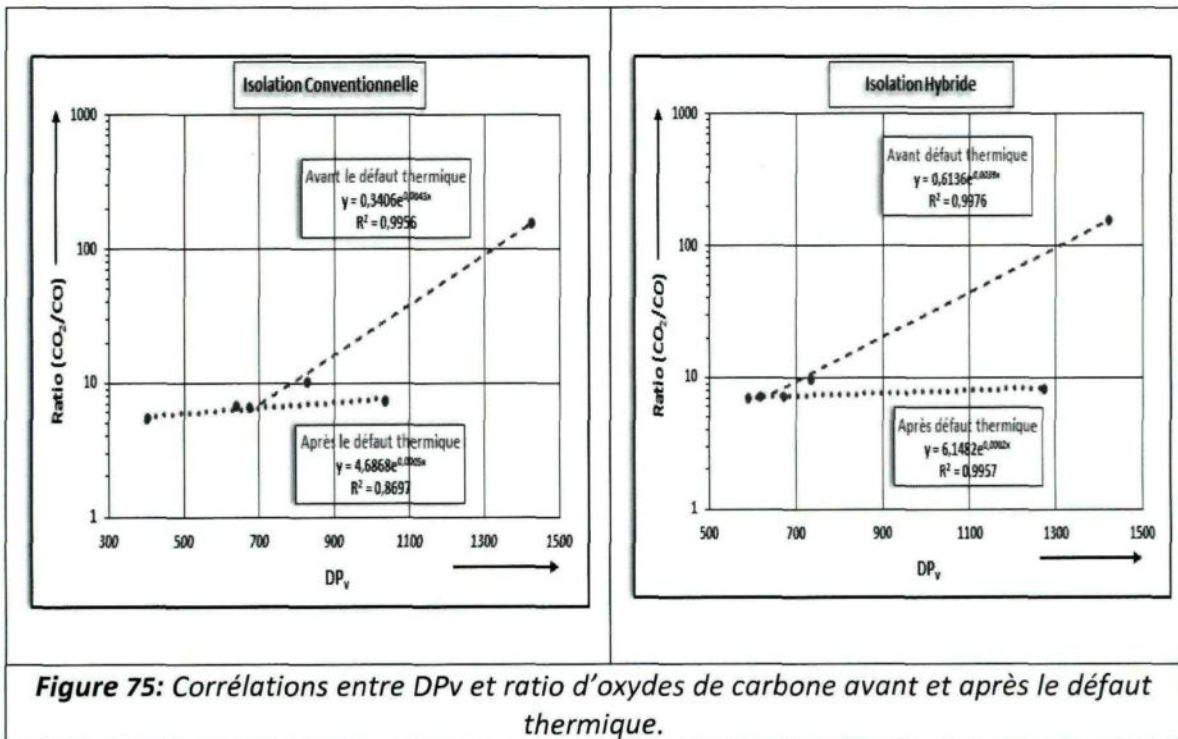
entre DP<sub>v</sub> des isolations conventionnelle et hybride. Tous ces graphes sont représentés avant et après le défaut thermique.

- **Corrélations entre DP<sub>v</sub> et Oxydes de carbone pour les isolations conventionnelle et hybride**





➤ **Corrélations entre le DP<sub>v</sub> et le ratio d'oxydes de carbone**





➤ **Corrélations entre oxydes de carbone des isolations conventionnelle et hybride**

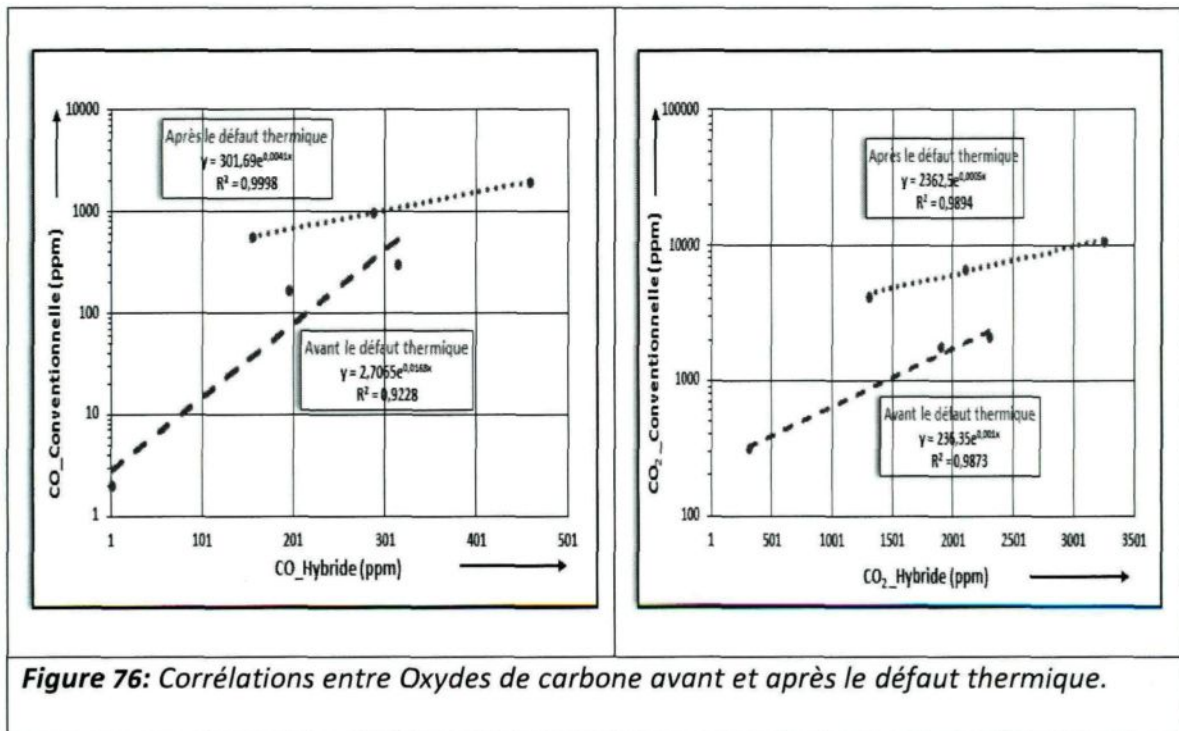


Figure 76: Corrélations entre Oxydes de carbone avant et après le défaut thermique.

➤ **Corrélations entre DP<sub>v</sub> des isolations conventionnelle et hybride**

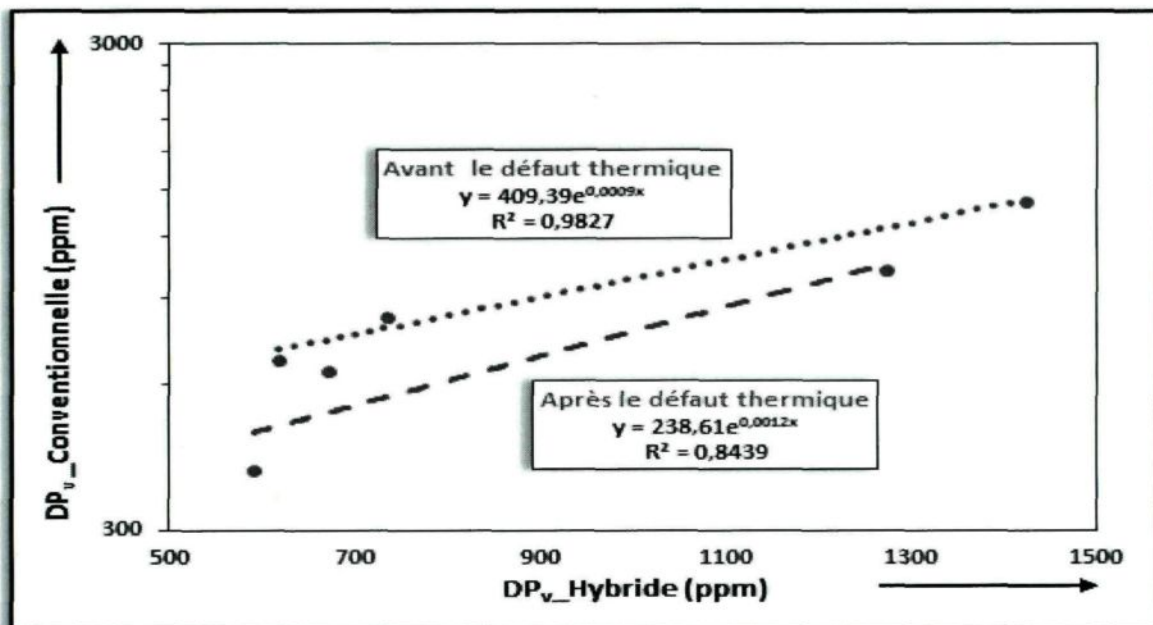


Figure 77: Corrélations entre DP<sub>v</sub> des isolations conventionnelle et hybride avant et après le défaut thermique.

**Tableau 14:** Coefficients de régression des oxydes de carbone et ratio d'oxydes de carbone par rapport au DP<sub>v</sub>.

Coefficients de régression par rapport au DP <sub>v</sub>						
	CO		CO <sub>2</sub>		CO <sub>2</sub> /CO	
	Contrainte		Contrainte		Contrainte	
Types d'isolation	Avant	Après	Avant	Après	Avant	Après
Conventionnelle	0,9928	0,9602	0,987	0,9799	0,9956	0,8697
Hybride	0,9977	0,8916	0,9978	0,8565	0,9976	0,9957

**Tableau 15:** Coefficients de régression des oxydes de carbone et DP<sub>v</sub> de l'isolation conventionnelle par rapport à ceux de l'isolation hybride.

Coefficients de régression						
Isolation Hybride	Isolation Conventionnelle					
	CO		CO <sub>2</sub>		DP <sub>v</sub>	
	Contrainte					
	Avant	Après	Avant	Après	Avant	Après
CO	0,9228	0,9998	-	-	-	-
CO <sub>2</sub>	-	-	0,9873	0,9894	-	-
DP <sub>v</sub>	-	-	-	-	0,9827	0,8439

Les tableaux 14 et 15, regroupant l'ensemble des coefficients de régression, nous permettent de conclure qu'il y a une très bonne corrélation entre:

- Le DP<sub>v</sub> et les oxydes de carbone.
- Le DP<sub>v</sub> et le ratio d'oxydes de carbone.
- Les oxydes de carbone des isolations conventionnelle et hybride.
- Le DP<sub>v</sub> de l'isolation conventionnelle et celui de l'hybride.

Ces résultats pour l'isolation conventionnelle, corroborent les travaux de M. K. Pradhan et al [84] et ceux pour l'isolation hybride constitue une originalité.

#### **4.3.4 Conclusion partielle**

L'étude de l'isolation solide par le DGA et la mesure du  $DP_v$ , nous mènent aux conclusions suivantes:

- Le DGA, indique de faibles quantités de CO et de CO<sub>2</sub> dans l'isolation hybride comparativement à l'isolation conventionnelle, cela indique que le papier cellulose de l'isolation conventionnelle est plus dégradé que celui de l'isolation hybride.
- Les résultats de la mesure du  $DP_v$  confirment la dégradation du papier cellulose dans l'isolation conventionnelle comparativement à celui de l'isolation hybride.
- L'étude menée sur les corrélations indique une très bonne corrélation entre :  $DP_v$  et oxydes de carbone;  $DP_v$  des isolations conventionnelle et hybride et oxydes de carbone des isolations conventionnelle et hybride. Ce résultat constitue une référence pour une classification de la qualité thermique du papier cellulose.

#### **4.3.5 Atteinte des objectifs et originalité**

L'objectif spécifique assigné à cette section est l'amélioration des techniques de diagnostic de l'isolation solide. Ce premier objectif spécifique a été atteint en ce sens que nous avons établi une corrélation directe entre les quantités d'oxydes de carbone et le  $DP_v$ , le  $DP_v$  étant le meilleur indicateur de la durée de vie restante comparativement à l'année de fabrication ou de mise en service d'un transformateur. Le tableau 16 regroupe les quantités d'oxydes de carbone et de  $DP_v$  de l'isolation conventionnelle que nous proposons pour l'amélioration des normes IEEE Std C57.104 [13] et IEC 60599 [14].

En ce qui concerne le premier point de l'originalité, le tableau 17 présente les données (quantités d'oxydes de carbone et DP<sub>v</sub>) que nous proposons pour l'établissement de la future norme sur l'interprétation des résultats du DGA des transformateurs à isolation hybride.

**Tableau 16:** Quantités d'oxydes de carbone et de DP<sub>v</sub> de l'isolation conventionnelle proposées pour l'amélioration des normes IEEE Std C57.104 [13] et IEC 60599 [14].

Durée de vieillissement (heures)	Monoxyde de Carbone-CO (ppm)		Dioxyde de Carbone-CO <sub>2</sub> (ppm)		DP <sub>v</sub>	
	Avant	Après	Avant	Après	Avant	Après
Défaut thermique						
0	2	568	315	4250	1422,6	1032
500	171	1000	1780	6800	824,93	617,01
1000	310	2000	2100	10880	673,02	400

**Tableau 17:** Quantités d'oxydes de carbone et de DP<sub>v</sub> proposées pour l'établissement de la nouvelle norme sur l'interprétation des résultats du DGA des transformateurs à isolation hybride.

Durée de vieillissement (heures)	Monoxyde de Carbone-CO (ppm)		Dioxyde de Carbone-CO <sub>2</sub> (ppm)		DP <sub>v</sub>	
	Avant	Après	Avant	Après	Avant	Après
Défaut thermique						
0	2	155	315	1300	1422,6	1271,6
500	195	288	1900	2100	733,46	637,57
1000	315	460	2300	3250	670	590,71



#### **4.4 Conclusion**

Dans ce chapitre consacré à l'étude comparative de l'isolation hybride par rapport aux isolations conventionnelle, haute température et sans papier, nous avons comparé l'isolation liquide hybride aux autres types d'isolations liquides et l'isolation solide hybride aux autres types d'isolations solides.

Les résultats de l'étude comparative des isolations liquides montrent que les quatre techniques physico-chimiques de diagnostic (DDP, IFT, Turbidité et Humidité) utilisées, indiquent une meilleure qualité de l'huile de l'isolation hybride à un certain stade de vieillissement et surtout après l'apparition d'une contrainte thermique sur l'isolation solide. Une très bonne corrélation a été établie entre l'IFT et les techniques physicochimiques de diagnostic (DDP, Turbidité et Humidité), à l'exception de la turbidité dans les isolations haute température et sans papier. Une classification de la qualité des huiles de ces différentes isolations est donc faisable.

L'étude comparative des isolations solides par le DGA et la mesure du  $DP_v$ , nous mènent aux conclusions suivantes:

- Le DGA, indique de faibles quantités de CO et de CO<sub>2</sub> dans l'isolation hybride comparativement à l'isolation conventionnelle, cela indique que le papier cellulose de l'isolation conventionnelle est plus dégradé que celui de l'isolation hybride.
- Les résultats de la mesure du  $DP_v$  confirment la dégradation du papier cellulose dans l'isolation conventionnelle comparativement à celui de l'isolation hybride.

- L'étude menée sur les corrélations indique une très bonne corrélation entre :  $DP_v$  et oxydes de carbone,  $DP_v$  des isolations conventionnelle et hybride et oxydes de carbone des isolations conventionnelle et hybride. Ce résultat pourrait servir de référence pour une classification de la qualité thermique du papier cellulose. Une étude statistiquement plus importante est cependant nécessaire.

## **CHAPITRE 5**

### **ÉTUDE COMPARATIVE SUR LA FORMATION DU SOUFRE CORROSIF**

## **5.1 Introduction**

Ce présent chapitre intitulé «Etude comparative sur la formation du soufre corrosif» est consacré l'étude de la capacité de l'aramide et de la cellulose à protéger le cuivre contre le soufre corrosif en présence des huiles minérales, esters synthétiques, esters naturels et silicones. Les procédures des vieillissements thermiques sont données à la section 3.2.1.2.

Nous présentons dans ce chapitre les résultats et les interprétations des études qualitatives et quantitatives pour des expériences conduites en laboratoire. Ces expériences consistent en des vieillissements thermiques accélérés de durée 504 heures à 150° C selon la norme IEC 62535 [16].

## 5.2 Étude Qualitative





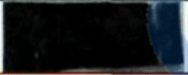






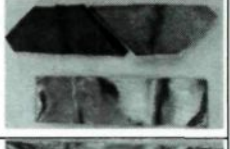





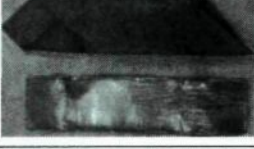
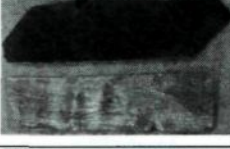













### 5.2.1 Échantillons de cuivre et de papier après vieillissements et interprétations

#### 5.2.1.1 Échantillons de cuivre et de papier

Les images des échantillons de papier et de cuivre vieillis pendant 500 heures à 150°

C pour les quatre types d'huiles sont rassemblées dans le tableau 18.

**Tableau 18:** Échantillons de cuivre vieillis pendant 504 heures pour les différentes huiles et les différentes isolations.

Huile	Face	Type d'échantillon			
		Sans papier	Aramide	Cellulose	Hybride
Nytro Lynx	A				
	B				
Midel 7131	A				
	B				
Midel eN	A				
	B				
XL 7335	A				
	B				

### 5.2.1.2 Interprétation des résultats

Selon le code des couleurs [17], les codes et commentaires sont rassemblés dans les tableaux 19 à 22, pour chaque échantillon par type d'huile.

#### ➤ Huile minérale Nytro Lynx

*Tableau 19: Codes et commentaires-Nytro Lynx.*

Échantillons	Codes	Commentaires	
<b>Zone sans contact avec le papier (Faces A et B) :</b>			
Sans Papier	4c	corrosif	
Aramide	4c	corrosif	
Cellulose	4c	corrosif	
Hybride	4c	corrosif	
<b>Zone de contact cuivre-papier (Faces A et B)</b>			
Aramide	3a	suspecté corrosif	
Cellulose	3a	suspecté corrosif	
Hybride	cellulose	4a	corrosif
	Aramide	3a	suspecté corrosif

- **Zone sans contact avec le papier (Faces A et B):**

L'échantillon de cuivre sans papier est corrosif au même degré que les zones de non contact avec le papier des échantillons de cuivre-aramide, cellulose et hybride. Ce résultat correspond à nos attentes.

- **Zone de contact cuivre-papier (Faces A et B):**

L'aramide et la cellulose apportent un même niveau de protection du cuivre (enroulements du transformateur) contre le soufre corrosif. Cependant, l'hybride indique que le papier aramide protège mieux, ce résultat s'explique par le fait que la dégradation du papier cellulose entraîne des perforations à sa surface, ce qui donne accès à l'huile corrosive de combiner avec le cuivre pour former des dépôts de sulfure de cuivre. En conclusion nous

déduisons que de façon qualitative, le papier aramide protège mieux le cuivre (enroulements du transformateur) contre le soufre corrosif.

➤ **Huile ester naturel Midel eN**

*Tableau 20: Codes et commentaires-Midel eN.*

Échantillons	Codes	Commentaires
<b>Zone sans contact avec le papier (Faces A et B) :</b>		
Sans Papier	1a	Non corrosif
Aramide	1a	Non corrosif
Cellulose	1a	Non corrosif
Hybride	1a	Non corrosif
<b>Zone de contact cuivre-papier (Faces A et B)</b>		
Aramide	1a	Non corrosif
Cellulose	1a	Non corrosif
Hybride	cellulose	1a
	Aramide	1a

- **Zone sans contact avec le papier (Faces A et B):**

Les quatre types d'échantillons de cuivre ont comme code 1a, ils sont donc non corrosifs.

- **Zone sans contact avec le papier (Faces A et B):**

Les trois types d'échantillons de cuivre ont comme code 1a, ils sont donc non corrosifs.

L'huile Midel eN, malgré sa faible résistance à l'oxydation et à l'hydrolyse, est une huile exempte de corrosion sulfurique selon nos résultats. Le Midel eN étant aussi biodégradable peut constituer un bon substitut à l'huile minérale.



➤ **Huile ester synthétique Midel 7131**

*Tableau 21: Codes et commentaires-Midel 7131.*

Échantillons	Codes	Commentaires
<b>Zone sans contact avec le papier (Faces A et B)</b>		
Sans Papier	4c	corrosif
Aramide	4c	corrosif
Cellulose	3a	suspecté corrosif
Hybride	4a	corrosif
<b>Zone de contact cuivre-papier (Faces A et B)</b>		
Aramide	2d	non corrosif
Cellulose	3a	suspecté corrosif
Hybride	cellulose	suspecté corrosif
	Aramide	2d

- **Zone sans contact avec le papier (Faces A et B):**

Les échantillons de cuivre sans papier, aramide et hybride sont corrosifs, alors que celui de la cellulose est «suspecté corrosif». Ce résultat confirme le fait que le papier aramide est un partenaire inactif, qui laisse l'huile corrosive attaquer la partie du cuivre non enroulée de papier [75].

- **Zone de contact cuivre-papier (Faces A et B):**

Les trois échantillons confirment que le papier aramide protège mieux le cuivre (enroulements du transformateur) contre le soufre corrosif.



➤ **Huile silicone XL 7335**

*Tableau 22: Codes et commentaires-XL 7335.*

Échantillons		Codes	Commentaires
<b>Zone sans contact avec le papier (Faces A et B)</b>			
Sans Papier		4a	corrosif
Aramide		4a	corrosif
Cellulose		3a	suspecté corrosif
Hybride		4a	corrosif
<b>Zone de contact cuivre-papier (Faces A et B)</b>			
Aramide		4c	corrosif
Cellulose		3a	suspecté corrosif
Hybride	cellulose	4a	suspecté corrosif
	Aramide	4c	non corrosif

- **Zone sans contact avec le papier (Faces A et B):**

Les échantillons de cuivre sans papier, aramide et hybride sont corrosifs, alors que la cellulose est «suspecté corrosif». Ce résultat confirme le fait que le papier aramide est un partenaire inactif, qui laisse l'huile corrosive attaquer la partie du cuivre non enroulée de papier [75].

- **Zone de contact cuivre-papier (Faces A et B) :**

Bien que le papier cellulose soit décomposé en cendre (cf. tableau 12), il protège mieux le cuivre contre le soufre corrosif. En d'autres termes, il ne favorise pas la formation du sulfure de cuivre.

## 5.2.2 Résumé sur l'étude qualitative

- Pour les huiles minérale Nytro lynx et ester synthétique Midel 7131, le papier aramide protège mieux le cuivre (enroulements du transformateur) contre le soufre corrosif.
- L'huile ester naturel Midel eN ne présente aucun signe de corrosion.
- Pour l'huile silicone XL 7335, bien que la cellulose soit transformée en poudre, elle protège mieux le cuivre contre le soufre corrosif. L'aramide bien que non dégradé favorise la formation du soufre corrosif.

## 5.3 Étude quantitative

Dans cette section, nous présentons et interprétons les résultats des mesures des teneurs en soufre des échantillons de cuivre et des mesures des produits dissous dans les huiles.

### 5.3.1 Quantité de soufre

Le tableau 23 présente Les résultats des mesures de la quantité de soufre des échantillons de cuivre, pour les quatre types d'huile et les différents types d'échantillons.

**Tableau 23:** Teneurs en soufre des échantillons de cuivre.

Huiles	Types d'échantillons				
	Neuf	sans papier	Cellulose	Aramide	Hybride
Nytro Lynx	2,3	26,8	4,1	3,9	13,8
Midel eN	2,3	0,5	11,6	1,3	*
Midel 7131	2,3	*	*	*	*
XL 7335	2,3	*	*	4,1	*

\*: très faible

La figure 78 représente les quantités de soufre par type d'huile pour chaque type d'isolation et la figure 79, celles par type d'isolation pour chaque type d'huile.

#### 5.3.1.1 Interprétation par type d'huiles

- **Huile minérale Nytro lynx**

Seule la teneur en soufre de l'échantillon «sans papier» est au-dessus de la limite admissible de 15 ppm dans le cuivre des transformateurs de puissance [5]. La plus faible teneur dans l'échantillon «aramide» signifie que le papier aramide protège mieux le cuivre, cela corrobore les résultats de l'étude qualitative.

- **Huile Végétale Midel eN**

Toutes les teneurs en soufre sont inférieures à la limite admissible. En comparant les teneurs des échantillons «aramide» et «cellulose», on en déduit que le papier aramide protège mieux le cuivre. De plus, la très faible teneur dans l'échantillon «sans papier» comparativement aux échantillons «cellulose» et «aramide», indique que l'huile végétale peut être considérée comme très faiblement corrosive ou non corrosive. Mais en présence d'un partenaire solide (papier), on observe un certain niveau de corrosivité, particulièrement avec le papier cellulose. Cette conclusion ne corrobore pas l'étude qualitative en ce sens que cette dernière indique qu'il n'y a aucun signe de corrosion.

- **Huile ester synthétique Midel 7131**

Pour tous les échantillons, on a une très faible teneur en soufre non quantifiable par l'équipement de mesure, on en déduit que l'huile synthétique est non corrosive. Les

résultats de l'étude qualitative ne sont pas corroborés car ceux-ci indiquent plutôt que c'est l'aramide qui protège mieux.

- **Huile silicone XL 7335**

De très faibles teneurs en soufre non quantifiables par l'équipement de mesure, à l'exception de celle de l'échantillon «aramide». La conclusion de l'étude qualitative est corroborée, à savoir que l'aramide favorise la formation du soufre corrosif dans l'huile silicone. Mais par contre sans présence de papier elle est non corrosive.

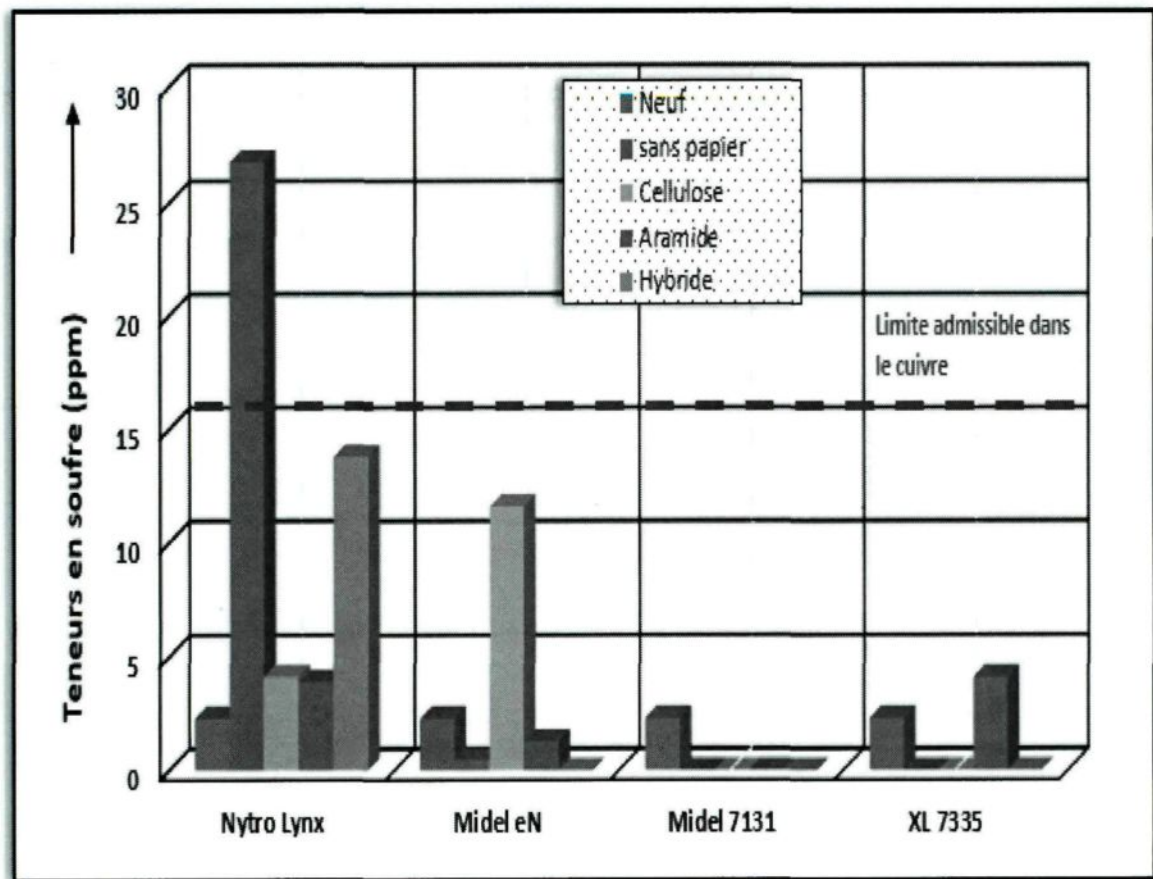


Figure 78: Quantité de soufre par type d'huile pour chaque type d'isolation.



### 5.3.1.2 Interprétation par type d'isolation

**Sans papier :** Les teneurs indiquent que l'huile minérale est la plus corrosive, l'huile végétale est très faiblement corrosive et les huiles synthétique et silicone sont non corrosives.

**Cellulose :** Le papier cellulose protège le cuivre dans l'huile minérale alors qu'il favorise la formation du soufre dans l'huile ester naturel. Les huiles synthétiques et silicone sont non corrosives.

**Aramide :** L'huile la plus corrosive est la silicone, ensuite l'huile minérale et enfin l'huile végétale. L'huile synthétique est non corrosive.

**Hybride :** Seule l'huile minérale est corrosive.

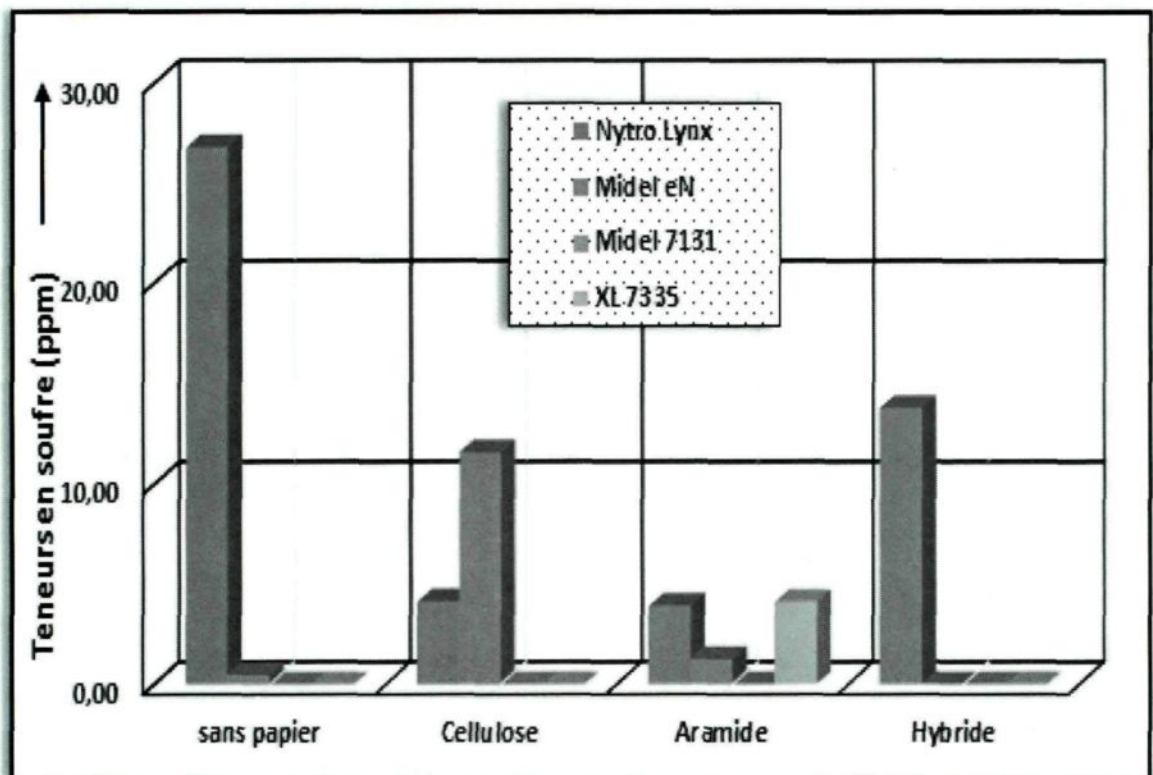


Figure 79: Quantité de soufre par type d'isolation pour chaque type d'huile.

**Remarques:**

- Les teneurs en dessous de la teneur du cuivre neuf dans les huiles esters et silicone, indiquent une consommation du soufre initial au cours du vieillissement.

- Les teneurs en soufre des échantillons de l'huile minérale, connue pour être corrosive, sont globalement faibles. Cela peut s'expliquer par le fait que l'effet corrosif des composés soufrés très réactifs (soufre, mercaptans, sulfures, etc.) dans l'huile a été atténué à cause des conditions sévères de nos vieillissements (accès à l'oxygène, température et temps de vieillissement élevés). Ce constat est confirmé par la littérature [5].

**5.3.2 Produits d'oxydation dissous (DDP)**

Le tableau 24, les figures 80 et 81 présentent les résultats des mesures du DDP des quatre huiles vieilles.

**Tableau 24:** Quantité de produits dissous dans les huiles vieilles.

Huiles	Types d'échantillons				
	Neuve	sans papier	Cellulose	Aramide	Hybride
Nytro Lynx	2,13	1736,00	1695,36	1510,09	1576,74
Midel eN	18,41	1188,16	1016,19	1245,26	1040,35
Midel 7131	4,4	647,56	546,41	546,25	495,87
XL 7335	0	0	0	-	0

### 5.3.2.1 Interprétation par type d'huiles

- **Huile minérale Nytro lynx**

La valeur du DDP de l'échantillon «aramide» est la plus faible. Ce résultat corrobore aussi bien l'étude qualitative que les mesures des quantités de soufre. Cette parfaite corroboration entre méthode qualitative, quantité de soufre dans le cuivre et produits d'oxydation dissous dans l'huile, confirme le fait que les premiers produits d'oxydation tels que les peroxydes, contribuent au déplacement du cuivre dans l'huile en vue de la formation du soufre corrosif [5].

- **Huile Végétale Midel eN**

La valeur du DDP de l'échantillon «cellulose» est la plus faible. Ce résultat ne confirme pas les quantités de soufre mesurées.

- **Huile ester synthétique Midel 7131**

Les valeurs du DDP indiquent que l'huile a atteint un niveau d'oxydation élevé. Comme il n'y a pas de soufre dans les bandes de cuivre alors nous pouvons conclure que la corrosion indiquée par l'étude qualitative, correspond à des dépôts de produits d'oxydation.

- **Huile silicone XL 7335**

Le DDP est nul dans tous les échantillons à l'exception de l'échantillon «aramide», dans lequel il a été impossible de mesurer le DDP. En effet l'huile de l'échantillon «aramide» s'est solidifiée à la fin du vieillissement, cette solidification est certainement la cause de la

formation de soufre sur la bande de cuivre de cet échantillon. Ce résultat révélé par l'étude qualitative a été confirmé par la mesure des quantités de soufre.

### 5.3.2.2 Interprétation par type d'isolation

A l'état neuf, l'huile ester naturel Midel eN présente plus de produits dissous. Mais les résultats après vieillissements indiquent que c'est l'huile minérale Nytro Lynx qui s'oxyde plus, vient ensuite le Midel eN et enfin le Midel 7131. Aucune trace d'oxydation dans l'huile silicone.

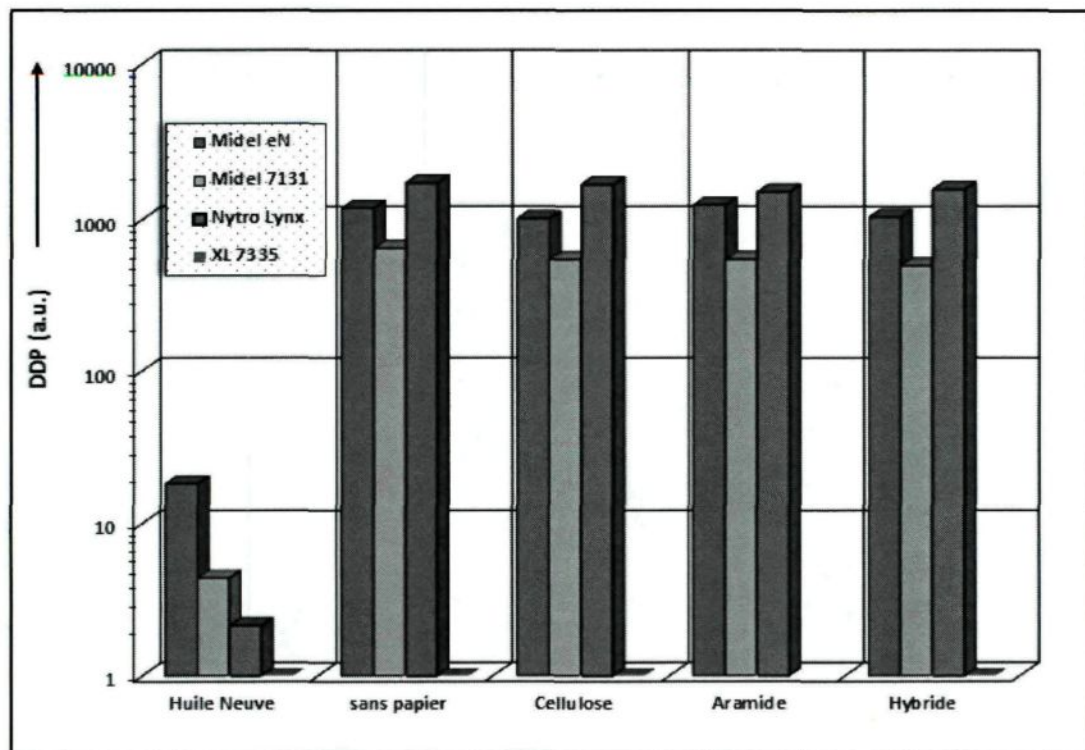


Figure 80: Quantité de produits dissous dans les huiles vieilles par types d'isolation.



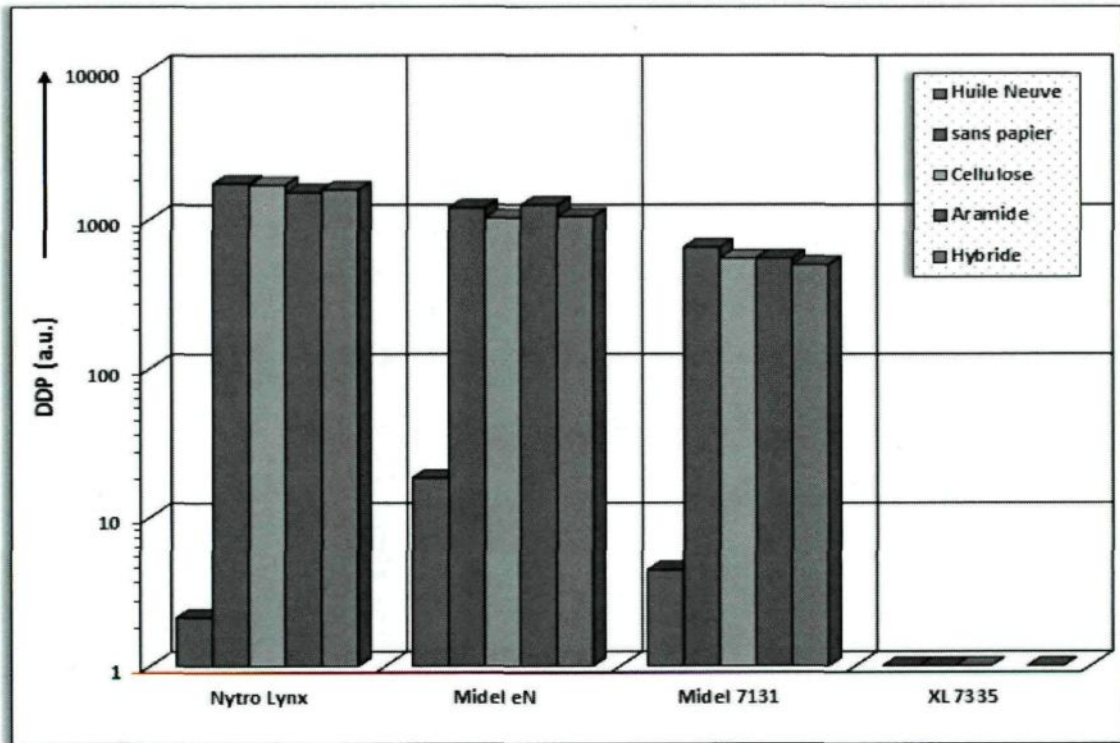


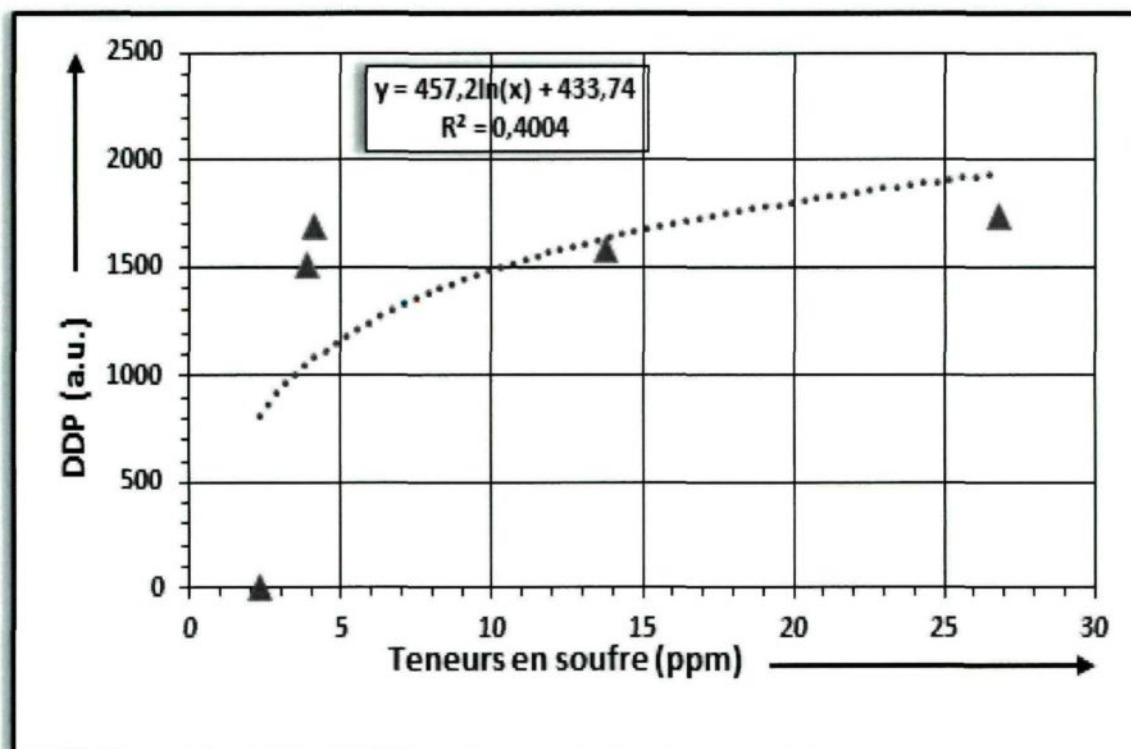
Figure 81: Quantité de produits dissous par types huiles.

#### 5.4 Corrélation entre DDP et quantité de soufre pour l'huile minérale

Le tableau 25 présente les quantités de soufre et de produits dissous, représentées sur la figure 82. L'étude qualitative, les mesures du soufre et des produits dissous confirment que l'aramide protège mieux le cuivre contre le soufre corrosif. On pourrait donc penser à une possible corrélation entre DDP et quantité de soufre, mais la figure 82 indique un coefficient de régression très faible de 0,4. En conclusion selon nos travaux, il n'y a pas de corrélation directe entre produits d'oxydation dissous dans l'huile et quantité de soufre dans les enroulements des transformateurs.

**Tableau 25:** Quantités de soufre et de produits dissous.

	Types d'échantillons				
	Neuf	Sans papier	Cellulose	Aramide	Hybride
Quantités de soufre	2,3	26,8	4,1	3,9	13,8
DDP	2,13	1736,00	1695,36	1510,09	1576,74



**Figure 82:** Produits d'oxydation dissous dans l'huile et quantité de soufre dans le cuivre.

- L'huile silicone, insensible à l'oxydation, devient corrosive en présence du papier aramide.

## **5.5 Atteinte des objectifs et originalité**

Le troisième objectif spécifique est atteint car toutes nos investigations, ont permis d'étudier la capacité du papier cellulose et du papier aramide à protéger le cuivre contre le soufre corrosif, en présence des quatre types d'huiles (minérales, végétales, esters synthétiques, silicones) utilisées dans les transformateurs.

L'hypothèse énoncée au troisième point de l'originalité a été uniquement vérifiée pour les huiles minérales.

## **5.6 Conclusion**

Dans ce chapitre consacré à l'étude de la capacité de l'aramide et de la cellulose à protéger le cuivre contre le soufre corrosif en présence des huiles minérales, esters synthétiques et esters naturels, nous avons conduit une étude qualitative et quantitative. Les résultats obtenus sont synthétisés comme suit :

- L'étude qualitative, les mesures du soufre et des produits dissous confirment que l'aramide protège mieux le cuivre contre le soufre corrosif dans l'huile minérale selon nos travaux. Cependant il n'y a pas de corrélation entre produits d'oxydation dissous dans l'huile et quantité de soufre dans les enroulements en cuivre des transformateurs de puissance.
- Contrairement à l'étude qualitative et au niveau d'oxydation relativement moyen, l'huile ester synthétique est non corrosive selon les mesures du soufre.
- Selon notre étude qualitative l'huile végétale est non corrosive. Mais selon nos mesures de soufre, en présence du papier cellulose on observe un certain niveau de corrosivité.

## **CHAPITRE 6**

### **CONCLUSIONS GÉNÉRALES ET RECOMMANDATIONS**

## 6.1 Conclusions générales

Le papier aramide est actuellement utilisé comme isolant à haute température, associé aux huiles à point de feu élevé (huiles synthétiques et végétales), principalement dans les transformateurs de traction électrique. L'isolation solide hybride est quant à elle, soit associée à l'huile minérale ou soit associée aux huiles à point de feu élevé (huiles alternatives). Elle trouve son application dans les transformateurs de sous-stations mobiles et fixes. La technologie de fabrication est maîtrisée par les constructeurs. Par contre, les exploitants des réseaux électriques ne disposent pas de données de référence (normes), leur permettant de suivre l'état de santé de l'isolation de ce nouveau type de transformateur. Pour toutes ces raisons ce nouveau type d'isolation n'est pas encore utilisé dans les transformateurs de puissance qui représentent un très grand investissement financier de l'ordre de quelques millions de dollars [12].

Le présent travail de recherche a pour objectif global d'étudier le comportement de l'isolation hybride à court, moyen et long terme à l'aide de vieillissements accélérés en laboratoire, en vue de démontrer sa potentielle utilisation dans les transformateurs de puissance. Pour atteindre cet objectif global, nous l'avons scindé en trois objectifs spécifiques à savoir :

- Améliorer les outils de diagnostic de l'état des isolations solides hybride, et conventionnelle.
- Diagnostiquer l'état des huiles des isolations hybride, haute température et conventionnelle.

- Étudier la capacité du papier aramide et du papier cellulose à protéger le cuivre (enroulements électriques) contre les effets nuisibles du soufre corrosif.

En plus des objectifs spécifiques, nous avons émis sous forme d'hypothèses trois points d'originalité :

- Contribution à l'élaboration de la future norme pour l'interprétation des résultats du DGA des transformateurs à isolation hybride, par détermination des teneurs en oxydes de carbone (CO et CO<sub>2</sub>) de l'huile après un défaut thermique sur le papier dans l'isolation hybride.

- Établissement d'une corrélation entre les différentes techniques de diagnostic physico-chimiques pour les transformateurs de puissance à isolation hybride.

- La démonstration que l'utilisation du papier aramide (Nomex) protège les enroulements du transformateur contre les effets nocifs du soufre corrosif.

Deux groupes de vieillissements thermiques accélérés ont été conduits pour l'atteinte des objectifs spécifiques:

- Le premier groupe concerne les premier et deuxième objectifs spécifiques, et a été conduit selon la norme ASTM D1934 [15]. À la fin des vieillissements nous avons appliqué un défaut thermique sur le papier pour chaque échantillon.

- Le deuxième groupe, qui concerne le troisième objectif spécifique, a été fait selon la norme IEC 62535 [16].

### **6.1.1 Premier objectif spécifique et premier point de l'originalité**

En ce qui concerne le premier objectif spécifique et le premier point de l'originalité, nous avons procédé par une étude comparative des isolations solides. Nous avons donc effectué l'analyse des gaz dissous en vue de déterminer les quantités d'oxydes de carbone et mesuré le degré de polymérisation. L'interprétation de ces mesures effectuées avant et après le défaut thermique, nous a permis d'aboutir aux conclusions suivantes:

- Le DGA, indique de faibles quantités de CO et de CO<sub>2</sub> dans l'isolation hybride comparativement à l'isolation conventionnelle, cela indique que le papier cellulose de l'isolation conventionnelle est plus dégradé que celui de l'isolation hybride.
- À la suite du DGA les résultats de la mesure du DP<sub>v</sub> confirment la dégradation du papier cellulose dans l'isolation conventionnelle comparativement à celui de l'isolation hybride.
- L'étude menée sur les corrélations, indique une très bonne corrélation entre : DP<sub>v</sub> et oxydes de carbone; DP<sub>v</sub> des isolations conventionnelle et hybride; oxydes de carbone des isolations conventionnelle et hybride. Ce résultat constitue une référence pour une classification de la qualité thermique du papier cellulose.

À partir des conclusions ci-dessus, nous pouvons affirmer que :

- Le premier objectif spécifique a été atteint en ce sens que nous avons établi une corrélation directe entre les quantités d'oxydes de carbone et le DP<sub>v</sub>, le DP<sub>v</sub> étant le meilleur indicateur de la durée de vie restante comparativement à l'année de fabrication ou de mise en service d'un transformateur. Les outils de diagnostic de l'état des isolations solides

hybride, et conventionnelle sont donc améliorés en ce sens qu'il est possible d'estimer le  $DP_v$  à partir des quantités d'oxydes de carbone et par la suite estimer la durée de vie restante du transformateur.

- Le premier point de l'originalité a été réalisé car nous avons proposé des données (quantités d'oxydes de carbone et  $DP_v$ ) pour l'établissement de la future norme sur l'interprétation des résultats du DGA des transformateurs à isolation hybride.

### **6.1.2 Deuxième objectif spécifique et deuxième point de l'originalité**

Pour le deuxième objectif spécifique et le deuxième point de l'originalité, nous avons procédé par une étude comparative des isolations liquides. Nous avons utilisé quatre techniques de diagnostic (DDP, IFT, Turbidité et Humidité) pour analyser la qualité de nos huiles. De plus nous avons effectué le DGA pour étudier le comportement des huiles après l'apparition d'une contrainte thermique sur le papier. L'interprétation de ces mesures effectuées nous a permis d'aboutir aux conclusions suivantes :

- Les quatre techniques physico-chimique de diagnostic utilisées, indiquent une meilleure qualité de l'huile de l'isolation hybride à un certain stade de vieillissement et surtout après l'apparition d'une contrainte thermique sur l'isolation solide.

- Le DGA après la contrainte thermique sur le papier indique que l'huile associée au papier aramide a plus surchauffé, vient ensuite l'huile associée à l'hybride et enfin celle associée à la cellulose. Les risques d'arcs électriques et de décharges partielles sont plus élevés dans



cette huile. Cela ne constitue pas une faiblesse car contrairement au papier, l'huile peut être régénérée ou remplacée.

- Les quatre techniques de diagnostic traditionnellement attribuées au diagnostic de l'état de l'huile, indiquent une légère dégradation du papier cellulose de l'isolation hybride par pyrolyse, au-dessus de celui de l'isolation conventionnelle. Après une contrainte thermique sur l'isolation solide, c'est plutôt le papier cellulose de la conventionnelle qui est fortement dégradé par hydrolyse, oxydation et par pyrolyse. Cette dégradation contribue à augmenter les produits dissous et non dissous, l'humidité et à faire baisser la tension interfaciale. Ce résultat indique une possibilité d'établir une corrélation entre  $DP_v$  et oxydes de carbone avec ces quatre techniques de diagnostic.

- Très bonne corrélation entre l'IFT et les techniques physicochimiques de diagnostic (DDP, Turbidité et Humidité), à l'exception de la turbidité dans les isolations haute température et sans papier. Une classification de la qualité des huiles de ces différentes isolations est donc faisable.

À partir des conclusions ci-dessus, nous pouvons affirmer que:

- Le deuxième objectif spécifique a été atteint. En effet l'étude comparative sur le diagnostic de la qualité des huiles des quatre types d'isolations (sans papier, cellulose, aramide et hybride), indique une meilleure qualité de l'huile de l'isolation hybride.

- Le deuxième point de l'originalité a été réalisé car nous avons établi une très bonne corrélation entre les différentes techniques de diagnostic physico-chimiques pour les transformateurs de puissance à isolation hybride.

### 6.1.3 Troisième objectif spécifique et Troisième point de l'originalité

Pour le troisième objectif spécifique et le troisième point de l'originalité nous avons mené une étude qualitative selon la norme ASTM-D130 [17] et une étude quantitative. L'interprétation des résultats de ces études nous a permis d'aboutir aux conclusions suivantes :

- L'étude qualitative, les mesures du soufre et des produits dissous confirment que l'aramide protège mieux le cuivre contre le soufre corrosif dans l'huile minérale selon nos travaux. Cependant il n'y a pas de corrélation entre produits d'oxydation dissous dans l'huile et quantité de soufre dans les enroulements en cuivre des transformateurs de puissance.
- Contrairement à l'étude qualitative et au niveau d'oxydation relativement moyen, l'huile ester synthétique est non corrosive selon les mesures du soufre.
- Selon notre étude qualitative et selon K.J. Rapp et al [85], l'huile végétale est non corrosive. Mais selon nos mesures de soufre, en présence du papier cellulose on observe un certain niveau de corrosivité.
- L'huile silicone, faiblement sensible à l'oxydation, devient corrosive en présence du papier aramide.

À partir des conclusions ci-dessus, nous pouvons affirmer que:

- Le troisième objectif spécifique a été atteint car toutes nos investigations, ont permis d'étudier la capacité du papier cellulose et du papier aramide à protéger le cuivre contre le

soufre corrosif, en présence des quatre types d'huiles (minérales, végétales, esters synthétiques, silicones) utilisées dans les transformateurs.

- L'hypothèse énoncée au troisième point de l'originalité a été vérifiée pour les huiles minérales.

L'ensemble des résultats obtenus dans ce travail de recherche indique que l'isolation solide hybride est meilleure que l'isolation solide conventionnelle; que l'isolation liquide hybride est meilleure que celle conventionnelle. De plus l'aramide protège mieux le cuivre contre les effets nuisibles du soufre corrosif.

Sur cette base, nous affirmons que l'utilisation de l'isolation hybride dans les transformateurs de puissance est envisageable.

## **6.2 Recommandations**

Les résultats obtenus dans ce travail de recherche nous permettent d'ouvrir de nouvelles pistes. Nous regroupons ces pistes sous forme de recommandations pour des travaux futurs.

### **6.2.1 Étude comparative de l'isolation hybride par rapport aux autres types d'isolations liquides et solides**

Depuis quelques années plusieurs études sont en cours dans le but de trouver des substituts à l'huile minérale. Ces études portent sur les huiles alternatives, qui sont les huiles à point de feu élevé, à savoir les huiles végétales, esters synthétiques, et les huiles

silicones. Nous proposons que ce travail de recherche soit reconduit pour chacune de ces trois types d'huiles.

Dans le but de mettre en évidence le niveau de solubilité dans l'huile des différents gaz du DGA et aussi de simuler le comportement de différents types de transformateurs. Nous proposons que les vieillissements thermiques accélérés en laboratoire pour les futurs travaux indiqués au point précédent, soient faits selon trois configurations :

- Béchers hermétiquement fermés (transformateurs hermétiques)
- Béchers ouverts (transformateurs sans conservateurs)
- Béchers semi-fermés (transformateurs avec conservateurs)

En vertu du principe de la reproductibilité et dans le but de valider toutes nos corrélations établies dans ce travail, nous proposons la reproduction de nos expériences en laboratoire et des mesures sur des échantillons d'huiles et de papier de transformateurs en service ou en réparation.

### **6.2.2 Capacité de l'aramide et de la cellulose à protéger le cuivre contre le soufre corrosif**

Selon K.J. Rapp et al [85], les huiles esters synthétiques et naturels sont non corrosives , mais nos résultats indiquent qu'en présence du papier cellulose l'huile ester naturel est corrosive, et le papier aramide favorise la formation du soufre corrosif dans l'huile silicone. Nous proposons que des expériences futures soient menées en vue de confirmer ces résultats très originaux.

Les premiers produits d'oxydation tels que les peroxydes, contribuent au déplacement du cuivre dans l'huile minérale en vue de la formation du soufre corrosif [5]. Nous proposons dans des futures expériences, de faire la mesure du IRTF (spectroscopie infrarouge à transformée de Fourier) de l'huile vieillie. Ceci dans le but d'établir une corrélation avec les quantités de soufre dans l'huile et dans l'échantillon de cuivre.

Dans le but d'étudier l'action de l'azote sur la formation du soufre corrosif, nous proposons des expériences futures avec de l'azote et un mélange azote-oxygène dans les différents flacons.

Afin de neutraliser les composés soufrés dans les huiles minérales, des huiles de type iso-paraffinique «sans soufre corrosif» hautement raffinées ont été développées. Un exemple est le luminol TRI de petro-canada [86], nous proposons que des expériences soient menées avec cette huile.

## BIBLIOGRAPHIE

- [1] D. Woodcock. (decembre 2004, 03 octobre 2012). *Developing a Risk-Based Reinvestment Strategy*, Available: [http://www.energypulse.net/centers/article/article\\_display.cfm?a\\_id=638](http://www.energypulse.net/centers/article/article_display.cfm?a_id=638),
- [2] W. H. Bartley. (2003, 05 octobre 2012). *Analysis of Transformer Failures*, . Available: <http://www.bplglobal.net/eng/knowledge-center/download.aspx?id=191>
- [3] M. Fox and T. M. Golner, "New high temperature insulation for oil-filled transformers," in *Electrical Insulation, 1994., Conference Record of the 1994 IEEE International Symposium on*, 1994, pp. 567-569.
- [4] E. YULIASTUTI. (2010). *analysis of dielectric properties comparison between mineral oil and synthetic ester oil*. Available: [http://repository.tudelft.nl/assets/uuid:868501da-8cae-473c-9753-b2f72de56eff/MSc\\_thesis\\_yuliasuti.pdf](http://repository.tudelft.nl/assets/uuid:868501da-8cae-473c-9753-b2f72de56eff/MSc_thesis_yuliasuti.pdf)
- [5] J. S. N'CHO, "Développement de nouvelles méthodes de diagnostic et de régénération des huiles pour transformateurs de puissance," Ecole Centrale de Lyon, 2011.
- [6] I. Fofana, H. Borsi, and E. Gockenbach, "Results on aging of cellulose paper under selective conditions," in *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2001 Annual Report. Conference on*, 2001, pp. 205-208.
- [7] L. R. Lewand, J. Baldauf, T. L. Machado, and T. Lundquist, "The evolving problem of corrosive sulfur in transformer oil " *IEEE/PES Transformers committee, Memphis Tennessee*, , 2005.
- [8] EPRI, " Electric Power Research Institute : Dealing with corrosive sulfur in insulating oils," May-2006.
- [9] J. Hajek, M. Dahlund, L. Pettersson, and G. Bennstam, "ABB identifie le tueur de transformateurs," [http://www02.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/4251cd0257541318c12576070047ab67/\\$file/25\\_27\\_me\\_abb\\_transfo.pdf](http://www02.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/4251cd0257541318c12576070047ab67/$file/25_27_me_abb_transfo.pdf), Revue ABB 3/2004.
- [10] I. Fofana, H. Borsi, E. Gockenbach, and M. Farzaneh, "Results on Ageing of Aramid Paper Under Selective Conditions," *13th International Symposium on High Voltage Engineering, Netherlands*, , pp. 387–390., 2003.
- [11] I. Fofana, H. Borsi, E. Gockenbach, and M. Farzaneh, "Aging of transformer insulating materials under selective conditions," *European Transactions on Electrical Power*, vol. 17, pp. 450-470, 2007.
- [12] T. Westman, P. Lorin, and P. Ammann. (2010). *La cinquantaine en grande forme*. Available: [http://www05.abb.com/global/scot/scot252.nsf/veritydisplay/9f2547594ab8185bc12577bb003697fa/\\$file/abb\\_review\\_fit\\_at\\_50\\_french.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot252.nsf/veritydisplay/9f2547594ab8185bc12577bb003697fa/$file/abb_review_fit_at_50_french.pdf)
- [13] IEEE Std C57.104-2008, "Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers," ed, 2009, pp. C1-27.
- [14] IEC 60599, "Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis," 2.1 ed. Geneva , Switzerland, 2007-05.
- [15] Annual Book of ASTM standards, "Section ten-Electrical insulation and Electronics," vol. 10.03, ed, 2008.
- [16] IEC 62535 ed1.0 "Insulating liquids-Test method for detection of potentially corrosive sulphur in used and unused insulating oil," 2008.

- [17] ASTM D130-04, "Standard test method for corrosiveness to copper from petroleum products by copper strip test," ed, 2005.
- [18] IEC 60076-1, "Transformateurs de puissance Partie 1: Généralités," ed, 2011-04.
- [19] IEC, "IEC 60076-7 First edition 2005-12 Power transformers Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers," ed, 2005.
- [20] Wikipedia. (9 Mai 2013). *Transformateur de puissance*. Available: [http://fr.wikipedia.org/wiki/Transformateur\\_de\\_puissance](http://fr.wikipedia.org/wiki/Transformateur_de_puissance)
- [21] R. Fournie, *Les isolants en électrotechnique : essais, mécanismes de dégradation, applications industrielles*. Paris: Eyrolles, 1990.
- [22] R. PINZELLI, *Fibres aramides pour matériaux composites* vol. A3985: Techniques Ingénieur, 1995.
- [23] Wikipedia. (15-03-13). *Les polyamides aromatiques, ou aramides*. Available: <http://fr.wikipedia.org/wiki/Aramide>
- [24] W. University, Eau, Claire. (30 April 2001). *Aramid Fibers*. Available: [http://www.chem.uwec.edu/Chem405\\_s01/malenirf/project.html](http://www.chem.uwec.edu/Chem405_s01/malenirf/project.html)
- [25] J. Sabau, "Determination of solid suspensions in electrical insulating oils by turbidimetry," in *SAIT/CEA Technology Symposium, Calgary (Alberta)*, 1998, pp. 11-12.
- [26] H. Boris, E. Gockenbach, and B. Dolata, "Ester fluids as alternative for mineral based transformer oil," in *Dielectric Liquids, 2008. ICDL 2008. IEEE International Conference on, 2008*, pp. 1-4.
- [27] C. Perrier, "Etude des huiles et des melanges à base d'huile minerale pour les transformateurs de puissance,," Ecole Centrale de Lyon, 2005.
- [28] F. M. Clark, *Insulating materials for design and engineering practice*: John & Sons, 1962.
- [29] A. Darwin, C. Perrier, and P. Folliot, "The use of natural ester fluids in transformers," *Proceedings of MATPOST conference, Lyon (France), Paper 0036, November 15-16, 2007*.
- [30] C. i. d. g. r. é. C. d. é. A2, *Experiences in Service with New Insulating Liquids*: CIGRÉ, 2010.
- [31] A. Betié, "Contribution a l'amélioration de l'interprétation des techniques de diagnostic des transformateurs de puissance par spectroscopie diélectrique," *Maîtrise en Ingénierie, Université du Québec à Chicoutimi*, 2012.
- [32] IEEE Std C57.154-2012, "Standard for the Design, Testing, and Application of Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulation Transformers Using High Temperature Insulation Systems and Operating at Elevated Temperatures," ed. 3 Park Avenue New York, NY 10016-5997 USA, 30 October 2012.
- [33] IEC 60076-14, "Power transformers—Part 14: Design and application of liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials", ed, 2004-11, p. 84.
- [34] Dupont. *Retrofit with DuPont™ NOMEX® boosts transformer flexibility and reliability, lowers maintenance costs*, Available: [http://www2.dupont.com/Energy\\_Solutions/en\\_US/assets/downloads/new\\_09/ABB\\_Application\\_Profile\\_Halle\\_L\\_12941.pdf](http://www2.dupont.com/Energy_Solutions/en_US/assets/downloads/new_09/ABB_Application_Profile_Halle_L_12941.pdf), septembre 2003, consulté le 15 Mars 2013
- [35] R. P. MAREK, K. ZICHANOWICZ, S. THERRY, J. C. MENDES, A. MCNEILL, K. HERDLEVAR, *et al.*, "Power transformer refurbishment: The benefits of hybrid insulation," presented at the CIGRE, 21, rue d'Artois, F-75008 Paris, 2004.
- [36] K. Leuridan, R. P. Marek, J. Declercq, and J. C. Duarte, "Compact power transformers for substation in urban areas using hybrid insulation system," in *CIGRE 21, rue d'Artois, F-75008 PARIS*, 2008.

- [37] V. Prabhaskar and D. J. Badkas, "Mechanism of Oxidation of Transformers Oils," *J. Inst. of Petr. (GB)*, 47, N°450, p. 210, June 1961.
- [38] G. Breen, "Essential requirements to maintain transformers in service," presented at the on the behalf of Study Committee 12, CIGRE session, Aug. 30–Sept 5, 1992
- [39] N. S. Mtetwa. (29 septembre 2013). *Accuracy of furan analysis in estimating the degree of polymerization in power transformers*. Available: <http://wiredspace.wits.ac.za/bitstream/handle/10539/10427/Final%20Report%20S%20Mtetwa.pdf?sequence=1>
- [40] I. Fofana, *Notes de Cours Ingénierie de la haute tension*. Chicoutimi: UQAC (Université du Québec à Chicoutimi), 2012.
- [41] L. R. Lewand, J. Baldauf, T. L. Machado, and T. Lundquist, "The evolving problem of corrosive sulfur in transformer oil," presented at the IEEE/PES Transformers committee, Memphis Tennessee, 2005.
- [42] T. A. Prevost, "Review of Test Methods to detect corrosive sulfur in insulating oil," presented at the Weidmann-ACTI Inc. sixth Annual Technical Conference, St Petersburg, 2007.
- [43] R. Maina, V. Tumiatti, M. Pompili, and R. Bartnikas, "Corrosive sulfur effects in transformer oils and remedial procedures," *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. 16, pp. 1655-1663, 2009.
- [44] P. J. Griffin, L. R. Lewand, and A. Wilson, "Corrosive sulphur as a cause for transformer failures," presented at the 10th International Electrical Insulation Conference,, Birmingham UK, 2006.
- [45] I. Fofana, Y. Zié, and M. Farzaneh, "Dielectric Response methods for diagnostics of power equipment," in *In Recent Advances in Dielectric Materials*, A. Huang, Ed., ed: Nova Science Publishers, Inc.
- [46] J. S. N'Cho, I. Fofana, A. Beroual, T. Aka-Ngnui, and J. Sabau, "Aged oils reclamation: Facts and arguments based on laboratory studies," *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. 19, pp. 1583-1592, 2012.
- [47] 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, January 2011
- [48] I. Fofana and J. Sabau, "Application of petroleum-based oil in power transformer," in *Natural Gas Research Progress IB*, Nathan David and Theo Michel, ed: Nova Science Publishers, Inc., 2008.
- [49] K. Dumke, H. Borsi, and E. Gockenbach, "Fundamental investigations on the influence of temperature and water content on the electrical behavior of fluid impregnated insulating papers," in *Electrical Insulation, 1996., Conference Record of the 1996 IEEE International Symposium on*, 1996, pp. 542-545 vol.2.
- [50] T. M. Golner, "Development of new insulation system for use in oil-filled transformers," in *Electrical Electronics Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference, 1993. Proceedings., Chicago '93 EEIC/ICWA Exposition, 1993*, pp. 529-532.



- [51] A. Bhatia, "Aramid papers with improved dimensional stability," in *Electrical Electronics Insulation Conference, 1995, and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference. Proceedings, 1995*, pp. 409-410.
- [52] S. Ul-Haq, "Influence of moisture on dielectric strength in polyamide (aramid) paper," in *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2003. Annual Report. Conference on, 2003*, pp. 325-328.
- [53] K. Endoo, Y. Uwano, K. Hiraishi, T. Oonuma, and R. Uemura, "Improvement of dielectric strength on transformer winding using new aramid paper," *Electrical Engineering in Japan*, vol. 115, pp. 41-51, October 1995.
- [54] S. A. Filliben, "New test method to evaluate the thermal aging of aramid materials," in *Electrical Insulation Conference (EIC), 2011, 2011*, pp. 449-453.
- [55] T. A. Prevost, H. P. Gasser, R. Wicks, B. Glenn, and R. Marek, "Estimation of Insulation Life Based on a Dual Temperature Aging Model," presented at the Weidmann-ACTI Inc. Fifth Annual Technical Conference, Albuquerque, NM, Nov. 13-15, 2006
- [56] H. P. Moser, V. Dahinden, E. Schneider, H. Brechna, F. Züger, P. Brupbacher, *et al.*, "New results on aging of aramid and cellulose pressboard under selective conditions," presented at the CIGRE Symposium, Vienna, Austria, 1987.
- [57] T. Prevost and M. Franchek, "Conductor insulation tests in oil: aramid vs. kraft," *Electrical Insulation Magazine, IEEE*, vol. 5, pp. 10-14, 1989.
- [58] S. Il-Keun, L. Byung-Sung, J. Jong-Wook, and K. Sang-Joon, "Thermal analysis of varnish treated insulating papers for transformers," in *Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Technology Conference, 2003. Proceedings, 2003*, pp. 583-586.
- [59] S. Yasufuku and M. Todoki, "Dielectric and thermoanalytic behavior of moisture and water in aromatic polyamide paper," *Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. 28, pp. 309-314, 1993.
- [60] I. Fofana, V. Wasserberg, H. Borsi, and E. Gockenbach, "Challenge of mixed insulating liquids for use in high-voltage transformers, Part 2: Investigations of mixed liquid impregnated paper insulation," *Electrical Insulation Magazine, IEEE*, vol. 18, pp. 5-16, 2002.
- [61] J. Duart and L. C. Bates, "Aging of high temperature insulation systems with alternative fluids," in *Electrical Insulation (ISEI), Conference Record of the 2010 IEEE International Symposium on, 2010*, pp. 1-5.
- [62] M. Jovalekic, D. Kolb, S. Tenbohlen, L. Bates, and R. Szewczyk, "A methodology for determining water saturation limits and moisture equilibrium diagrams of alternative insulation systems," in *Dielectric Liquids (ICDL), 2011 IEEE International Conference on, 2011*, pp. 1-5.
- [63] J. L. Goudie, "Silicone materials in new high temperature liquid transformer designs," in *Electrical Insulation Conference, 1997, and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference. Proceedings, 1997*, pp. 455-458.
- [64] C. Perrier, A. Beroual, and J.-L. L. Bessède, "Improvement of power transformers by using mixtures of mineral oil with synthetic esters," *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. 13, pp. 556-564, 2006.

- [65] A. Nakajima, H. Miyahara, J. Wada, and S. Yanabu, "Streaming Electrification Characteristics on Insulator in Silicone Oil," in *Properties and applications of Dielectric Materials, 2006. 8th International Conference on*, 2006, pp. 657-660.
- [66] B. Guilbert and J. F. Faltermeier, "A new medium/low voltage transformer for use in rural public distribution networks," *Power Engineering Journal*, vol. 8, pp. 137-142, 1994.
- [67] K. Lee, J. C. Duart, R. Cheng, and P. Shieh, "Advanced materials application in fluid-filled transformer," in *Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 2009*, 2009, pp. 1-4.
- [68] Dupont. (octobre 2004, 14 Mars 2013). *TGV transformers with NOMEX® log over nine million km without failure in electrical insulating materials*. Available: [http://www2.dupont.com/Energy\\_Solutions/en\\_US/assets/downloads/TGV\\_Application\\_Profile\\_L\\_13167.pdf](http://www2.dupont.com/Energy_Solutions/en_US/assets/downloads/TGV_Application_Profile_L_13167.pdf)
- [69] I. K. Song and B. S. Lee, "Hybrid Insulation Enables Better Transformer Design," *Transmission & Distribution World*; 57,3; ProQuest Electric Power Research Institute Korea, pp. 71-77, March 2005.
- [70] C. G. Holdings., "Optimiser la conception des transformateurs à isolation hybride pour les sous-stations mobiles," [http://www.cgglobal.com/eu/files/brochures/Mobile%20substations\\_Frans.pdf](http://www.cgglobal.com/eu/files/brochures/Mobile%20substations_Frans.pdf).
- [71] ABB. (2011, Janvier 2013). *Modernisation avec NOMEX® Disponibilité accrue pour vos transformateurs*. Available: [http://www05.abb.com/global/scot/scot252.nsf/veritydisplay/a03ac697a26ffa16c125792d004bd2ca/\\$file/Modernisation%20avec%20NOMEX.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot252.nsf/veritydisplay/a03ac697a26ffa16c125792d004bd2ca/$file/Modernisation%20avec%20NOMEX.pdf)
- [72] T. Lim and J. Duart, "Retrofit with hybrid insulation system of a failed power transformer," in *Condition Monitoring and Diagnosis, 2008. CMD 2008. International Conference on*, 2008, pp. 255-258.
- [73] W. J. McNutt, R. L. Provost, and R. J. Whearty, "Thermal life evaluation of high temperature insulation systems and hybrid insulation systems in mineral oil," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 11, pp. 1391-1399, 1996.
- [74] H. P. Moser, V. Dahinden, E. Schneider, H. Brechna, F. Züger, P. Brupbacher, et al., "New Results on Aging of Aramid and Cellulose Pressboard Under Selective Conditions," in *CIGRE Symposium Vienna, Austria*, 1987, pp. 500-505.
- [75] IEEE Std 1276, "Guide for the Application of High-Temperature Insulation Materials in Liquid-Immersed Power Transformers," 1997.
- [76] ASTM-D4243-99(2009), "Standard Test Method for Measurement of Average Viscometric Degree of Polymerization of New and Aged Electrical Papers and Boards," in *ASTM International*, ed. West Conshohocken, PA, 2009, DOI: 10.1520/D4243-99R09, [www.astm.org](http://www.astm.org).
- [77] I. A. R. GRAY. (Mars 2013). *A Guide to transformers oils analysis* Available: [http://www.satcs.co.za/Transformer\\_Oil\\_Analysis.pdf](http://www.satcs.co.za/Transformer_Oil_Analysis.pdf)
- [78] HACH, "Turbidimètre de laboratoire Modèle 2100AN, Mode d'emploi pour utilisation avec le logiciel."
- [79] Standard Methods, "Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater," in *nineteenth edition*, ed: America Public Health Association, AWWA, Water Environment Federation., 1995.

- [80] F. Rouessac, A. Rouessac, D. Cruché, C. Duverger-Arfulso, and A. Martel, "Analyse chimique méthodes et techniques instrumentales," 7e édition ed: Sciences SUP, Dunod, 2009.
- [81] Yamato. *Instruction manual for mechanical convection ovens*. Available: <http://www.nist.gov/ncnr/upload/Yamato-dkn400600810900.pdf>
- [82] S. D. Mayers. (June 2008, Avril 2013). *Presentation to Western Mining Electric Association*. Available: <http://fr.slideshare.net/JoeloRoss/transformer-oil-testing-sd-myers>
- [83] Y. Hadjadj, F. Meghnefi, I. Fofana, and H. Ezzaidi, "On the Feasibility of Using Poles Computed from Frequency Domain Spectroscopy to Assess Oil Impregnated Paper Insulation Conditions," *Energies*, vol. 6, pp. 2204-2220, 2013.
- [84] M. K. Pradhan and T. Ramu, "On the estimation of elapsed life of oil-immersed power transformers," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 20, pp. 1962-1969, 2005.
- [85] K. J. Rapp, A. W. Lemm, L. A. Orozco, and C. P. McShane, "Corrosive sulfur phenomena mitigation by using natural ester dielectric fluids - field experience in Latin America," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES, 2008*, pp. 1-6.
- [86] S. Krawiec and P. Eng, "Production of corrosive sulphur free transformer fluids," in *Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing Expo, 2007, 2007*, pp. 76-79.
- [1] E. YULIASTUTI. (2010). *analysis of dielectric properties comparison between mineral oil and synthetic ester oil*. Available: [http://repository.tudelft.nl/assets/uuid:868501da-8cae-473c-9753-b2f72de56eff/MSc\\_thesis\\_yuliasuti.pdf](http://repository.tudelft.nl/assets/uuid:868501da-8cae-473c-9753-b2f72de56eff/MSc_thesis_yuliasuti.pdf)
- [2] D. Woodcock. (decembre 2004, 03 octobre 2012). *Developing a Risk-Based Reinvestment Strategy*, Available: [http://www.energypulse.net/centers/article/article\\_display.cfm?a\\_id=638](http://www.energypulse.net/centers/article/article_display.cfm?a_id=638),
- [3] W. H. Bartley. (2003, 05 octobre 2012). *Analysis of Transformer Failures*, . Available: <http://www.bplglobal.net/eng/knowledge-center/download.aspx?id=191>
- [4] M. Fox and T. M. Golner, "New high temperature insulation for oil-filled transformers," in *Electrical Insulation, 1994., Conference Record of the 1994 IEEE International Symposium on, 1994*, pp. 567-569.
- [5] J. S. N'CHO, "Développement de nouvelles méthodes de diagnostic et de régénération des huiles pour transformateurs de puissance," Ecole Centrale de Lyon, 2011.
- [6] I. Fofana, H. Borsi, and E. Gockenbach, "Results on aging of cellulose paper under selective conditions," in *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2001 Annual Report. Conference on, 2001*, pp. 205-208.
- [7] L. R. Lewand, J. Baldauf, T. L. Machado, and T. Lundquist, "The evolving problem of corrosive sulfur in transformer oil " *IEEE/PES Transformers committee, Memphis Tennessee, , 2005*.
- [8] EPRI, "Electric Power Research Institute : Dealing with corrosive sulfur in insulating oils," May-2006.
- [9] J. Hajek, M. Dahlund, L. Pettersson, and G. Bennstam, "ABB identifie le tueur de transformateurs," [http://www02.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/4251cd0257541318c12576070047ab67/\\$file/25\\_27\\_me\\_abb\\_transfo.pdf](http://www02.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/4251cd0257541318c12576070047ab67/$file/25_27_me_abb_transfo.pdf), Revue ABB 3/2004.
- [10] I. Fofana, H. Borsi, E. Gockenbach, and M. Farzaneh, "Results on Ageing of Aramid Paper Under Selective Conditions," *13th International Symposium on High Voltage Engineering, Netherlands, , pp. 387-390, 2003*.

- [11] I. Fofana, H. Borsi, E. Gockenbach, and M. Farzaneh, "Aging of transformer insulating materials under selective conditions," *European Transactions on Electrical Power*, vol. 17, pp. 450-470, 2007.
- [12] T. Westman, P. Lorin, and P. Ammann. (2010). *La cinquantaine en grande forme*. Available: [http://www05.abb.com/global/scot/scot252.nsf/veritydisplay/9f2547594ab8185bc12577bb003697fa/\\$file/abb\\_review\\_fit\\_at\\_50\\_french.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot252.nsf/veritydisplay/9f2547594ab8185bc12577bb003697fa/$file/abb_review_fit_at_50_french.pdf)
- [13] IEEE Std C57.104-2008, "Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers," ed, 2009, pp. C1-27.
- [14] IEC 60599, "Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis," 2.1 ed. Geneva , Switzerland, 2007-05.
- [15] Annual Book of ASTM standards, "Section ten-Electrical insulation and Electronics," vol. 10.03, ed, 2008.
- [16] IEC 62535 ed1.0 "Insulating liquids-Test method for detection of potentially corrosive sulphur in used and unused insulating oil," 2008.
- [17] ASTM D130-04, "Standard test method for corrosiveness to copper from petroleum products by copper strip test," ed, 2005.
- [18] IEC 60076-1, "Transformateurs de puissance Partie 1: Généralités," ed, 2011-04.
- [19] IEC, "IEC 60076-7 First edition 2005-12 Power transformers Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers," ed, 2005.
- [20] Wikipedia. (9 Mai 2013). *Transformateur de puissance*. Available: [http://fr.wikipedia.org/wiki/Transformateur\\_de\\_puissance](http://fr.wikipedia.org/wiki/Transformateur_de_puissance)
- [21] R. Fournie, *Les isolants en électrotechnique : essais, mécanismes de dégradation, applications industrielles*. Paris: Eyrolles, 1990.
- [22] R. PINZELLI, *Fibres aramides pour matériaux composites* vol. A3985: Techniques Ingénieur, 1995.
- [23] Wikipedia. (15-03-13). *Les polyamides aromatiques, ou aramides*. Available: <http://fr.wikipedia.org/wiki/Aramide>
- [24] W. University, Eau, Claire. (30 April 2001). *Aramid Fibers*. Available: [http://www.chem.uwec.edu/Chem405\\_s01/malenirf/project.html](http://www.chem.uwec.edu/Chem405_s01/malenirf/project.html)
- [25] J. Sabau, "Determination of solid suspensions in electrical insulating oils by turbidimetry," in *SAIT/CEA Technology Symposium, Calgary (Alberta)*, 1998, pp. 11-12.
- [26] H. Boris, E. Gockenbach, and B. Dolata, "Ester fluids as alternative for mineral based transformer oil," in *Dielectric Liquids, 2008. ICDL 2008. IEEE International Conference on*, 2008, pp. 1-4.
- [27] C. Perrier, "Etude des huiles et des melanges à base d'huile minerale pour les transformateurs de puissance,," Ecole Centrale de Lyon, 2005.
- [28] F. M. Clark, *Insulating materials for design and engineering practice*: John & Sons, 1962.
- [29] A. Darwin, C. Perrier, and P. Folliot, "The use of natural ester fluids in transformers," *Proceedings of MATPOST conference, Lyon (France), Paper 0036, November 15-16, 2007*.
- [30] C. i. d. g. r. é. C. d. é. A2, *Experiences in Service with New Insulating Liquids*: CIGRÉ, 2010.
- [31] A. Betié, "Contribution a l'amélioration de l'interprétation des techniques de diagnostic des transformateurs de puissance par spectroscopie diélectrique," *Maîtrise en Ingénierie, Université du Québec à Chicoutimi*, 2012.
- [32] IEEE Std C57.154-2012, " Standard for the Design, Testing, and Application of Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers Using High

- Temperature Insulation Systems and Operating at Elevated Temperatures," ed. 3 Park Avenue New York, NY 10016-5997 USA, 30 October 2012.
- [33] IEC 60076-14, "Power transformers—Part 14: Design and application of liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials ", ed, 2004-11, p. 84.
- [34] Dupont. *Retrofit with DuPont™ NOMEX® boosts transformer flexibility and reliability, lowers maintenance costs*, Available: [http://www2.dupont.com/Energy\\_Solutions/en\\_US/assets/downloads/new\\_09/ABB\\_Application\\_Profile\\_Halle\\_L\\_12941.pdf](http://www2.dupont.com/Energy_Solutions/en_US/assets/downloads/new_09/ABB_Application_Profile_Halle_L_12941.pdf), septembre 2003, consulté le 15 Mars 2013
- [35] R. P. MAREK, K. ZICHANOWICZ, S. THERRY, J. C. MENDES, A. MCNEILL, K. HERDLEVAR, *et al.*, "Power transformer refurbishment: The benefits of hybrid insulation," presented at the CIGRE, 21, rue d'Artois, F-75008 Paris, 2004.
- [36] K. Leuridan, R. P. Marek, J. Declercq, and J. C. Duart, "Compact power transformers for substation in urban areas using hybrid insulation system," in CIGRE 21, rue d'Artois, F-75008 PARIS, 2008.
- [37] V. Prabhashankar and D. J. Badkas, "Mechanism of Oxidation of Transformers Oils," *J. Inst. of Petr. (GB)*, 47, N°450, p. 210, June 1961.
- [38] N. S. Mtetwa. (29 septembre 2013). *Accuracy of furan analysis in estimating the degree of polymerization in power transformers*. Available: <http://wiredspace.wits.ac.za/bitstream/handle/10539/10427/Final%20Report%20S%20Mtetwa.pdf?sequence=1>
- [39] G. Breen, "Essential requirements to maintain transformers in service," presented at the on the behalf of Study Committee 12, CIGRE session, Aug. 30–Sept 5, 1992
- [40] I. A. R. GRAY. (Mars 2013). *A Guide to transformers oils analysis* Available: [http://www.satcs.co.za/Transformer\\_Oil\\_Analysis.pdf](http://www.satcs.co.za/Transformer_Oil_Analysis.pdf)
- [41] L. R. Lewand, J. Baldauf, T. L. Machado, and T. Lundquist, "The evolving problem of corrosive sulfur in transformer oil," presented at the IEEE/PES Transformers committee, Memphis Tennessee, 2005.
- [42] T. A. Prevost, "Review of Test Methods to detect corrosive sulfur in insulating oil," presented at the Weidmann-ACTI Inc. sixth Annual Technical Conference, St Petersburg, 2007.
- [43] R. Maina, V. Tumiatti, M. Pompili, and R. Bartnikas, "Corrosive sulfur effects in transformer oils and remedial procedures," *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. 16, pp. 1655-1663, 2009.
- [44] P. J. Griffin, L. R. Lewand, and A. Wilson, "Corrosive sulphur as a cause for transformer failures," presented at the 10th International Electrical Insulation Conference, Birmingham UK, 2006.
- [45] I. Fofana, Y. Zié, and M. Farzaneh, "Dielectric Response methods for diagnostics of power equipment," in *In Recent Advances in Dielectric Materials*, A. Huang, Ed., ed: Nova Science Publishers, Inc.
- [46] J. S. N'Cho, I. Fofana, A. Beroual, T. Aka-Ngnui, and J. Sabau, "Aged oils reclamation: Facts and arguments based on laboratory studies," *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. 19, pp. 1583-1592, 2012.

- [47] 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, January 2011
- [48] I. Fofana, *Notes de Cours Ingénierie de la haute tension*. Chicoutimi: UQAC(Université du Québec à Chicoutimi), 2012.
- [49] I. Fofana and J. Sabau, "Application of petroleum-based oil in power transformer," in *Natural Gas Research Progress IB*, Nathan David and Theo Michel, ed: Nova Science Publishers, Inc., 2008.
- [50] K. Dumke, H. Borsi, and E. Gockenbach, "Fundamental investigations on the influence of temperature and water content on the electrical behavior of fluid impregnated insulating papers," in *Electrical Insulation, 1996., Conference Record of the 1996 IEEE International Symposium on*, 1996, pp. 542-545 vol.2.
- [51] T. M. Golner, "Development of new insulation system for use in oil-filled transformers," in *Electrical Electronics Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference, 1993. Proceedings., Chicago '93 EEIC/ICWA Exposition, 1993*, pp. 529-532.
- [52] A. Bhatia, "Aramid papers with improved dimensional stability," in *Electrical Electronics Insulation Conference, 1995, and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference. Proceedings, 1995*, pp. 409-410.
- [53] S. Ul-Haq, "Influence of moisture on dielectric strength in polyamide (aramid) paper," in *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2003. Annual Report. Conference on*, 2003, pp. 325-328.
- [54] K. Endoo, Y. Uwano, K. Hiraishi, T. Oonuma, and R. Uemura, "Improvement of dielectric strength on transformer winding using new aramid paper," *Electrical Engineering in Japan*, vol. 115, pp. 41–51, October 1995.
- [55] S. A. Filliben, "New test method to evaluate the thermal aging of aramid materials," in *Electrical Insulation Conference (EIC), 2011*, 2011, pp. 449-453.
- [56] T. A. Prevost, H. P. Gasser, R. Wicks, B. Glenn, and R. Marek, "Estimation of Insulation Life Based on a Dual Temperature Aging Model," presented at the Weidmann-ACTI Inc. Fifth Annual Technical Conference, Albuquerque, NM, Nov. 13-15, 2006
- [57] H. P. Moser, V. Dahinden, E. Schneider, H. Brechna, F. Züger, P. Brupbacher, *et al.*, "New results on aging of aramid and cellulose pressboard under selective conditions," presented at the CIGRE Symposium, Vienna, Austria, 1987.
- [58] T. Prevost and M. Franchek, "Conductor insulation tests in oil: aramid vs. kraft," *Electrical Insulation Magazine, IEEE*, vol. 5, pp. 10-14, 1989.
- [59] S. Il-Keun, L. Byung-Sung, J. Jong-Wook, and K. Sang-Joon, "Thermal analysis of varnish treated insulating papers for transformers," in *Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Technology Conference, 2003. Proceedings, 2003*, pp. 583-586.
- [60] S. Yasufuku and M. Todoki, "Dielectric and thermoanalytic behavior of moisture and water in aromatic polyamide paper," *Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. 28, pp. 309-314, 1993.

- [61] I. Fofana, V. Wasserberg, H. Borsi, and E. Gockenbach, "Challenge of mixed insulating liquids for use in high-voltage transformers, Part 2: Investigations of mixed liquid impregnated paper insulation," *Electrical Insulation Magazine, IEEE*, vol. 18, pp. 5-16, 2002.
- [62] J. Duart and L. C. Bates, "Aging of high temperature insulation systems with alternative fluids," in *Electrical Insulation (ISEI), Conference Record of the 2010 IEEE International Symposium on*, 2010, pp. 1-5.
- [63] M. Jovalekic, D. Kolb, S. Tenbohlen, L. Bates, and R. Szewczyk, "A methodology for determining water saturation limits and moisture equilibrium diagrams of alternative insulation systems," in *Dielectric Liquids (ICDL), 2011 IEEE International Conference on*, 2011, pp. 1-5.
- [64] J. L. Goudie, "Silicone materials in new high temperature liquid transformer designs," in *Electrical Insulation Conference, 1997, and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference. Proceedings, 1997*, pp. 455-458.
- [65] C. Perrier, A. Beroual, and J.-L. L. Bessède, "Improvement of power transformers by using mixtures of mineral oil with synthetic esters," *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. 13, pp. 556-564, 2006.
- [66] A. Nakajima, H. Miyahara, J. Wada, and S. Yanabu, "Streaming Electrification Characteristics on Insulator in Silicone Oil," in *Properties and applications of Dielectric Materials, 2006. 8th International Conference on*, 2006, pp. 657-660.
- [67] B. Guilbert and J. F. Faltermeier, "A new medium/low voltage transformer for use in rural public distribution networks," *Power Engineering Journal*, vol. 8, pp. 137-142, 1994.
- [68] K. Lee, J. C. Duart, R. Cheng, and P. Shieh, "Advanced materials application in fluid-filled transformer," in *Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 2009*, 2009, pp. 1-4.
- [69] Dupont. (octobre 2004, 14 Mars 2013). *TGV transformers with NOMEX® log over nine million km without failure in electrical insulating materials*. Available: [http://www2.dupont.com/Energy\\_Solutions/en\\_US/assets/downloads/TGV\\_Application\\_Profile\\_L\\_13167.pdf](http://www2.dupont.com/Energy_Solutions/en_US/assets/downloads/TGV_Application_Profile_L_13167.pdf)
- [70] I. K. Song and B. S. Lee, "Hybrid Insulation Enables Better Transformer Design," *Transmission & Distribution World*; 57,3; ProQuest Electric Power Research Institute Korea, pp. 71-77, March 2005.
- [71] C. G. Holdings., "Optimiser la conception des transformateurs à isolation hybride pour les sous-stations mobiles," [http://www.cqglobal.com/eu/files/brochures/Mobile%20substations\\_Frans.pdf](http://www.cqglobal.com/eu/files/brochures/Mobile%20substations_Frans.pdf).
- [72] ABB. (2011, Janvier 2013). *Modernisation avec NOMEX® Disponibilité accrue pour vos transformateurs*. Available: [http://www05.abb.com/global/scot/scot252.nsf/veritydisplay/a03ac697a26ffa16c125792d004bd2ca/\\$file/Modernisation%20avec%20NOMEX.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot252.nsf/veritydisplay/a03ac697a26ffa16c125792d004bd2ca/$file/Modernisation%20avec%20NOMEX.pdf)
- [73] T. Lim and J. Duart, "Retrofit with hybrid insulation system of a failed power transformer," in *Condition Monitoring and Diagnosis, 2008. CMD 2008. International Conference on*, 2008, pp. 255-258.
- [74] W. J. McNutt, R. L. Provost, and R. J. Whearty, "Thermal life evaluation of high temperature insulation systems and hybrid insulation systems in mineral oil," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 11, pp. 1391-1399, 1996.

- [75] H. P. Moser, V. Dahinden, E. Schneider, H. Brechna, F. Züger, P. Brupbacher, *et al.*, "New Results on Aging of Aramid and Cellulose Pressboard Under Selective Conditions," in *CIGRE Symposium Vienna, Austria*, 1987, pp. 500–505.
- [76] IEEE Std 1276, "Guide for the Application of High-Temperature Insulation Materials in Liquid-Immersed Power Transformers," 1997.
- [77] ASTM-D4243-99(2009), "Standard Test Method for Measurement of Average Viscometric Degree of Polymerization of New and Aged Electrical Papers and Boards," in *ASTM International*, ed. West Conshohocken, PA, 2009, DOI: 10.1520/D4243-99R09, [www.astm.org](http://www.astm.org).
- [78] HACH, "Turbidimètre de laboratoire Modèle 2100AN, Mode d'emploi pour utilisation avec le logiciel."
- [79] Standard Methods, "Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater," in *nineteenth edition*, ed: America Public Health Association, AWWA, Water Environment Federation., 1995.
- [80] F. Rouessac, A. Rouessac, D. Cruché, C. Duverger-Arfulso, and A. Martel, "Analyse chimique méthodes et techniques instrumentales," 7e édition ed: Sciences SUP, Dunod, 2009.
- [81] Yamato. *Instruction manual for mechanical convection ovens*. Available: <http://www.nist.gov/ncnr/upload/Yamato-dkn400600810900.pdf>
- [82] S. D. Mayers. (june 2008, Avril 2013). *Presentation to Western Mining Electric Association*. Available: <http://fr.slideshare.net/JoeloRoss/transformer-oil-testing-sd-myers>
- [83] Y. Hadjadj, F. Meghnefi, I. Fofana, and H. Ezzaidi, "On the Feasibility of Using Poles Computed from Frequency Domain Spectroscopy to Assess Oil Impregnated Paper Insulation Conditions," *Energies*, vol. 6, pp. 2204-2220, 2013.
- [84] M. K. Pradhan and T. Ramu, "On the estimation of elapsed life of oil-immersed power transformers," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 20, pp. 1962-1969, 2005.
- [85] K. J. Rapp, A. W. Lemm, L. A. Orozco, and C. P. McShane, "Corrosive sulfur phenomena mitigation by using natural ester dielectric fluids - field experience in Latin America," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES, 2008*, pp. 1-6.
- [86] S. Krawiec and P. Eng, "Production of corrosive sulphur free transformer fluids," in *Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing Expo, 2007, 2007*, pp. 76-79.