

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université de Ghardaïa

N° d'ordre :
N° de série :

Faculté des Sciences et Technologies
Département d'automatique et électromécanique

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Domaine : *Sciences et Technologies*

Filière : *Electromécanique*

Spécialité : *Maintenance Industrielle*

Par :

Mr. BENACHAR Yacine.
Mr. ELGHOUMBI Abdelaziz.

Thème

**Étude de Corrélation des Caractéristiques de Vieillessement
des Isolants Liquides dans les Transformateurs**

Soutenu publiquement le 27/06/2019

Devant le jury :

BOUCHELGA fatima		Université de Ghardaïa	Présidente
BOUKHARI Hamed		Université de Ghardaïa	Examineur
MEDOUKALI Hemza	MAB	Université de Ghardaïa	Examineur
OULAD HADJ ALI Abdesalam	M	Université de Ghardaïa	Encadreur

Année universitaire 2018/2019

REMERCIEMENTS

Avant tout nous tenons à remercier DIEU qui nous a arrosé de la lumière de sa connaissance et nous a protégé de l'ignorance, de nous avoir donné le courage et la patience pour mener à bien ce modeste travail.

Nous exprimons nos profondes gratitudees à nos parents pour leurs encouragements, leur soutien inconditionnel, et pour les sacrifices qu'ils ont enduré.

*Nous tenons à remercier,
Notre encadreur Mr Oulad hadj Ali abdesalam qui nous ont permis de travailler dans les meilleures conditions, ainsi ce qui nous a beaucoup aidé dans notre mémoire de fin d'étude.*

A tous ceux qui nous ont ouvert leurs portes,

A tous ceux qui nous ont aidées de près ou de loin, même avec un petit sourire, pour réaliser ce travail, nous leur disons merci beaucoup.

Table des matières

I.1 Introduction	01
------------------	----

Chapitre I : Système d'isolation des transformateurs de puissance

I.1 Introduction	05
I.2 Définition et classification des transformateurs de puissance	05
I.3 Constitution générale des transformateurs de puissance	06
I.4 Système d'isolation des transformateurs	09
I.4.1 Isolation solide	09
I.4.1.1 Isolation solide conventionnelle	09
I.4.1.2 Isolation solide haute température	10
I.4.2 Isolation liquide	11
I.4.2.1 Isolation liquide conventionnelle: les huiles minérales	12
I.4.2.1.1 Huiles inhibées	13
I.4.2.1.2 Rôle des huiles minérales	13
I.4.2.2 Isolation liquide haute température Huiles synthétiques et végétales	14
I.4.3 Choix d'une huile pour une application spécifique	17
I.5 Différentes configurations du système d'isolation des transformateurs	17
I.5.1 Isolation conventionnelle	18
I.5.2 Isolation haute température homogène	18
I.5.3 Isolation hybride	18
I.5.4 Isolation semi-hybride	18
I.5.5 Isolation mixte ou mélangée	19
I.6 Conclusion	20

Chapitre II : Dégradation des propriétés des huiles isolantes de transformateurs

II.1 Introduction	22
II.2 Vieillissement et dégradation des isolants	22
II.3 Vieillissement des isolants liquides	22
II.3.1 Vieillissement thermique des isolants liquides	28

II.3.2 Vieillissement électrique des isolants liquides	29
II.3.2.1 Vieillissement électrique par claquage	29
II.3.2.2 Vieillissement électrique sous champ	30
II.4 Vieillissement de l'isolation solide (papier)	31
II.5 Vieillissement du complexe huile/papier	32
II.5.1 Vieillissement thermique du papier imprégné	33
II.5.2 Vieillissement électrique du papier imprégné	33
II.5.2.1 Vieillissement sous l'effet de champ électrique	33
II.5.2.2 Vieillissement par décharge partielle	34
II.5.2.3 Vieillissement par claquage	34
II.6 Récapitulatif du vieillissement de l'huile et du papier	34
II.7 Vieillissement des accessoires	35
II.8 Évaluation de l'état du transformateur	36
II.9 Conclusion	39

Chapitre III : Méthodes de surveillance et de diagnostic des huiles isolantes

III.1 Introduction	41
III.2 Méthodes de surveillance et diagnostic d'une isolation de transformateur	41
III.3 Méthodes de diagnostic non traditionnelles	41
III.3.1 Essai en service des décharges partielles (DP)	41
III.3.2 Mesure de la tension de rétablissement	41
III.3.3 Logiciels et systèmes intelligents et experts pour le diagnostic	42
III.4 Méthodes de diagnostic traditionnelles (Analyse d'huile)	43
III.4.1 Tests Physico-chimiques	45
III.4.2 Analyse des gaz dissous	51
III.4.3 Analyse des dérivés furaniques et dégradation du papier	52
III.5 Conclusion	53

Chapitre IV : Etude de corrélation entre les différentes méthodes de diagnostic

IV.1 Introduction	55
IV.2 Analyse de corrélation	55
IV.2.1 Effet de l'âge du transformateur sur la corrélation	57
IV.2.2 Effet de condition de service sur la corrélation	61
IV.3 Détection de la dégradation de cellulose	66
IV.4 Conclusion	67
Bibliographie	69
Résumé	73

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I

Figure I.1 : Principaux organes d'un transformateur de puissance	08
Figure I.2 : Motif élémentaire d'une cellulose	09
Figure I.3 : Structure chimique élémentaire de l'aramide	11
Figure I.4 : Processus de raffinage pour les huiles brutes	12
Figure I.5 : Principaux constituants de l'huile minérale issue du pétrole brut	13
Figure I.6 : Structure chimique d'un ester synthétique	15
Figure I.7 : Structure chimique générale des huiles silicones	16
Figure I.8 : Structure chimique d'un ester naturel (huile végétale), aussi appelé Triester (triglycéride)	16
Figure I.9 : Section transversale d'un système d'isolation conventionnelle	18
Figure I.10 : Isolation semi-hybride	19
Figure I.11 : Isolation mixte ou mélangée	19

CHAPITRE II

Figure II.1 : Variation de la viscosité cinématique en fonction du temps et des températures de vieillissement	23
Figure II.2 : Variation de la densité en fonction du temps des températures de vieillissement	23
Figure II.3 : Variation de la conductivité de l'huile en fonction de la température en présence d'oxygène	25
Figure II.4 : Influence de l'humidité relative sur la rigidité de l'huile minérale	26
Figure II.5 : Acidité des huiles en fonction du temps de vieillissement	27
Figure II.6 : Changement de couleur des liquides isolants durant le vieillissement	28
Figure II.7 : Variation du facteur de dissipation en fonction du nombre de claquages pour différentes températures de mesure	30
Figure II.8 : Courbes de Fabre-Pichon sur la distribution d'humidité dans le complexe papier/huile sous différentes températures	33
Figure II.9 : Interaction entre les différentes contraintes et le système d'isolation du transformateur	35
Figure II.10 : Évaluation de l'état du transformateur	37

Figure II.11 : Évaluation des propriétés du papier	38
---	----

CHAPITRE III

Figure III.1 : Appareil de mesure de tension de rétablissement	42
Figure III.2 : Courbe typique de la RVM	42
Figure III.3 : Titreur Karl Fisher pour la mesure de la teneur en eau de liquide isolant	45
Figure III.4 : Evolution de la teneur en eau à saturation en fonction de la température pour une huile minérale neuve et vieillie	46
Figure III.5 : Mesure de l'acidité	47
Figure III.6 : Le viscosimètre	47
Figure III.7 : Schéma de la cellule de mesure de la tension de claquage	48
Figure III.8 : Dégradation de liquide isolant au cours de vieillissement thermique (changement de couleur), photographie de colorimètre pour la mesure de l'indice couleur	48
Figure III.9 : Dieltest DTL utilisé dans la mesure du facteur de dissipation diélectrique et la permittivité relative	49
Figure III.10 : Tensiomètre pour la mesure de la tension interfaciale	50
Figure III.11 : Structure chimique des dérivés furaniques	52
Figure III.12 : Chromatographe en phase liquide HPLC	53

CHAPITRE IV

Figure IV.1 : Courbes d'évolution de la tension de claquage en fonction de l'IFT pour différents périodes de prélèvement	58
Figure IV.2 : Courbes d'évolution de la teneur en eau en fonction de l'IFT pour différents périodes de prélèvement	58
Figure IV.3 : Courbes d'évolution de l'acidité en fonction de l'IFT pour différents périodes de prélèvement	59
Figure IV.4 : Courbes d'évolution du facteur de dissipation en fonction de l'IFT pour différents périodes de prélèvement	59
Figure IV.5 : Courbes d'évolution du l'indice couleur en fonction de l'IFT pour différents périodes de prélèvement	60
Figure IV.6 : Évolution de l'IFT en fonction de la durée de service	61

Figure IV.7 : Courbes d'évolution de la tension de claquage en fonction de l'IFT pour différents transformateurs	63
Figure IV.8 : Courbes d'évolution de la Teneur en Eau en fonction de l'IFT pour différents transformateurs	63
Figure IV.9 : Courbes d'évolution de l'Acidité en fonction de l'IFT pour différents transformateurs	64
Figure IV.10 : Courbes d'évolution du facteur de dissipation (Tang δ) en fonction de l'IFT pour différents transformateurs	64
Figure IV.11 : Courbes d'évolution de l'indice couleur en fonction de l'IFT pour différents transformateurs	65
Figure IV.12 : Courbes d'évolution de l'indice CO ₂ /CO en fonction de l'IFT pour différents périodes de prélèvement	66
Figure IV.13 : Courbes d'évolution de l'indice CO ₂ /CO en fonction de l'IFT pour différents transformateurs	66

LISTE DES TABLEAUX

CHAPITRE I

Tableau I.1: Principaux organes d'un transformateur de puissance	08
Tableau I.2: Différentes marques de papier aramide	11
Tableau I.3: Choix de l'isolant liquide pour différents types de transformateurs	17

CHAPITRE III

Tableau III.1 : Les méthodes d'essais sur les fluides diélectriques : En bleu les méthodes d'IEC les plus souvent utilisées; en rouge les méthodes ASTM couramment utilisées, tandis que les normes pas citées mais généralement utilisées sont en noir	44
Tableau III.2 : Normes utilisées par SONELGAZ pour l'analyse de la BORAK22	45
Tableau III.3 : Formation de gaz dans les défauts	51

CHAPITRE IV

Tableau IV.1 : Guide sur l'analyse des huiles des transformateurs de puissance	56
Tableau IV.2 : Plaque signalétiques de transformateur T1028	57
Tableau IV.3 : Base de données de transformateur T1028	57
Tableau IV.4 : Coefficients de corrélation entre les différentes méthodes de diagnostic	60
Tableau IV.5 : Base de données de d'un lot de transformateurs Sonelgaz Algerie	62
Tableau IV.6 : Coefficients de corrélation entre les différentes méthodes de diagnostic	65

Abréviation

DP : Degré de polymérisation.

Dp : Décharges partielles.

IFT : La tension interfaciale.

R²: Coefficient de corrélation.

AGD : L'Analyse des Gaz Dissous dans l'huile.

IA : Intelligence artificielle.

HT : Haut tension.

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Les transformateurs de puissance sont des équipements importants et coûteux dans les réseaux d'énergie électrique. En termes d'investissement, ces équipements représentent près de 60 % du prix d'un poste de transformation. La majorité de ces appareils sont exposés à diverses contraintes durant leur exploitation (électrique, thermique, mécanique, environnementales...), et leurs interactions mutuelles, fait apparaître un certain nombre de phénomènes qui provoquent une détérioration graduelle et le vieillissement des isolants. Cela a par conséquent le claquage électrique de ceux-ci.

Les défauts, commencent alors à persister dans le système et s'ils ne sont pas détectés, cela peut mener à des pannes catastrophiques et engendrer par conséquent, des réparations coûteuses, des temps d'arrêt longs et mettent le personnel et l'environnement en danger.

En prenant en considération cet état de fait et les contraintes économiques actuelles, les compagnies d'électricité sont par conséquent obligées de s'veiller à de la maintenance des transformateurs de puissance. Pour arriver à une telle gestion des appareils, les techniques de diagnostic deviennent de plus en plus importantes pour évaluer au mieux l'état des transformateurs.

L'analyse du complexe isolant, constitué d'huile et de papier cellulose, fournit des informations non seulement sur la qualité de ces dernières, mais permet également de détecter des signes avant-coureurs de défaillances. En contrôlant d'une façon précise l'état de ces isolations, on peut détecter à temps les défauts naissants et éviter les pannes potentielles.

Plusieurs outils et méthodes pour le diagnostic des transformateurs de puissance sont actuellement disponibles. Fondamentalement, ceux-ci peuvent être réparties en des méthodes de diagnostic traditionnelles qui ont été utilisées pendant plusieurs années, des méthodes nouvelles qui sont encore au stade de la recherche.

Dans les méthodes traditionnelles, notamment celles pratiquées dans les laboratoires de la Société Nationale d'Electricité et du Gaz (Sonelgz) nous constatons, l'Analyse des Gaz Dissous dans l'huile (AGD), le facteur de dissipation diélectrique, la teneur en eau, les dérivés furaniques, la tension interfaciale, l'acidité, la tension de claquage, la viscosité et l'indice de la couleur.

D'autre part, plusieurs recherches ont montré que l'analyse de corrélation entre les paramètres. Les méthodes de diagnostic peuvent à la fois construire un outil de mesure très fort, et réduire les frais et raccourcir le temps de l'analyse des isolants.

Dans ce travail, les résultats d'analyse obtenus dans de différents laboratoires d'analyse d'huile ont été utilisés dans l'étude de corrélation, en prenant la technique de la tension interfaciale IFT, comme technique de référence.

Ce travail comporte quatre chapitres.

- Le premier chapitre présente de manière générale les éléments constituant les transformateurs de puissance, les différentes isolations liquides et solides utilisées ainsi que les principales propriétés et les critères de choix des isolants.
- Le deuxième chapitre présente d'une façon générale, les causes de la dégradation des isolants du transformateur.
- Le troisième chapitre, traite les différentes méthodes du diagnostic, nous sommes concentrés sur les méthodes traditionnelles pratiquées par les laboratoires en Algérie, tout en exposant les dispositifs expérimentaux utilisés pour ces mesures.
- Dans le quatrième chapitre, une analyse de corrélation entre les tests physico-chimiques et la tension interfaciale est effectuée, en prenant l'IFT comme test de base. Nous avons utilisé deux bases de données de différents transformateurs, situés dans de régions différentes. Pour voir les différents facteurs influençant le taux de corrélation.

A la fin ce travail, une conclusion générale sera donnée pour avancer quelques remarques et présenter les éventuelles perspectives quant à la continuation de ce travail.

CHAPITRE I

SYSTEME D'ISOLATIONS

DANS LES TRANSFORMATEURS DE

PUISSANCE

I.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 liquide, solide et ses différentes configurations.

I.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 une puissance électrique [1]. Cette commission classe les transformateurs de puissance en trois catégories en fonction de la puissance apparente [2]:

- **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.

➤ **Quand est-ce 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.

I.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 audessus 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 dénuder 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.

L'ensemble des principaux organes d'un transformateur sont indiqués sur la figure I.1, la légende de cette figure est représentée par le tableau I.1 ;

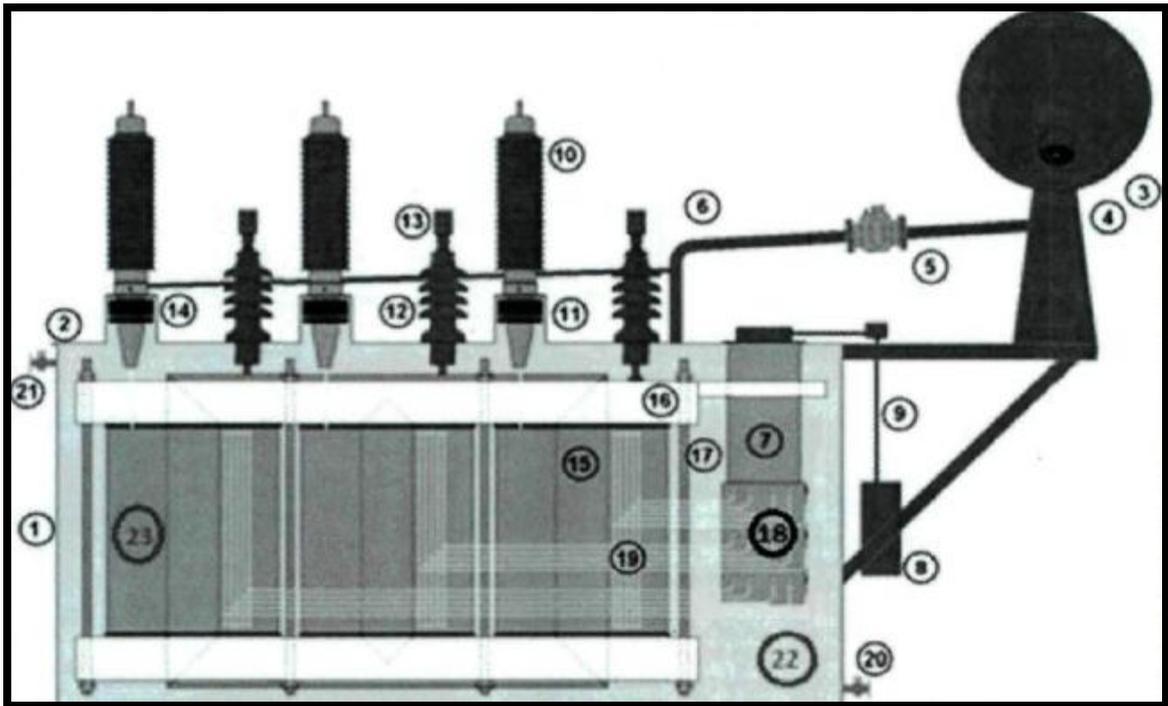


Figure I.1: Principaux organes d'un transformateur de puissance [3]

Tableau I.1: 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	fluide diélectrique (huile)
11	Bornes de traversée	23	isolant solide (papier)
12	Connexion du secondaire		

I.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).

I.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. Les papiers et les cartons sont imprégnés par le diélectrique liquide (huile) afin d'augmenter leur rigidité diélectrique, afin de réduire le risque de décharges partielles. On distingue trois types d'isolation solide :

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

I.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 I.2, présente le motif élémentaire d'une cellulose.

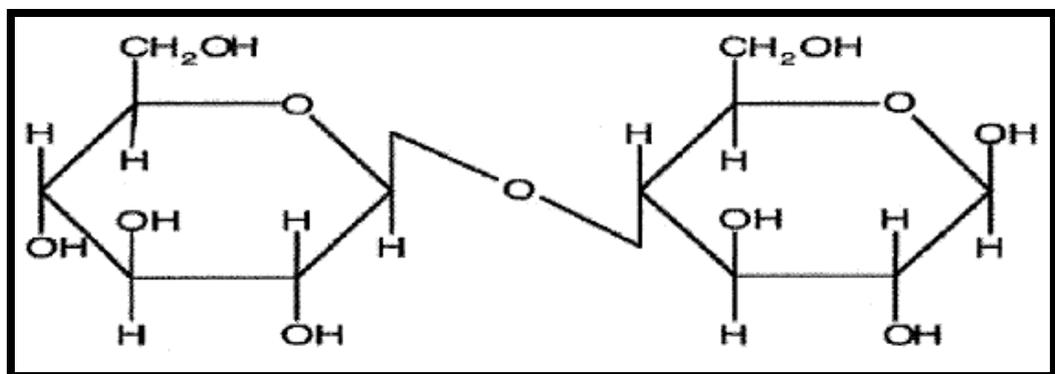


Figure I.2: Motif élémentaire d'une cellulose [4]

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 [4]. La cellulose est un polysaccharide linéaire de la série des β -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 β -1-4. La cellulose peut être caractérisée par son degré de polymérisation moyen qui est le nombre moyen des motifs de glucose par chaîne de cellulose.

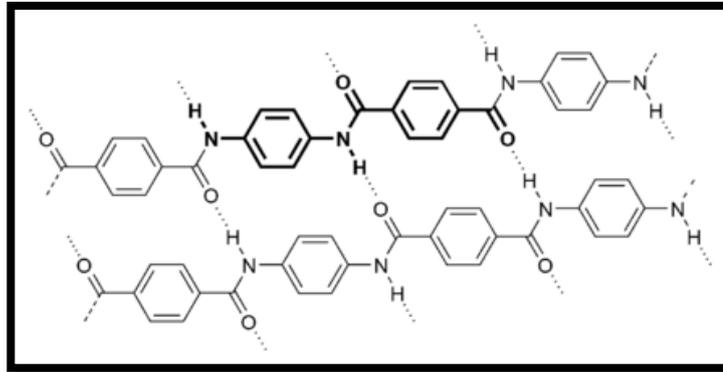
Les hémicelluloses sont des hétéropolysaccharides contenant des monosaccharides de types variés (avec 6 ou 5 atomes de carbone). Ils sont partiellement liés aux molécules de cellulose et de lignine par liaison hydrogène. Les lignines sont des polymères tridimensionnels irréguliers constitués de motifs de phénylpropane. Ils jouent le 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 champ électrique très fort pour renforcer l'isolation dans l'huile.

I.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 qui résistent à la chaleur et présentent 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 (— NH — CO —) sont directement liés à deux noyaux benzéniques (aromatiques) [5]. Les premières utilisations de l'aramide datent des années 1960 [6]. La figure I.3, 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 I.2 indique trois marques de l'aramide de type méta-aramide.

Tableau I.2: Différentes marques de papier aramide [6]

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

**Figure I.3:** Structure chimique élémentaire de l'aramide [7]

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 [7]: 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.

I.4.2 Isolation liquide

L'isolation liquide des transformateurs est réalisée par les liquides isolants constitués principalement par les huiles minérales, les huiles végétales et les huiles de synthèse. Les huiles minérales couvrent 90 à 95 % du marché des liquides isolants, ils sont peu coûteux [8]. L'huile à 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 :

I.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 I.4, présente le processus de raffinage pour les huiles brutes.

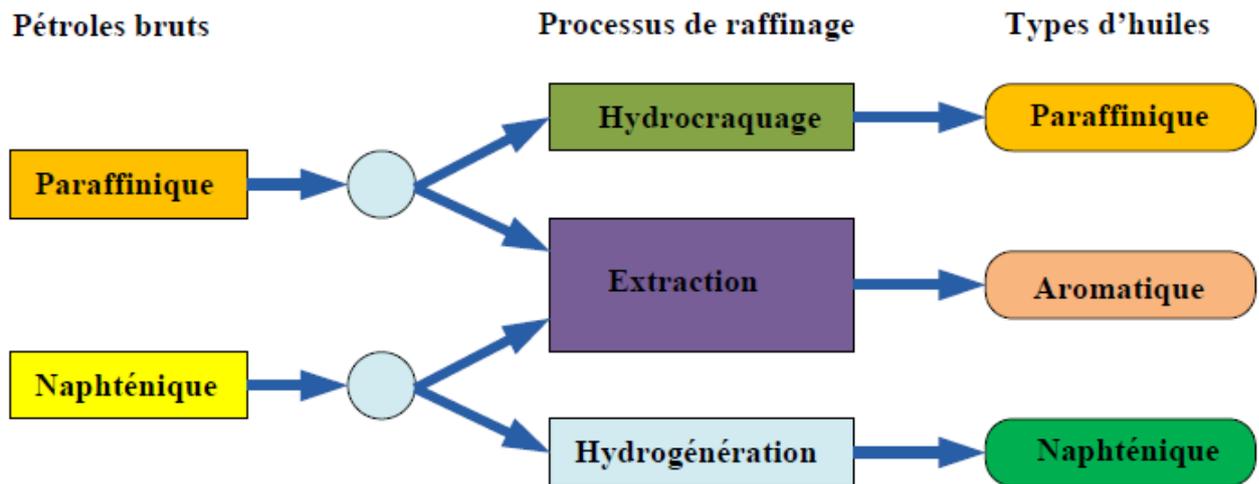


Figure I.4 : Processus de raffinage pour les huiles brutes [9]

Une fois les impuretés enlevées, ces huiles deviennent des mélanges très complexes ; elles peuvent comporter plus de 3000 hydrocarbures différents [10]. Ces molécules ne comportent que du carbone et de l'hydrogène. Elles sont divisées en trois groupes comme le montre la figure I.5 : 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). La structure générale de l'huile minérale neuve est $C_{20}H_{41.6}O_{0.3}$ avec une masse moléculaire moyenne située entre 250 et 300 [9].

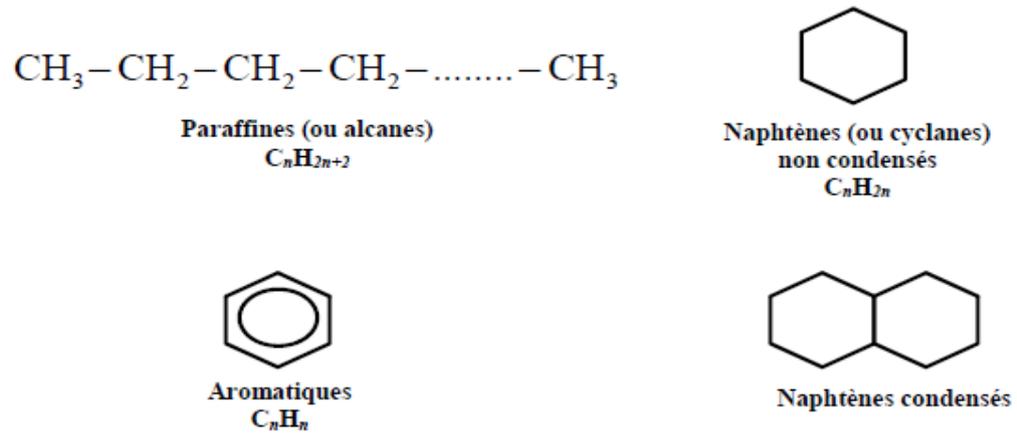


Figure I.5 : Principaux constituants de l'huile minérale issue du pétrole brut [9]

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.

I.4.2.1.1 Huiles inhibées

Pour améliorer la stabilité chimique des huiles isolantes, les fabricants rajoutent des additifs à très faible dose. Ceux-ci sont principalement des antioxydants ayant pour effet de réagir directement avec les agents oxydants. Leur rôle est de casser la réaction d'oxydation évitant ainsi la formation d'acides et de composés polaires dont certains sont susceptibles de dégrader de manière irréversible l'huile minérale. Ces additifs ne font que prolonger la durée d'utilisation de l'huile avant son altération. Une fois leur action terminée, c'est-à-dire lorsque les additifs antioxydants sont consommés, des boues et des acides se forment dans l'huile à peu à peu à la même vitesse que s'il n'y avait pas eu d'additif dans l'huile. L'inhibiteur le plus utilisé est le DBPC (2,6-ditertio-butyl para-cresol) ou le DBP (2,6-ditertio-butyl phenol) [11].

I.4.2.1.2 Rôle des huiles minérales

L'huile est utilisée comme isolation électrique seulement dans les régions où par conception les contraintes électriques sont relativement faibles. Dans un transformateur haute tension, l'huile minérale doit imprégner les papiers et les cartons qui ont été préalablement séchés et dégazés.

Les huiles minérales ont trois fonctions principales :

- assurer l'évacuation de la chaleur, produite par les pertes au niveau des conducteurs, des circuits magnétiques et des isolants, vers les dispositifs de refroidissement ;
- Isoler, c'est-à-dire ralentir l'oxydation de l'isolation solide ;
- Isoler électriquement.

À ces fonctions principales fondamentales, il y a lieu d'ajouter la fonction résistance incendie et lubrifiant pour certains appareils comportant des pièces mobiles.

I.4.2.2 Isolation liquide haute température huiles synthétiques et végétales

➤ Les huiles synthétiques

Les huiles synthétiques sont utilisées lorsque les caractéristiques requises ne sont pas remplies par les huiles minérales. C'est le cas en particulier lorsqu'il est question d'améliorer la résistance au feu (transformateurs) ou lorsque l'on cherche une meilleure stabilité thermique et de grandes performances diélectriques (câbles et condensateurs). Il existe quatre principaux types de liquides synthétiques :

- Les hydrocarbures aromatiques ;
- Les hydrocarbures aliphatiques tels que les polyoléfines ;
- 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).

➤ Les esters synthétiques

Fondamentalement, les esters synthétiques peuvent être classés en 5 groupes [12] :

- Les monoesters ;
- Les esters dicarboxyliques (di esters) ;
- 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 (contraintes élevées) 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 β . Les alcools typiques utilisés pour la synthèse sont des peo-penty glycol, triméthylolpropane, pentaérythritol ou dipentaérythritol.

L'ester synthétique le plus utilisé dans les transformateurs de distribution est le Midel 7131 à cause de son aspect respectueux de l'environnement et aussi de sa bonne résistance au vieillissement [13]. 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 I.6, présente la structure chimique d'un ester synthétique.

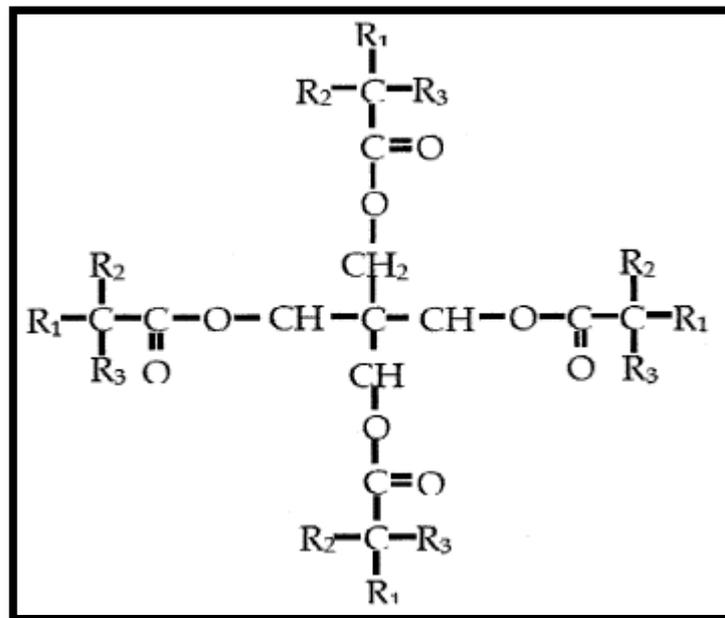


Figure I.6 : Structure chimique d'un ester synthétique [14]

➤ 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 formule générale des huiles silicones est $(\text{CH}_3)_3\text{Si}-(\text{C}_2\text{H}_5\text{OSi})_n-\text{Si}(\text{CH}_3)_3$. Les huiles silicones utilisées dans les transformateurs de puissance correspondent à des enchaînements avec n égal à 40 à 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) [15]. 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. La figure I.7, présente la structure chimique générale des huiles silicones.

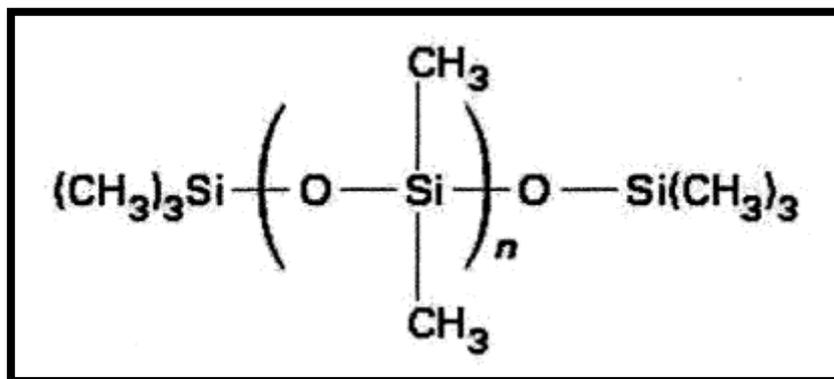


Figure I.7: Structure chimique générale des huiles silicones [16]

➤ Les huiles végétales ou esters naturels

Leur composition chimique est celle d'un triester provenant principalement de triglycérides.

La formule d'un ester est R-COO-R'. La figure 11 donne la structure chimique d'un ester naturel [15].

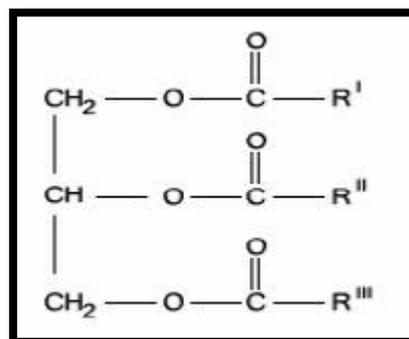


Figure I.8: Structure chimique d'un ester naturel (huile végétale), aussi appelé Triester (triglycéride) [14]

Les huiles végétales ont fait partie des premiers liquides isolants utilisés pour la fabrication d'appareils électriques [17]. Leur composition chimique est celle d'un triester provenant principalement de triglycérides. La structure chimique d'un ester naturel est représentée à la figure I.8. 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 tous [18], 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).

I.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 I.3 présente les différents types d'huiles pour différents types de transformateurs.

Tableau I.3: Choix de l'isolant liquide pour différents types de transformateurs [19]

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

I.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:

I.5.1 Isolation conventionnelle

Elle est illustrée par la figure I.9, la partie solide est exclusivement de type conventionnel et la partie liquide est soit conventionnelle, soit à haute température.

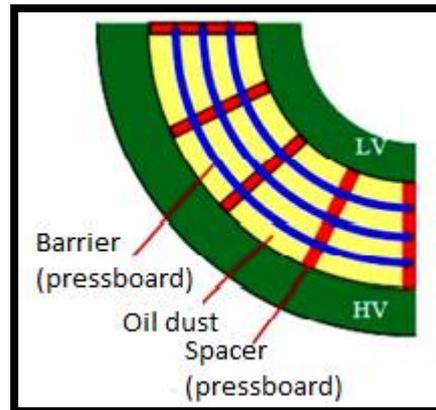


Figure I.9: Section transversale d'un système d'isolation conventionnelle [20]

I.5.2 Isolation haute température homogène

Elle est illustrée par la figure I.10, 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.

I.5.3 Isolation hybride

Elle est illustrée par la figure I.11, 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.

I.5.4 Isolation semi-hybride

Elle est illustrée par la figure I.12, 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.

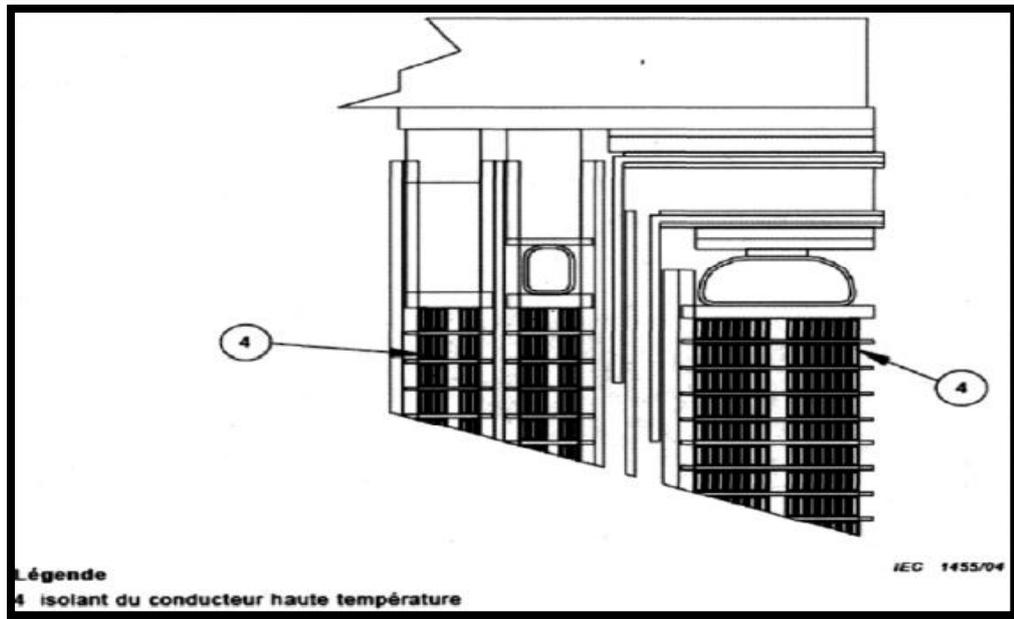


Figure I.10: Isolation semi-hybride [22]

I.5.5 Isolation mixte ou mélangée

Elle est illustrée par la figure I.13, 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.

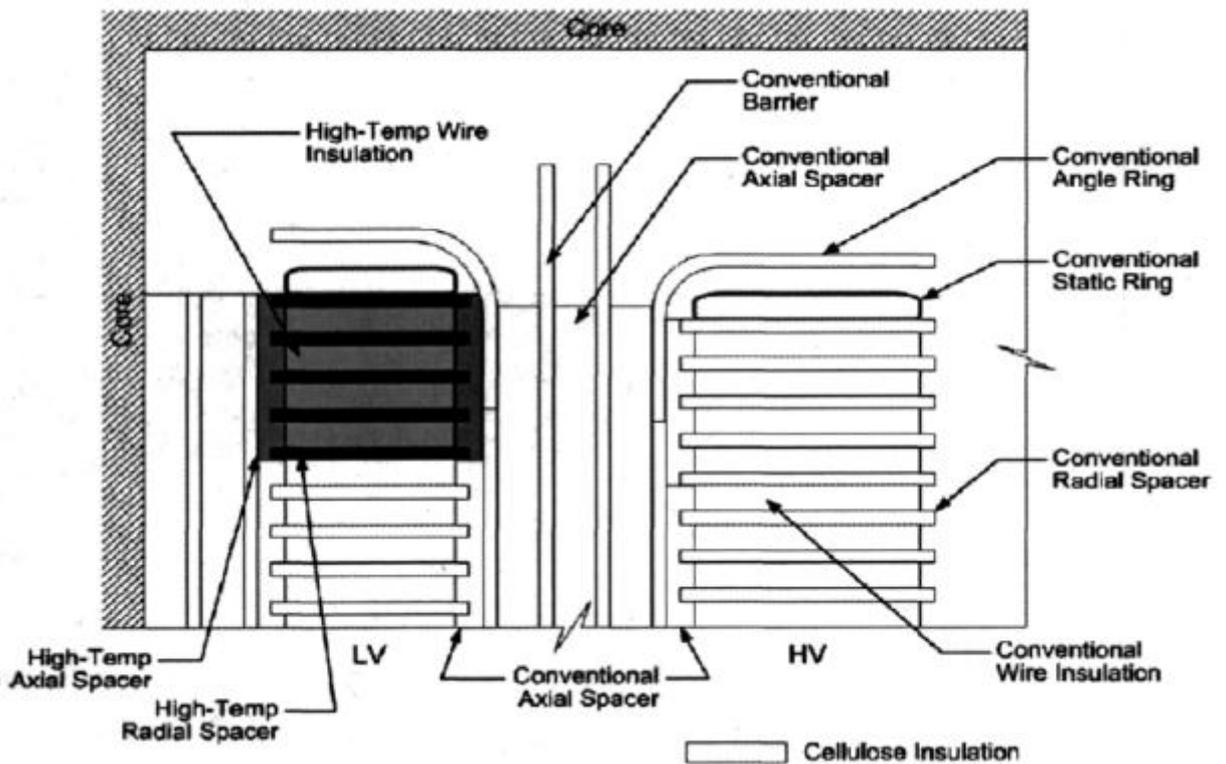


Figure I.11: Isolation mixte ou mélangée [21]

I.6 Conclusion :

Il ressort de cette analyse que les deux types d'isolation, papier et huile, sont essentiels le bon fonctionnement d'un transformateur dépend des types d'isolation. Lorsque le transformateur est en service, il est soumis à plusieurs contraintes (électriques, chimiques, mécaniques, thermiques) qui altèrent son système d'isolation.

CHAPITRE II
DEGRADATION DES PROPRIETES DES HUILES
ISOLANTES DE TRANSFORMATEURS

II.1 Introduction

Ce chapitre présente les différents mécanismes de vieillissement et de dégradation associés à chacune des isolations, ceux-ci sont étudiés afin d'identifier les causes de défaillances dans les transformateurs.

II.2 Vieillissement et dégradation des isolants

Le vieillissement des isolants est le résultat d'une détérioration graduelle due à des réactions physiques et chimiques affectant la tenue mécanique et diélectrique du système d'isolation. Plus précisément, selon [24-25], le vieillissement est défini par la dégradation irréversible des propriétés du système d'isolation électrique due à l'action d'un ou plusieurs facteurs. Il s'ensuit de cette définition que l'un des paramètres déterminants pour qualifier le vieillissement d'un transformateur est le vieillissement des matériaux.

II.3 Vieillissement des isolants liquides

En service, les huiles isolantes subissent des changements irréversibles de leurs propriétés physico-chimiques, qui sont dus à un ensemble de processus réactionnels responsables de la durée de vie des huiles isolantes. L'action simultanée de l'oxygène moléculaire et du champ électrique en présence de matériaux de construction des appareils conduit au vieillissement. Les mécanismes de vieillissement ainsi mis en jeu sont non seulement complexes mais souvent plus difficile à prédire par manque d'informations sur la composition chimique précise des liquides utilisés.

Dans l'huile minérale, il a été montré que le vieillissement constaté dans les appareils est essentiellement produit par un mécanisme d'oxydation accéléré par la présence de métaux (cuivre, fer). Dans le cas des huiles végétales, du fait de leur structure chimique, un mécanisme supplémentaire doit être pris en compte, il s'agit du phénomène d'hydrolyse. Le vieillissement fera ainsi intervenir des processus d'oxydation et d'hydrolyse dont les influences respectives dépendront des conditions de fonctionnement (teneur en eau, température, etc.) [26]. Les différents mécanismes de vieillissement sont classés en deux grandes catégories selon leur influence sur la modification chimique de la structure. Nous trouvons le vieillissement physique et le vieillissement chimique.

➤ Vieillessement physique

La composition chimique du matériau n'est pas modifiée, le vieillissement physique peut se produire avec ou sans transfert de masse. Le vieillissement physique interne est uniquement lié à des causes internes du matériau (mobilité moléculaire) [26]. Les figures II.1 et II.2 présentent respectivement l'évolution de la viscosité cinématique et de densité durant le vieillissement thermique.

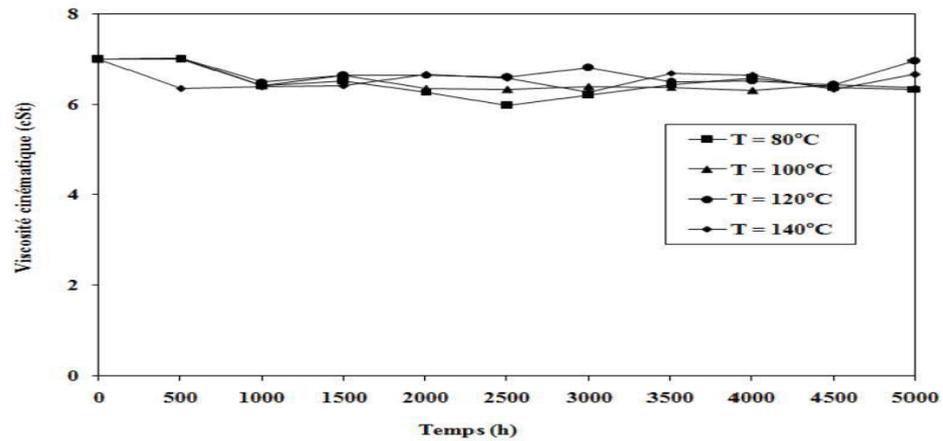


Figure II.1 : Variation de la viscosité cinématique en fonction du temps et des températures de vieillissement [26]

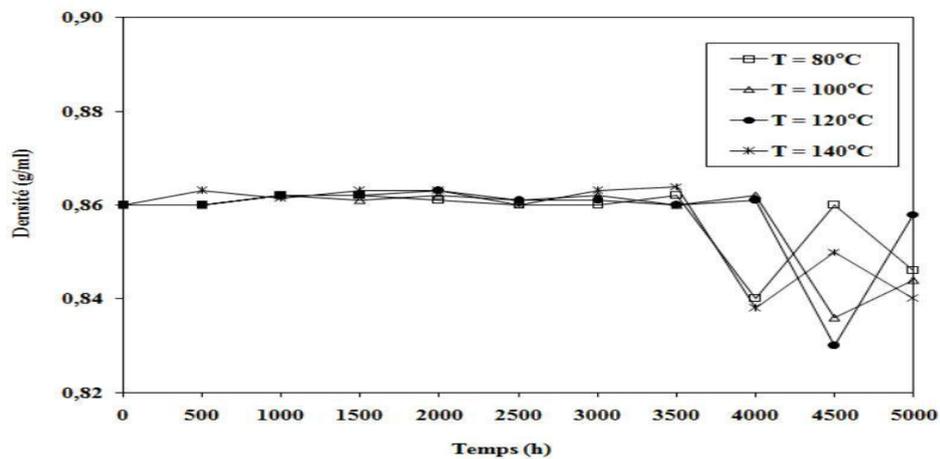


Figure II.2 : Variation de la densité en fonction du temps et des températures de vieillissement [26]

➤ Vieillessement chimique

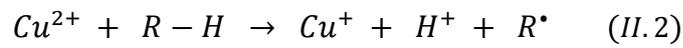
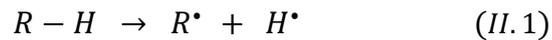
Le vieillissement chimique provoque une modification des propriétés du matériau sous l'influence de l'environnement. Les isolations peuvent être soumises à différents types de vieillissement chimique [26].

- Vieillessement par 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) [27-28]. Cette oxydation procède selon un mécanisme de réactions en chaîne initiées par les radicaux libres. Les différentes réactions associées à ces étapes sont :

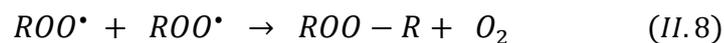
- Initiation



- Propagation



- Ramification



Où R-H est un hydrocarbure, ROOH des hydro peroxydes, ROO \cdot un radical peroxyde.

Comme peuvent le décrire ces réactions, les produits finaux résultant de l'oxydation sont des alcools R-OH, des aldéhydes, des cétones, des esters, des acides, H₂O, CO, CO₂ et des hydrocarbures légers. Il se produit aussi des peroxydes (ROO-R) qui sont des produits intermédiaires du processus d'oxydation. L'ensemble de tous ces produits d'oxydation est la production de boues. Ce sont des substances partiellement conductrices qui précipitent hors de l'huile sur les isolants, la cuve, les surfaces du circuit de refroidissement, etc. Ces dépôts peuvent constituer des barrières conductrices en surface, diminuer la tenue mécanique du transformateur, 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.

Les esters s'oxydent de la même façon en formant la succession de produits : alcools, cétones, aldéhydes et enfin acides carboxyliques. En règle générale, les sous-produits de l'oxydation des esters ne forment pas de dépôts ou de boues comme dans l'huile minérale.

De nombreux travaux ont démontré l'effet de la température et de l'oxygène sur la dégradation des isolants liquides, et c'en affectant les différentes caractéristiques de ce dernier Figure II.3 [26]. . L'utilisation d'anti-oxygène ou de noir de carbone peut inhiber le phénomène d'oxydation.

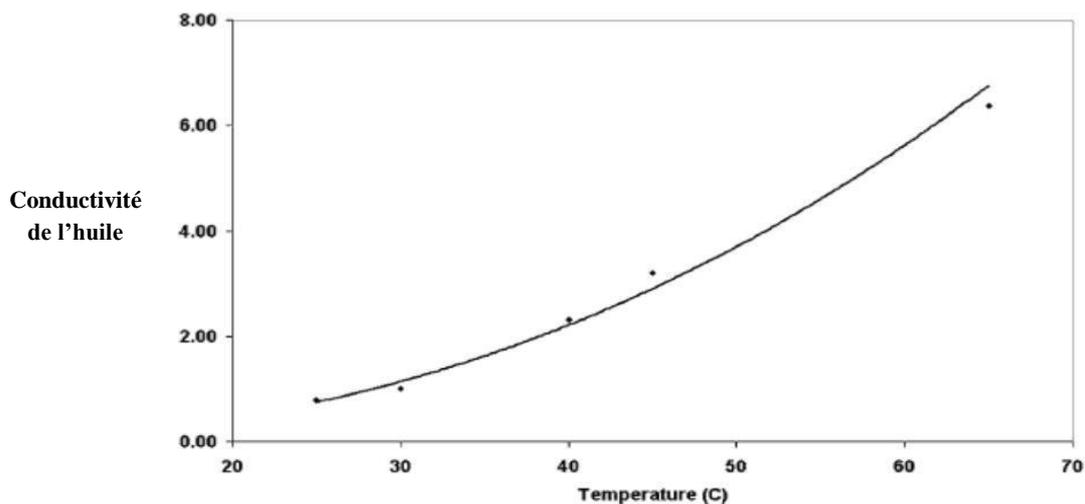


Figure II.3 : Variation de la conductivité de l'huile en fonction de la température en présence d'oxygène

- Vieillessement par hydrolyse

Il est généralement admis que l'humidité est l'ennemi numéro un des transformateurs de puissance imprégnés d'huile. L'eau est particulièrement préjudiciable aux propriétés diélectriques du système d'isolation huile/papier. Quand elle est combinée avec l'oxygène et la chaleur excessive, le processus de vieillissement s'accélère. L'humidité dans les transformateurs de puissance provient de l'humidité résiduelle dans les éléments de construction encombrants, de l'atmosphère (système de conservateur à air libre...) et de la décomposition thermique des matériaux isolants solides. L'augmentation de la teneur en eau peut être aussi le résultat d'une mauvaise manipulation lors du transport ou du stockage avec ou sans huile. Elle peut également se produire lors de l'installation au cours des réparations mineures impliquant le drainage temporel ou partiel du liquide isolant.

L'humidité affecte la conductivité de l'isolant, qui à son tour augmente le facteur de dissipation, le taux de dégradation du papier augmente en proportion avec la teneur en eau. Cette dégradation est caractérisée par l'augmentation du facteur de pertes diélectriques, et la diminution de la rigidité diélectrique et de la résistivité, Figure II.4 [26].

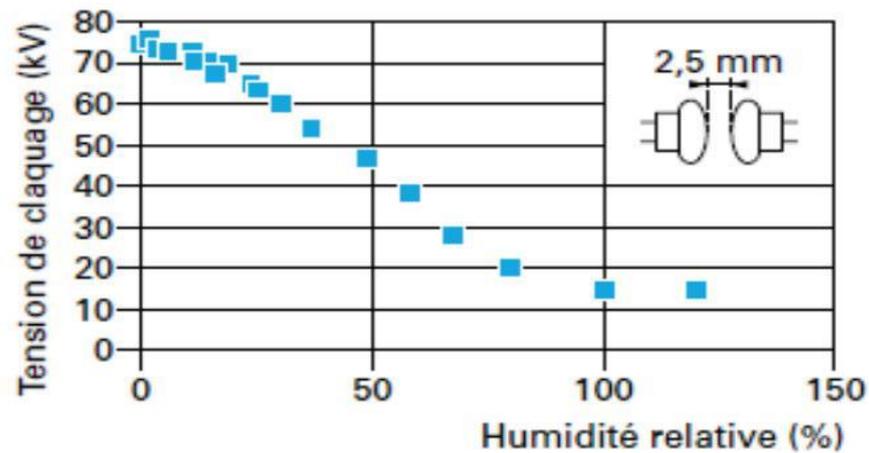


Figure II.4 : Influence de l'humidité relative sur la rigidité de l'huile minérale [26]

La stabilité chimique est évaluée à partir de la mesure de l'acidité soluble formée au cours du vieillissement. Dans l'huile minérale, c'est uniquement le processus d'oxydation qui forme des acides alors que dans un ester, l'oxydation et l'hydrolyse conduisent à la formation d'acides. Le groupe ester (-COOC-) est formé par la réaction de condensation d'un alcool et d'un acide dont la réaction inverse est l'hydrolyse. Ainsi, l'hydrolyse reforme l'alcool et l'acide de départ suivant la réaction chimique: [26]



Une étude comparative de l'influence du vieillissement sur les propriétés chimiques et diélectriques d'isolants liquides commerciaux basés soit sur des huiles végétales (huile FR3 de Cooper) soit sur des esters de synthèse à base de pentaérythrytol (Midel 7131) a été réalisée par Martin. Ces liquides ont été vieillis à 150°C en contact avec l'air et en présence ou non de catalyseurs métalliques. Bien que l'acidité initiale de l'huile minérale soit bien plus faible, après 14 jours de test, l'huile minérale et l'huile FR3 présentent le même niveau d'acidité Figure III.5, il ressort que les acides gras à longues chaînes créés par hydrolyse sont doux et non-corrosifs par rapport aux acides à courte chaîne trouvés dans de l'huile minérale. Ce fait peut être intéressant pour leur application dans des dispositifs électrotechniques [26].

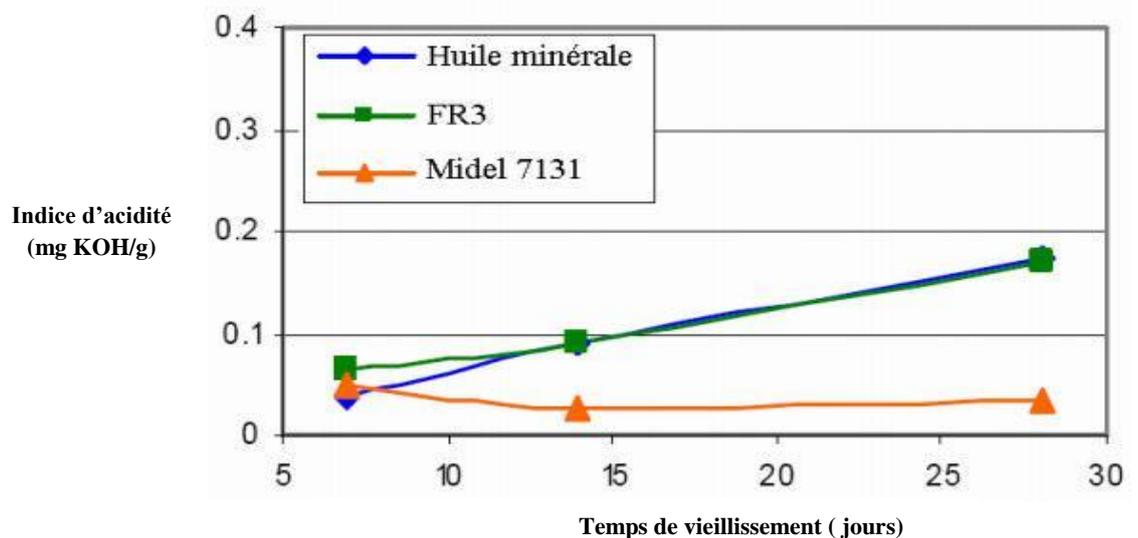


Figure II.5 : Acidité des huiles en fonction du temps de vieillissement [26]

- Vieillissement photochimique :

Ce phénomène est relativement complexe, beaucoup de facteurs influent sur son déroulement: la nature de l'atmosphère environnante (l'humidité, l'oxygène), l'influence de la température peut provoquer un changement de couleur et une formation de dépôts [26].



Figure II.6 : Changement de couleur des liquides isolants durant le vieillissement [26]

- Vieillissement biochimique

Certains micro-organismes (moisissures, champignons, insectes, rongeurs, etc.) peuvent dégrader les polymères. Plusieurs mécanismes de vieillissement sont connus : dégradation biochimique du matériau, consommation des adjuvants, attaque mécanique par les rongeurs. La biodégradation est favorisée par des milieux humides, à des températures supérieures à l'ambiante. De nombreux additifs sont utilisés (phénols, phtalimides, dérivés organométalliques : Hg, Sb, As, Sn, Zn) pour limiter les phénomènes de biodégradation [26].

- Vieillissement climatique

Le vieillissement climatique " Weathering " résulte de l'exposition directe des matériaux au rayonnement solaire, intempéries et aux diverses pollutions (marine, industrielle, etc.). La température joue également un rôle important. De nombreux adjuvants permettent de protéger les polymères (noir de carbone, oxyde de zinc et oxyde de titane et absorbeurs UV). Ce vieillissement peut dégrader les caractéristiques électriques de la surface d'un isolant [26].

II.3.1 Vieillissement thermique des isolants liquides

La chaleur produite par le noyau magnétique et les enroulements est un facteur qui contribue au processus de dégradation des huiles isolantes. On appelle vieillissement thermique tout phénomène traduisant une évolution qui ne fait intervenir que le matériau, l'atmosphère et la température.

On parle souvent de stabilité thermique pour définir le comportement de produit à température élevée, en faisant abstraction de toute autre contrainte telle que l'oxydation, l'hydrolyse ou les décharges partielles.

Dans les conditions normales d'utilisation des transformateurs (température située entre 80 et 100 °C), la stabilité des liquides isolants existants est largement suffisante. Cependant, il peut y avoir des points chauds ayant des très grandes températures, dans certaines parties du transformateur qui dégradent l'huile [26]. Une température élevée agit de trois façons :

- Elle accélère ou sert de catalyseur au processus d'oxydation ;
- Elle augmente la mobilité des radicaux libres générés par le gazage de l'huile ;
- Elle favorise les réactions chimiques aléatoires secondaires qui précèdent la formation des produits de dégradation.

II.3.2 Vieillissement électrique des isolants liquides

Sous l'effet du champ électrique et des inhomogénéités locales (gaz, humidité, particules) des micro-décharges apparaissent et décomposent l'huile en générant des gaz. A long terme, ces décharges peuvent devenir nocives si elles tendent à se fixer sur les isolants solides imprégnés et parviennent à un niveau suffisant pour les détériorer [25].

Les effets de décharges partielles se traduisent par la formation de radicaux libres. Ces composés réagissent rapidement avec l'oxygène. Il s'ensuit une dégradation généralisée ou très localisée (arborescences électriques) des isolants. La génération des décharges partielles dans le liquide, peuvent amener à un claquage. On désigne ainsi l'étape ultime d'une succession de processus irréversibles où le milieu diélectrique est soudainement traversé par un arc électrique entre conducteurs soumis à une différence de potentiel.

Le vieillissement électrique d'un échantillon d'huile minérale neuve à la température ambiante ne dégrade pas l'état de l'huile. Tous les paramètres physiques, chimiques et électriques gardent des valeurs admissibles aux recommandations de la norme qui régit une huile neuve. La combinaison entre le nombre de claquages électriques et l'augmentation de la température et la présence d'oxygène et de l'humidité dégrade considérablement les caractéristiques de l'huile [26].

II.3.2.1 Vieillissement électrique par claquage

Avant le claquage où se développe l'arc, il existe une période de pré-claquage comprenant elle-même deux phases :

– Une phase de génération pendant laquelle se créent les circonstances favorables (injection et multiplication localisées de charges dans le liquide) à l'apparition de l'étape suivante, en règle générale, celle d'un "streamers" (canal conducteur lumineux et ramifié).

– Une phase de propagation de la perturbation précédemment créée (streamers) cette séparation en deux phases pourrait, aux très courtes distances entre les électrodes, se révéler arbitraire, le même phénomène se développe au cours du temps (avalanches électronique).

D'après des études réalisées sur l'huile minérale le facteur de dissipation diélectrique est très faiblement affecté par le claquage de l'huile. En effet, pour une température de l'huile inférieure ou égale à 70°C, quel que soit le nombre de claquages subit par l'huile, le facteur de pertes diélectriques prend des valeurs acceptables. Pour des températures plus élevées, il augmente en dépassant la limite admise par la norme CEI 60296 [26] Figure II.7.

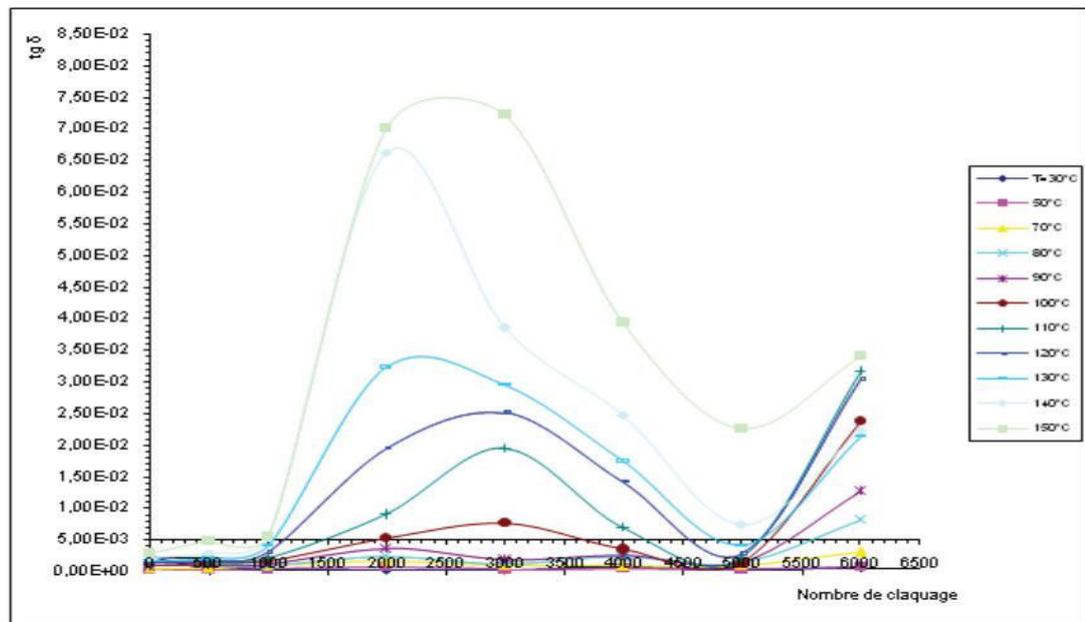


Figure II.7 : Variation du facteur de dissipation en fonction du nombre de claquages pour différentes températures de mesure

II.3.2.2 Vieillessement électrique sous champ :

Dans le passé, la cause principale de détérioration de l'huile isolante en service a été attribuée à la réaction chimique entre l'oxygène dissous et certains hydrocarbures de faibles liaisons moléculaires, catalysés par la chaleur et le cuivre [26].

Cette hypothèse considère donc le vieillissement de l'huile comme un processus exclusivement chimique dans lequel le champ électrique n'a aucun impact. L'augmentation du facteur de dissipation de l'huile en service prouve la présence de molécules ionisées ce qui contredit l'explication chimique. Le champ électrique sous haute tension doit donc également être considéré comme un facteur important dans le processus de vieillissement.

II.4 Vieillessement de l'isolation solide (papier)

La détérioration du papier résulte principalement de la détérioration de la cellulose. Cette détérioration est normalement associée à la pyrolyse, à l'oxydation et à l'hydrolyse qui se produisent dans les matériaux [11-25]. Ces trois réactions entraînent la rupture des macromolécules de la cellulose et réduisent le degré de polymérisation moyen. Elles sont accélérées par toute augmentation de la température, de la concentration en oxygène et du taux d'humidité. Comme le confirme Green [29], les tendons d'Achille du papier sont la température et l'humidité la cellulose peut se dégrader rapidement aux températures supérieures à 90 °C.

Plus concrètement, on assiste à [11-30] :

- La pyrolyse ou thermolyse : la dégradation thermique de la cellulose provoque la coupure des liaisons glucosidiques et l'ouverture des anneaux de glucose. Les produits majoritaires formés sont des molécules de sucre libre, CO, CO₂, H₂O et H₂ ; La pyrolyse n'affecte sensiblement les qualités mécaniques du papier qu'au-dessus de 150 °C [31] ;
- L'oxydation qui 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, CO₂, H₂O et H₂ ;
- L'hydrolyse qui 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 oxydation contribue à augmenter l'hydrolyse.

Il faut noter qu'en dessous de 140 °C, il devient difficile de distinguer les trois mécanismes précédents. Dans ce cas, la dégradation du papier est due à l'action combinée de l'oxygène ou de l'eau, exaltée par la température.

Les trois types de mécanismes conduisent à la formation de sucres suite à la scission de la chaîne cellulosique. L'analyse des sucres dans l'huile d'imprégnation pourrait constituer un moyen de diagnostic de l'état de l'isolation solide. Cela ne peut être possible à cause de la

faible solubilité des sucres dans l'huile. Sous 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 constituent de nos jours les seuls traceurs caractéristiques de la dégradation du papier. Dans ce cas, l'échantillon d'huile est prélevé et analysé en utilisant la chromatographie en phase liquide haute performance (HPLC). La concentration du dérivé de furanne le plus élevé et le plus significatif, le 2-furaldéhyde est mesurée et un DP estimé, est calculé empiriquement. Le nombre moyen de monomères dans les chaînes de celluloses est appelé « degré de polymérisation (DP) ». Le degré de polymérisation d'un papier neuf est de l'ordre de 1000 à 1300. La résistance physique de l'isolation papier est liée au DP moyen. Lorsque le papier vieillit, les liaisons entre les monomères adjacents se brisent, le DP diminue entraînant sa fragilisation. Le papier d'un âge moyen a un DP environ de 500. Le papier avec un DP de moins de 250 est un papier vieilli considérablement et donc a une durée de vie (restante) très courte en tant que matériau isolant solide. Un transformateur avec un papier d'un tel état sera enclin à des pannes au niveau des enroulements lors d'efforts mécaniques tels que la vibration et les contraintes liées aux courants de court-circuit. La cellulose avec un DP de 150 ou moins est fondamentalement une poudre sans force mécanique significative.

Hormis ces trois réactions citées précédemment, d'autres facteurs contribuent aussi à la détérioration du papier et du carton. Les vibrations, les efforts électromagnétiques causés par les courts-circuits et les courants d'appel, les chocs au cours du transport ainsi que les efforts résultant des différents matériaux sont les principales contraintes mécaniques qui altèrent le papier et le carton. Si celles-ci sont suffisamment fortes, elles détruiront les matériaux isolants et entraîneront une défaillance électrique. Les efforts de compression entraînent le tassement des isolants solides et par conséquent une prise de jeu de l'ensemble de l'assemblage. Ceci rendra le transformateur plus vulnérable en cas de court-circuit.

II.5 Vieillessement du complexe huile/papier

Pour chaque composante du complexe, les phénomènes de vieillissement thermique restent essentiellement les mêmes. Cependant, il a été constaté [11] que les produits d'oxydation de l'huile contribuent au vieillissement du papier soit par leur action propre, soit par augmentation de l'hygroscopicité de l'huile ; par exemple, la vitesse de dégradation du papier peut être 10 fois plus rapide dans l'huile que dans un diélectrique.

L'eau accélère fortement le vieillissement, car elle se fixe principalement dans le papier. L'effet de l'air n'est pas toujours mis en évidence, car l'oxygène réagit surtout avec l'huile.

II.5.1 Vieillissement thermique du papier imprégné

En raison de sa faible stabilité thermique, le papier fait l'objet d'un vieillissement important lorsqu'il est soumis à un échauffement prolongé. Cela se traduit par une diminution de ses caractéristiques, en particulier sur le plan mécanique. Le vieillissement thermique du papier imprégné est pris en considération surtout si l'imprégnant est l'huile.

Pour chaque composante du complexe, les phénomènes de vieillissement thermique restent essentiellement les mêmes. Cependant, il a été constaté que les produits d'oxydation de l'huile contribuent au vieillissement du papier l'humidité entre l'huile et le papier et les résultats d'interactions continues qui évoluent en fonction de la température, Fabre et Pichon [26] ont mis en évidence cet équilibre entre les deux matériaux Figure III.8. On peut alors voir que l'humidité du papier a tendance à diminuer avec la température alors que celle de l'huile augmente.

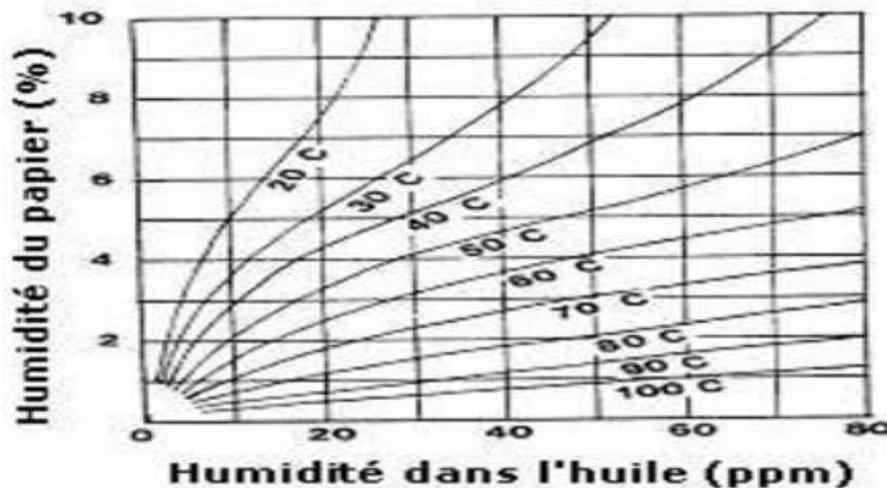


Figure II.8 : Courbes de Fabre-Pichon sur la distribution d'humidité dans le complexe papier/huile sous différentes températures [26]

II.5.2 Vieillissement électrique du papier imprégné

II.5.2.1 Vieillissement sous l'effet de champ électrique

Le champ électrique n'a pas d'action, en principe, sur la tenue en court terme. Les surtensions de manœuvre ou choc d'origine atmosphérique, ne sont pas des paramètres à négliger, elles peuvent avoir un effet à long terme et réduire la durée de vie d'une isolation

quand elles sont appliquées d'une façon répétée. Ce type de contrainte se manifeste par une augmentation du facteur de dissipation diélectrique, ce qui accentue les échauffements [26].

II.5.2.2 Vieillissement par décharge partielle

Les isolants habituellement utilisés en haute tension ne sont jamais parfaitement homogènes. Il existe dans le matériau des cavités de formes et dimensions diverses. Elles sont la cause principale de vieillissement et de destruction des isolations solides à moyen et à long terme. La mesure des décharges partielles est considérée comme un outil très important pour perfectionner la fiabilité des systèmes d'isolation à haute tension. L'interprétation et l'analyse des grandeurs mesurées constituent la clé pour estimer le risque de défaillance de cette isolation. Quel que soit le mécanisme de détérioration, il en résulte une érosion lente de l'isolant et une réduction considérable de la tension critique de claquage.

II.5.2.3 Vieillissement par claquage

Après un claquage, une trace sous forme de perforation, de fonte ou de brûlure sur le diélectrique peut rester et donner une forme irrégulière à l'isolant. Si une tension est de nouveau appliquée à cet isolant, un claquage survient dans la majorité des cas, suivant le canal tracé par la décharge précédente et même à une tension inférieure. Donc un arc qui survient dans les isolants solides nécessite leur remplacement.

II.6 Récapitulatif du vieillissement de l'huile et du papier

Dans les transformateurs de puissance, ce n'est pas toujours le comportement électrique qui est le plus difficile à maîtriser, mais c'est l'interaction de toutes les autres contraintes, conduisant 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 II.9 illustre simplement l'interaction entre ces contraintes et le système d'isolation du transformateur de puissance conduisant ainsi à son vieillissement.

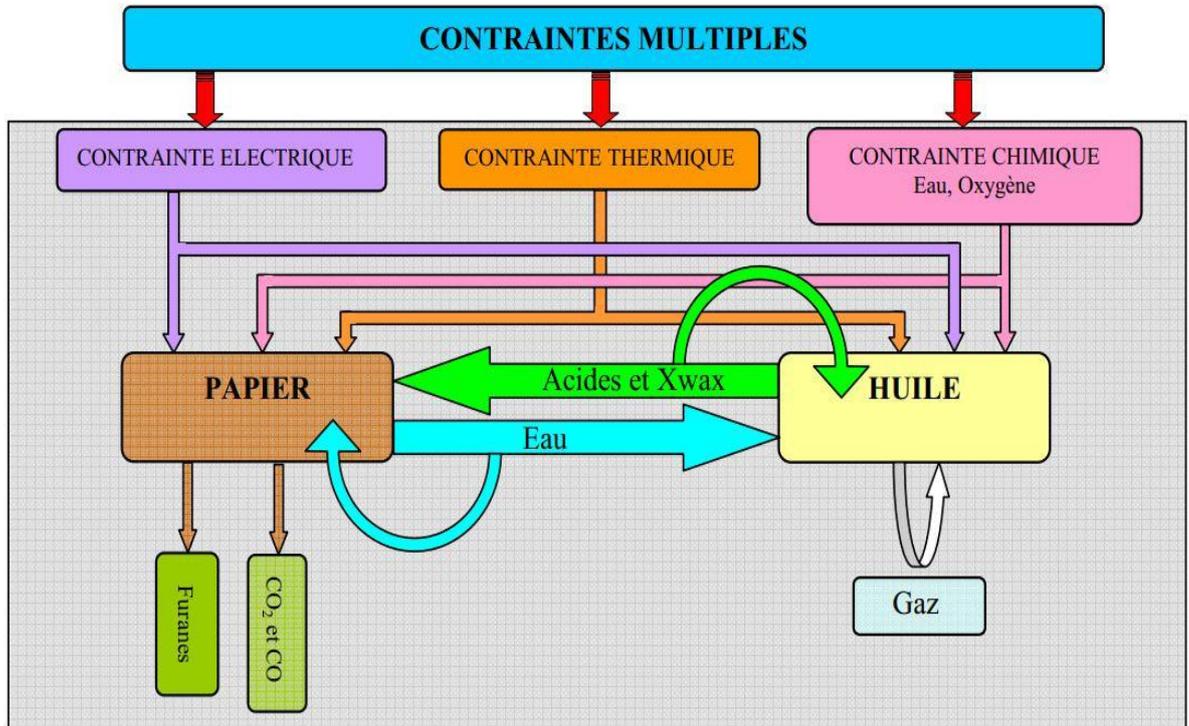


Figure II.9 : Interaction entre les différentes contraintes et le système d'isolation du transformateur [34]

II.7 Vieillessement des accessoires

Le vieillissement étudié jusque-là concernait la partie principale du transformateur de puissance. L'état des accessoires tels que les changeurs de prise en charge ainsi que des bornes de traversées constituent également des paramètres importants pour évaluer la capacité de service d'un transformateur. Comparés à l'ensemble du transformateur, leurs coûts sont modérés, mais leurs défaillances peuvent entraîner la destruction de tout le système. Ces éléments n'interviennent donc pas de manière déterminante dans l'évaluation globale du vieillissement du transformateur, mais du fait de leur importance stratégique, ils nécessitent une maintenance régulière. Au niveau des changeurs de prises en charge, le vieillissement est essentiellement mécanique et diélectrique (qualité de l'huile). Pour les bornes de traversées, qu'elles soient sèches ou remplies d'huile, seule la dégradation de l'isolation est prédominante [32].

II.8 Évaluation de l'état du transformateur

L'évaluation de l'état du transformateur est vérifiée en examinant l'isolation huile - papier. L'huile du transformateur contient 70 % des informations sur l'état du transformateur . 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.

L'analyse des variations des caractéristiques de ces matériaux isolants s'effectue au moyen d'essais conventionnels (normes) ou plus perfectionnés. Ces méthodes (techniques) d'essais sont indispensables pour apprécier l'état du système d'isolation neuf et après plusieurs années d'exploitation. Les variations observées dans les différentes caractéristiques de l'huile peuvent être utilisés pour identifier/détecter les défauts naissants dans le transformateur. Les techniques de diagnostic peuvent être subdivisées en 4 groupes figure III.10 [34] :

- L'identification/ la caractérisation. Ces paramètres peuvent être utilisés pour identifier ou caractériser l'huile ;
- Le taux de vieillissement. Ces paramètres ou propriétés sont pertinents pour le processus de vieillissement ;
- Les propriétés diélectriques. Ces paramètres caractérisent le fluide comme un bon isolant. Ils sont également pertinents pour établir la marge de sécurité diélectrique ;
- L'état de dégradation de l'isolant

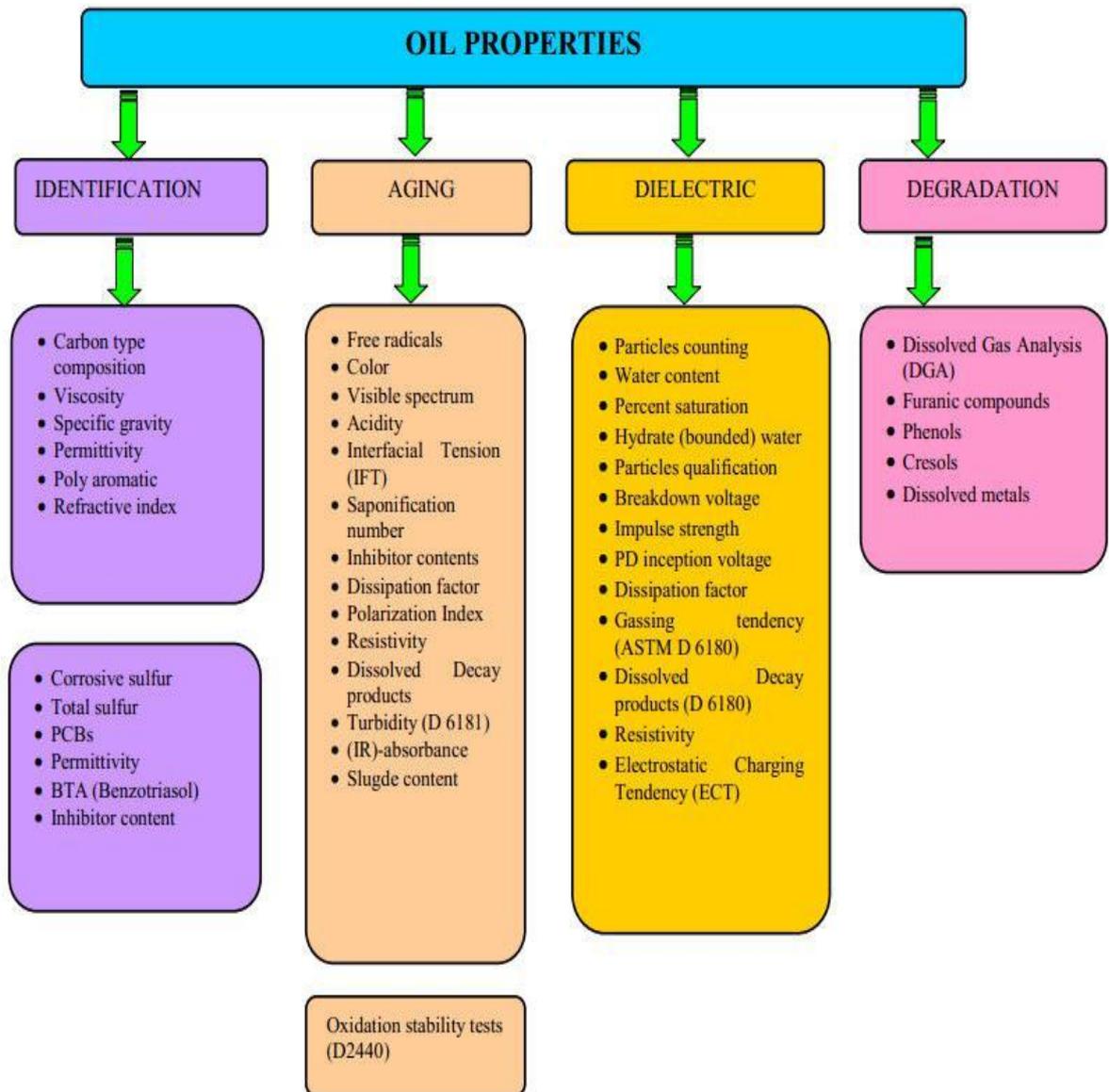


Figure II.10 : Évaluation de l'état du transformateur [34]

En pratique, la durée de vie du transformateur est directement liée à la durée de vie de l'isolation solide. La figure III.10 montre l'évaluation des propriétés du papier depuis la conception du transformateur jusqu'à sa mise en service. Il convient de souligner que certaines des principales procédures de diagnostic peuvent être réalisées par analyse d'huile.

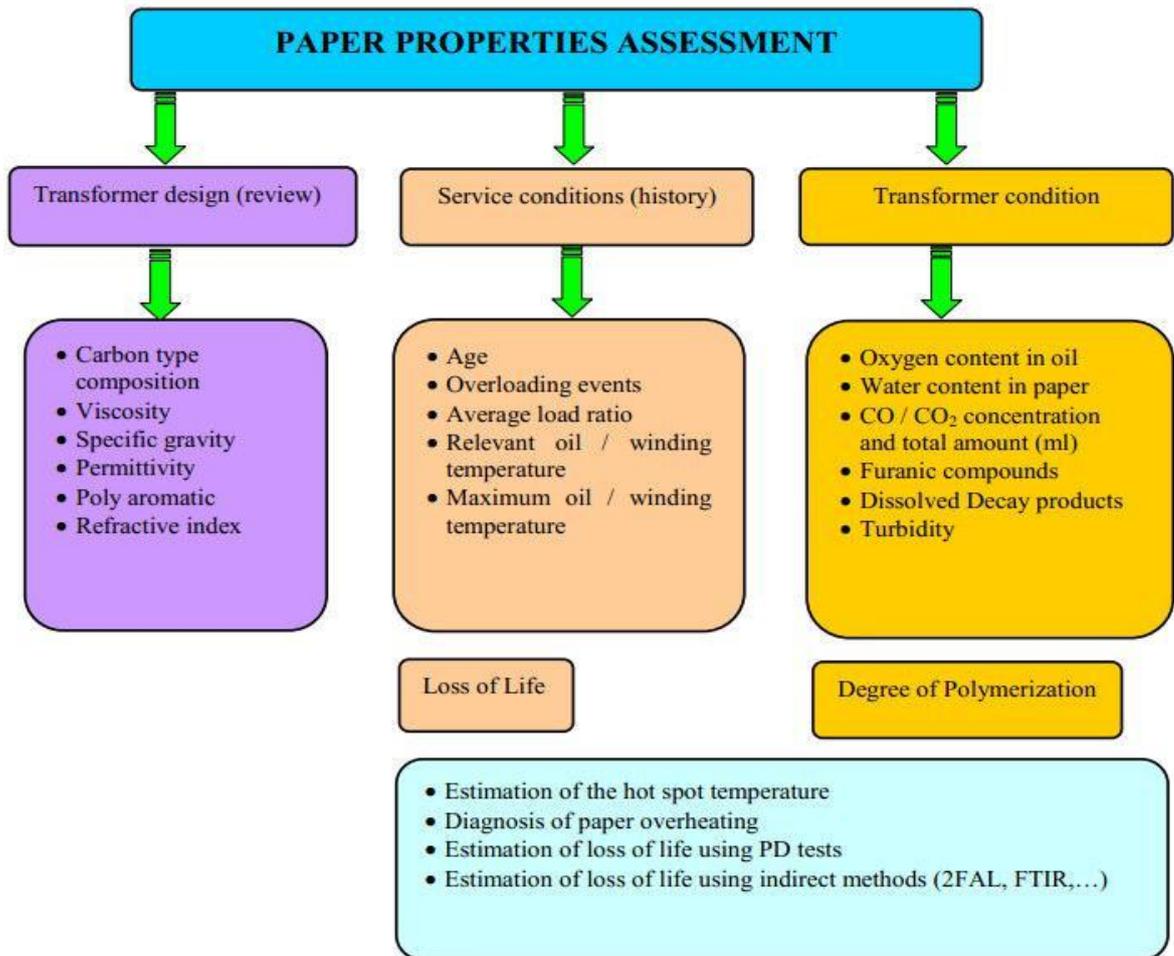


Figure II.11 : Évaluation des propriétés du papier

Ces techniques traduisent clairement le fait que les pannes de transformateur peuvent être évitées si l'état de l'huile et du papier est surveillé et c'est sur la base des résultats, d'analyse que des mesures correctives sont prises.

Pour des raisons économiques, les entreprises d'électricité changent leur politique de maintenance périodique et la gestion de la vie effective de leurs équipements. Dans ce contexte, l'utilisation de nouvelles techniques fiables, capables d'évaluer efficacement et rapidement les défauts naissants dans le système d'isolation du transformateur de puissance s'avère indispensable.

II.9 Conclusion :

Le vieillissement de l'huile est essentiellement dû à l'action de l'oxygène tandis que celui du papier provient de l'action de la température, de l'humidité et de l'oxygène. L'oxydation de l'huile a pour conséquence une diminution de son pouvoir isolant suite à l'augmentation des pertes diélectriques, une mauvaise circulation de l'huile suite à la formation des produits de décomposition dissous, une dégradation plus rapide du papier.

La vie du transformateur étant liée à celle de son isolation, l'évaluation de l'état du transformateur s'avère indispensable pour apprécier l'état du système d'isolation lorsqu'il est neuf et après plusieurs années d'utilisation. Cette évaluation passe nécessairement par des techniques et des méthodes de diagnostic tant électriques que physico-chimiques.

CHAPITRE III
METHODES DE SURVEILLANCE
ET DE DIAGNOSTIC DES HUILES ISOLANTES

III.1 Introduction

Les transformateurs de puissance sont des appareils extrêmement coûteux. Evaluer l'état de l'appareil à partir d'analyses effectuées sur l'huile qu'il contient est beaucoup moins onéreux comparativement à ce que coûte une interruption de la fourniture d'énergie électrique par suite d'un claquage de transformateur et le remplacement de ce dernier. Des moyens de surveillance et de diagnostic fiables constituent donc un outil économique de planification de l'entretien du réseau électrique.

Dans ce chapitre, nous allons présenter les différentes méthodes de diagnostic des isolants de transformateurs. Nous allons mettre l'accent sur les méthodes physico-chimiques et les méthodes d'analyse de gaz dissous utilisés aux laboratoires Sonelgaz Algérie. Le matériel et les normes utilisés sont aussi présentés.

III.2 Méthodes de surveillance et diagnostic d'une isolation de transformateur

Il y a une variété d'outils disponibles pour évaluer l'état des transformateurs et qui peuvent être classés en deux catégories : traditionnelles et non-traditionnelles. [35]

III.3 Méthodes de diagnostic non traditionnelles

Il y a eu, ces dernières années, plusieurs développements nouveaux dans les techniques d'essais et de surveillance qui trouvent une utilisation croissante dans le diagnostic des transformateurs.

III.3.1 Essai en service des décharges partielles (Dp)

Les deux méthodes les plus utilisées pour la détection de Dp sont : La détection des signaux acoustiques et la mesure des signaux électriques produits par les Dp. Les impulsions des Dp produisent des ondes de contraintes mécaniques qui se propagent à travers l'huile environnante (dans la gamme de 100 à 300 kHz). Pour détecter ces ondes, des détecteurs d'émission acoustique sont montés sur les parois du réservoir du transformateur ou dans l'huile à l'intérieur du même réservoir. [36]

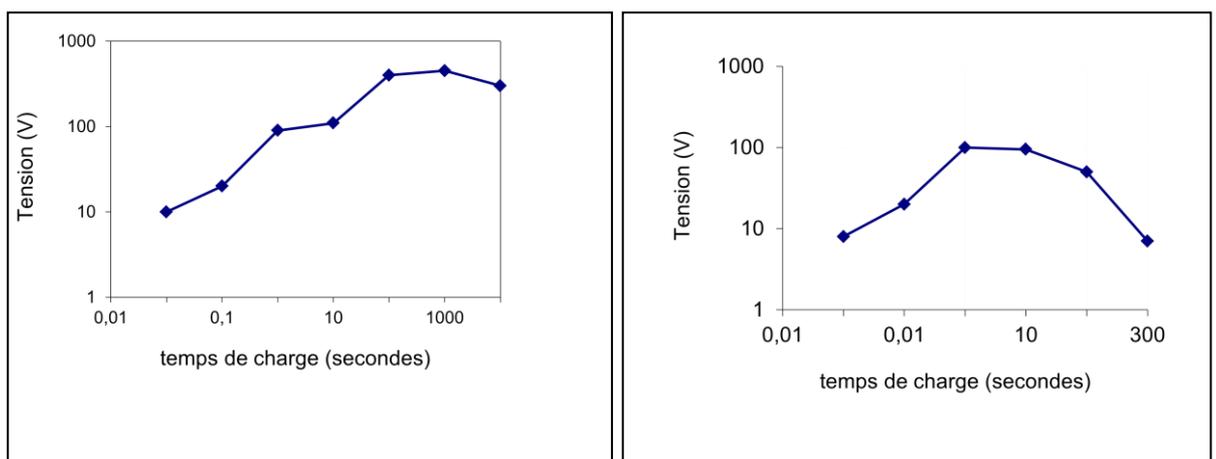
III.3.2 Mesure de la tension de rétablissement

La méthode de mesure de la tension de rétablissement (en anglais Recovery Voltage Measurement - RVM) est employée pour détecter l'état de l'isolation huile-papier et la teneur

en eau de l'isolation. Cette méthode se fonde sur le principe de la polarisation inter-faciale des matériaux diélectriques. C'est l'accumulation des charges d'espace générées par les impuretés et l'humidité aux interfaces de l'isolation huile-papier. [36]



Figure III.1 : Appareil de mesure de tension de rétablissement [35]



(a)

(b)

(a) pour un transformateur en bonnes conditions.

(b) pour un transformateur en mauvaises conditions.

Figure III.2 : Courbe typique de la RVM [36]

III.3.3 Logiciels et systèmes intelligents et experts pour le diagnostic

Les logiciels pour diagnostic, qui donnent des indications plus précises des problèmes des huiles de transformateur que l'analyse conventionnelle, font l'objet d'études de beaucoup de chercheurs et utilisateurs. L'utilisation d'un logiciel peut améliorer la fiabilité et la répétitivité de l'analyse des essais. Elle peut également servir à extraire l'information qui n'est

pas fournie directement par les bases de données. L'avance actuelle des techniques d'intelligence artificielle (IA) a permis à des ingénieurs et à des chercheurs de développer des logiciels puissants et souples d'IA pour diagnostiquer des défauts de transformateurs. Cela offre la possibilité de réduire la main d'œuvre et les frais pour évaluer l'état du transformateur ; cependant, ce but n'a pas été encore totalement réalisé [36].

III.4 Méthodes de diagnostic traditionnelles (Analyse d'huile)

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 [35]. Pour cette raison, l'analyse d'huile isolante des appareillages de puissance HT est devenue une tâche importante. Cette analyse, en apparence si simple, requiert beaucoup de savoir-faire et un grand nombre d'opérations. S'il est constaté que l'huile est suffisamment dégradée pour mettre en danger le transformateur, des traitements doivent être effectués. Selon les besoins, l'huile est alors dégazée, filtrée et déshydratée [35].

Le tableau III.1 résume les méthodes conventionnelles pour tester les différents types des fluides isolants [37].

Tableau III.1 :Les méthodes d'essais sur les fluides diélectriques : En bleu les méthodes d'IEC les plus souvent utilisées; en rouge les méthodes ASTM couramment utilisées, tandis que les normes pas citées mais généralement utilisées sont en noir [37]

Propriétés	Mineral Oil	Synthetic Ester	Natural Ester	Silicone Fluid
Acidity	IEC 62021 – 1/IEC 62021 – 2/ASTM D974	IEC 62021 – 1/IEC 62021 – 2/ASTM D974	ASTM D974	IEC 62021 – 1/ASTM D974
Appearance	ISO 2049/ASTM D1524	ISO 2049/ASTM D1524	ASTM D1524	ISO 2049/ASTM D1524
Breakdown voltage	IEC 60156/ASTM D1816	IEC 60156/ASTM D877/D1816	ASTM D877/D1816	IEC 60156/ASTM D877/D1816
Colour	ISO2049/ISO 2211/ASTM D1500	ISO 2211/ASTM D1500	ASTM D1500	ISO 2211/ASTM D1500
Corrosive sulphur	IEC 62535/ASTM D1275	-	ASTM D1275	-
Dielectric dissipation factor	IEC 60247/IEC 61620/ASTM D924	IEC 60247/ASTM D924	ASTM D924	IEC 60247/ASTM D924
Density	ISO 3675/ISO 12185/ASTM D1298	ISO 3675/ASTM D1298	ASTM D1298	ISO 3675/ASTM D1298
DGA analysis	IEC 60567/ASTM D3612	CIGRE brochure 443	ASTM D2945/ASTM D3284/ASTM D3612	CIGRE brochure 443
Fire point	ISO 2592/ASTM D92	ISO 2592/ASTM D92	ASTM D92	ISO 2592/ASTM D92
Flash point	ISO 2719/ISO 2592/ASTM D92	ISO 2719/ISO 2592/ASTM D92	ASTM D92	ISO 2719/ISO 2592/ASTM D92
Furanic compounds	IEC 61198/ASTM D5837	ASTM D5837	ASTM D5837	ASTM D5837
Gassing tendency	IEC 60628/ASTM D2300/ASTM D6180	IEC 60628/ASTM D2300/ASTM D6180	ASTM D2300/ASTM D6180	IEC 60628/ASTM D2300/ASTM D6180
Interfacial tension	ISO 6295/ASTM D971	ASTM D971	ASTM D971	ASTM D971
Kinematic viscosity	ISO 3104/ASTM D445	ISO 3104	ASTM D445	ISO 3104
Kinematic viscosity at low temperature	IEC 61868	-	-	-
Lightning impulse breakdown	IEC 60897/ASTM D3300	-	ASTM D3300	-
Oxidation stability	IEC 61125/IEC 62036/ASTM D2112/ASTM D2440	IEC 61125	-	-
PCB content	IEC 61619/ASTM D4059	-	ASTM D4059	-
Permittivity	IEC 60247/ASTM D924	IEC 60247/ASTM D924	ASTM D924	IEC 60247/ASTM D924
Pour point	ISO 3016/ASTM D97	ISO 3016	ASTM D97	ISO 3016
Refractive index	ISO 5661	ISO 5661	-	ISO 5661
Resistivity	IEC 60247/ASTM D1169	IEC 60247/ASTM D97	ASTM D1169	IEC 60247/ASTM D97
Specific heat	ASTM D2766	-	ASTM D2766	-
Stray gassing	CIGRE brochure 296	-	-	-
Thermal conductivity	ASTM D2717	-	ASTM D2717	-
Thermal Expansion coefficient	ASTM D1903	-	ASTM D1903	-
Visual examination	ASTM D1524	-	ASTM D1524	-
Water content	IEC 60814/ASTM D1533	IEC 60814/ASTM D1533	ASTM D1533	IEC 60814/ASTM D1533

ASTM, American Society for Testing and Materials; CIGRE, Council on Large Electric Systems; IEC, International Electrotechnical Commission; ISO, International Organization for Standardization.

III.4.1 Tests Physico-chimiques

Les essais et les normes utilisés par la SONELGAZ sont donnés dans le tableau III.2.

Tableau III.2 : Normes utilisées par SONELGAZ pour l'analyse de la BORAK22

Type d'essai	Norme
Couleur	ISO 2049, ASTM D-1500.
Viscosité cinématique	ISO 3104, ASTM D445-09, NF-T-60 100
Acidité totale	CEI 62021 , ASTM 1534, CEI 296
Rigidité diélectrique	ASTM D-877, CEI 60156
Pertes diélectriques	CEI 250, CEI 247,ASTM D-924
Teneur en eau	CEI 60814, ASTM D 1533, ISO R 760

Ces tests sont très importants pour déterminer l'état de vieillissement de l'isolation et d'analyser son degré de contamination [35].

A) Mesure de la 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 ppm pour l'huile minérale avant la mise en service du transformateur [35]. La figure III.3 représente une photographie du titreur automatique Karl Fischer, utilisé à SKMK (ex transfo-centre de Blida) [36].



Figure III.3: Titreur Karl Fisher pour la mesure de la teneur en eau de liquide isolant [36]

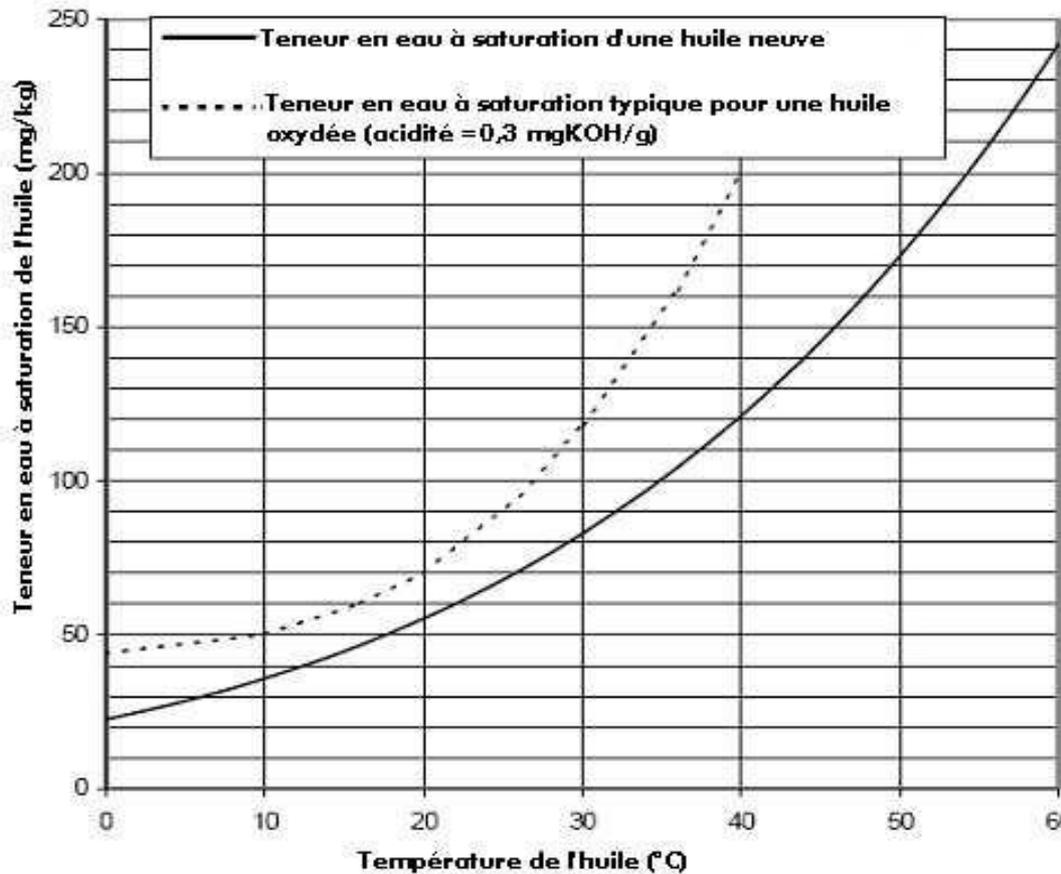


Figure III.4 : Evolution de la teneur en eau à saturation en fonction de la température pour une huile minérale neuve et vieillie [38]

B) Nombre de neutralisation

La mesure du NN permet la surveillance du processus d'oxydation de l'huile. Plus la valeur du NN est élevée, plus l'ampleur de l'oxydation est grande. et plus tôt les produits solubles et colloïdaux se formeront. Le nombre d'acidité total se traduit par la quantité de composés acides dissous dans l'huile et s'exprime en mgKOH/g. La mesure de l'acidité est réalisée par un procédé chimique simple appelé la neutralisation.

La figure III.5 montre le système de neutralisation utilisé au laboratoire SKMK du Blida [36].

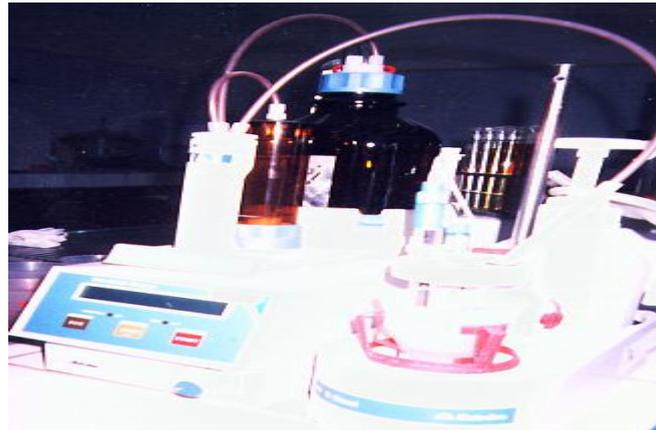


Figure III.5 : Mesure de l'acidité [36]

C) Mesure de la viscosité

La fonction transfert de chaleur d'une huile dépend de la viscosité de cette dernière, la viscosité est un paramètre essentiel qui rentre dans le dimensionnement et la conception des systèmes de refroidissement par convection naturelle dans les petits transformateurs auto-refroidis ou par écoulement forcé dans les grandes unités (transformateurs de puissance) utilisant des pompes et des radiateurs.

La viscosité de l'huile est définie comme sa résistance à l'écoulement. Elle est mesurée en chronométrant le temps d'écoulement de l'huile dans un tube capillaire calibré. La figure III.6 montre une photographie de viscosimètre utilisé [36].



Figure : III.6 : Le viscosimètre

D) Mesure de la tension de claquage

La tension de claquage diélectrique représente la tension à laquelle un fluide isolant devient conducteur. Elle est rapportée en kilovolts. La présence de contaminants, d'humidité

et de particules, y compris les produits d'oxydation, réduisent la tension claquage diélectrique.

Pour la mesure de tension de claquage, l'échantillon est placée dans la cellule entre deux électrodes en demi-sphères, et soumis à une tension. Une vue de l'appareil d'essai et donnée dans la figure III.7



Figure III.7 : Schéma de la cellule de mesure de la tension de claquage [36]

E) Examen visuel et couleur

La surveillance de couleur et de l'aspect visuel de l'huile isolante fournit une évaluation rapide de la qualité d'huile. Les huiles isolantes obscurciront en vieillissant en raison de l'oxydation. L'examen visuel fournit une évaluation des matériaux indésirables suspendus dans l'huile.



Figure III.8 : Dégradation de liquide isolant au cours de vieillissement thermique (changement de couleur), photographie de colorimètre pour la mesure de l'indice couleur [35,36]

F) Mesure du facteur de dissipation diélectrique CEI 247/ASTM D-924

Le facteur de dissipation des huiles isolantes électriques est une propriété de grande importance, car elle constitue un moyen de détermination de la concentration des porteurs de charges qui détériorent la principale fonction diélectrique du liquide. Si la concentration des porteurs de charges excède une certaine limite (valeur critique) sous contrainte électrique, une panne latente peut survenir dans le transformateur. Une faible valeur du facteur de dissipation indique de faibles pertes diélectriques et un faible niveau de contaminants ioniques polaires solubles ou colloïdaux. Ces caractéristiques constituent un moyen de contrôle de qualité et un indicateur des modifications de l'huile en service résultant d'une contamination ou de la détérioration de l'huile. [35]

Le facteur de pertes diélectrique ($\text{tg}\delta$) et la permittivité relative (ϵ_r) peuvent être mesurés à l'aide d'un pont de Schering de type Dieltest DLT Figure III.9. La cellule d'essais contenant l'échantillon d'huile est constituée de deux cylindres coaxiaux de distance inter-électrodes de 5 mm. Le principe consiste à remplir la cellule par de l'huile, puis la chauffer jusqu'à 90° C sous une tension de 2 kV. Les résultats d'essais sont affichés et imprimés automatiquement [36].



Figure III.9 : Dieltest DLT utilisé dans la mesure du facteur de dissipation diélectrique et la permittivité relative [36]

Nous présentons dans ce qui suit d'autres tests pratiquées dans quelques laboratoires tel que le laboratoire ALCON et ISOLIME au Canada/ Québec.

G) La tension interfaciale (ASTM D-971)

La tension interfaciale donne une indication sur la teneur en composés polaires solubles dans 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.

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. La procédure de mesure de la tension interfaciale est effectuée conformément à la norme ASTM Désignation 971. Le tensiomètre utilisé dans cette étude est représenté en figure III. 10.



Figure III.10 : Tensiomètre pour la mesure de la tension interfaciale [35]

➤ **Indice de Myers**

Il est égale au rapport de la tension interfaciale au nombre d'acide totale IFT/TAN. Cet indice donne une estimation plus fiable sur la durée de vie restante de l'huile des transformateurs. Un indice de Myers inférieur à 100 indique que l'huile est oxydée d'une façon significative et qu'elle doit être remplacée dans une courte durée [35].

III.4.2 Analyse des gaz dissous

L'analyse des gaz dissous est couramment utilisée pour connaître l'état de dégradation d'une huile et par suite celui de l'appareil qui la contient. Un des objectifs de cet essai est de savoir quand un appareil doit être mis hors service [36]. La solubilité des gaz dans les huiles minérales est très grande. A 25°C et sous pression atmosphérique, elle est (en volume) de 9% pour l'azote, 16% pour l'oxygène, 6% pour l'hydrogène, 9% pour le monoxyde de carbone, 30% pour le méthane, et des valeurs encore plus élevées pour les hydrocarbures plus lourds [38]. Ces valeurs de solubilité sont très supérieures aux concentrations observées dans les huiles en service.

Tableau III.3 : Formation de gaz dans les défauts [38]

Défauts	Gaz détectés	Gazole
Arcs électriques	Formation de grandes quantités d'hydrogène et d'acétylène, avec de petites quantités de méthane et d'éthylène. Il peut y avoir également formation de CO et CO ₂ s'il y a de la cellulose à l'endroit du défaut.	Acétylène
Décharges partielles (Corona)	Les décharges de faible énergie produisent de l'hydrogène et du méthane, avec de petites quantités d'éthane et d'éthylène. Des quantités comparables de CO et CO ₂ peuvent provenir de décharges dans la cellulose	Hydrogène
Surchauffe de l'huile	Les produits de décomposition sont l'éthylène et le méthane, avec de petites quantités d'hydrogène et d'éthane. Des traces d'acétylène peuvent être produites si la surchauffe est sévère ou si un contact électrique	Ethylène
Surchauffe de la cellulose	Formation de grandes quantités de CO et CO ₂ . Si le défaut a lieu dans une structure imprégnée, du méthane et de l'éthylène sont également formés.	Monoxyde de carbone

Sous les différentes contraintes, une huile isolante peut produire différents gaz : de l'hydrogène (H₂), du méthane (CH₄), mais aussi en plus faibles quantités de l'éthane (C₂H₆), de l'éthylène (C₂H₄) et de l'acétylène (C₂H₂). On peut aussi trouver du monoxyde de carbone (CO) et du dioxyde de carbone (CO₂), liés à la dégradation du papier ou à la décomposition de l'huile en présence d'air. [38] L'oxygène (O₂) et l'azote (N₂) sont quant à eux des gaz présents systématiquement dans l'huile.

Les teneurs en gaz, leur vitesse de production et leur répartition permettent d'avoir une idée sur le type de dégradation qui affecte l'isolation Tableau III.3 ; la teneur en gaz s'exprime généralement en $\mu\text{L/L}$ ou en ppm.

Plusieurs critères sont élaborés pour interpréter les résultats de DGA, les plus utilisés sont : Méthode de gaz principaux TDCG C57, critère IEC, critère de Rogers, et triangle de Duval.

III.4.3 Analyse des dérivés furaniques et dégradation du papier

L'analyse de l'huile en service permet également d'évaluer le degré de dégradation de la cellulose à partir des teneurs en dérivés furaniques. L'intérêt de cette technique qui est de plus en plus utilisée et qui fait l'objet de nombreuses études [38], réside dans le fait que les différents mécanismes de dégradation du papier (dégradation thermique, par hydrolyse, par oxydation), conduisent à la rupture des chaînes et à la formation de dérivés furaniques. Cette analyse est d'autant plus importante que la dégradation du papier est souvent à l'origine des défauts et donc de l'arrêt d'un transformateur.

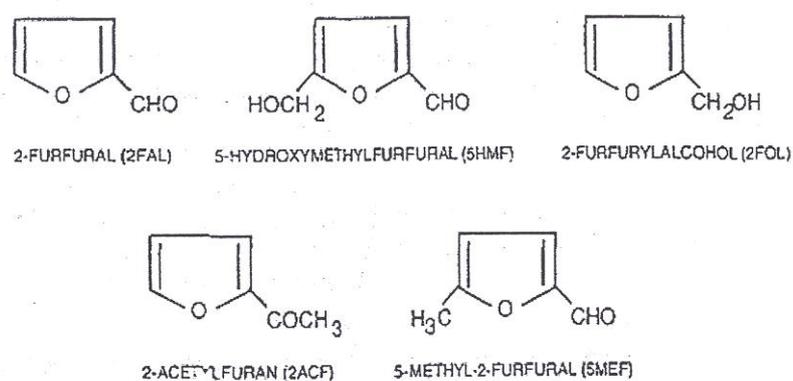


Figure III.11 : Structure chimique des dérivés furaniques [35]

Le dérivé 2FAL est le plus représentatif de la dégradation du papier car sa concentration se corrèle bien avec d'autres essais de mesure de la dégradation du papier comme le degré de polymérisation (qui permet de quantifier la scission des chaînes moléculaires) ou la tenue mécanique en traction la mesure des dérivés furaniques dans l'huile minérale s'effectue selon la norme CEI 61198 [38].



Figure III.12 : Chromatographe en phase liquide HPLC (FTIR-ATR)
(Laboratoire de chimie université de Laghouat)

Remarque : Le traitement de l'huile par utilisation de la terre à foulon élimine les furannes (C_4H_4O) de l'huile. Ainsi donc, un échantillon de l'huile doit être prélevé pour l'analyse de furanne bien avant le traitement de l'huile du transformateur.

III.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté, les différentes méthodes ainsi que les dispositifs expérimentaux utilisés pour les mesures, le diagnostic, et la surveillance des isolants des transformateurs. Nous avons donné avec plus de détails, les méthodes utilisées dans les laboratoires de Sonelgaz – Algérie, ainsi que quelques méthodes utilisées dans d'autres laboratoires d'analyse d'huile comme le laboratoire ALCON au Canada.

Il ressort de ce chapitre que l'analyse de l'huile constituait un outil indispensable pour vérifier l'état d'un transformateur en service. La meilleure façon de prolonger la vie d'un tel appareil est de connaître son état à tout instant. Pour ce faire, il faut rassembler les informations relatives à la charge, les courants de défaut, ainsi que la qualité de l'huile et du papier. L'enregistrement continu de ces mesures fournit ainsi une image plus complète de l'état de l'isolation du transformateur et en combinant ces paramètres nous pourrions aider à anticiper une situation critique.

Le but principal du diagnostic et de la surveillance de cet équipement est de détecter les signes avant-coureurs d'un défaut naissant, la progression du vieillissement ou d'autres problèmes de fonctionnement, et de surveiller leurs évolutions pour permettre à l'ingénieur de prendre les mesures appropriées afin d'éviter les pannes.

CHAPITRE IV

***ETUDE DE CORRELATION ENTRE LES
DIFFERENTS METHODES PHYSICO CHIMIQUE***

IV.1 Introduction

L'étude de corrélation permettra d'apporter une grande précision dans le diagnostic et la prédiction de taux de vieillissement de l'isolation de transformateurs. La corrélation entre les caractéristiques traditionnelles traduisant le vieillissement (facteur de dissipation diélectrique, acidité, IFT, etc.) a été intensivement étudié [39].

A cause de la formation des sous-produits résultant de la décomposition de l'huile et du papier, et vu la difficulté de diagnostic de l'état du papier isolant dans les transformateurs, le rapport entre les méthodes de diagnostic de papier et de l'huile, sera très intéressant à étudier. Le but de ce chapitre, est d'établir une possible corrélation entre les différentes techniques de diagnostic physicochimiques de l'huile et de papier pour les transformateurs de puissance à savoir : la teneur en eau, la tension interfaciale (IFT), acidité, tension de claquage, indice de couleur, et l'indice de décomposition de cellulose, nous essayerons donc, d'exploiter quelques résultats des tests physico-chimiques effectuées sur des différents transformateurs, pour analyser la possibilité de leur corrélation.

IV.2 Analyse de corrélation

La corrélation entre les caractéristiques physico-chimiques (facteur de dissipation diélectrique, acidité, IFT, etc.) a été intensivement étudiée [39, 40]. Les résultats de mesures peuvent être validés par une analyse de corrélation entre les différents paramètres.

L'approche la plus utilisée est la corrélation de Pearson. Il considère une série de n mesures de X et Y écrit sous la forme x_i et y_i avec $i = 1, 2, \dots, n$. Le coefficient de corrélation r_{xy} peut être calculé par :

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{(n-1)s_x s_y} \quad (\text{IV.1})$$

Ou \bar{x} et \bar{y} sont les échantillons de X et Y , donc s_x et s_y sont les déviations de X et Y .

Le but est d'établir une possible corrélation entre les techniques de diagnostic (teneur en eau, tension de claquage, IFT, acidité et l'indice de couleur, l'indice CO_2/CO) pour chaque transformateur, en prenant l'IFT comme technique de référence.

L'IFT est pris comme référence car une étude menée par I.A.R. GRAY Transformer Chemistry Services donne une classification des huiles selon cette technique de diagnostic. Le tableau IV.1 présente cette classification [40].

Tableau IV.1: Guide sur l'analyse des huiles des transformateurs de puissance [40]

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

- NN : l'acidité, IFT : Tension interfaciale, OQIN : ratio entre l'IFT et le NN.

La condition d'une bonne 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).

IV.2.1 Effet de l'âge du transformateur sur la corrélation

Le tableau IV.2, présente les données extrait de rapport de diagnostic effectué par le laboratoire ALCON, sur le transformateur T1028 à l'huile minérale (Nynas), ce transformateur est situé dans l'usine de Jonquière à Chicoutimi [41].

Tableau IV.2 : Plaque signalétiques de transformateur T1028

Site	Localisation	No Série	Tension	Puissance	Constructeur	Année
CCC	PUJ	110203	154	33000	CGE	1925

- CCC PPJ : Post Plant Jonquiere (Central of Caron Cascade's, Canada).

Tableau IV.3 : Base de données de transformateur T1028 [41]

date prélèvement	IFT	Tension de claquage	Teneur en Eau	Acidité	facteur de dissipation	Couleur	CO2/CO
21/10/1985	22,50	34,00	50,00	0,50	0,11	2,50	12,44
04/12/1985	22,80	36,00	57,00	0,40	0,10	2,50	12,92
03/04/1987	22,00	35,00	46,00	0,50	0,11	2,90	15,22
17/09/1987	25,50	41,00	39,00	0,30	0,09	2,40	9,36
10/05/1990	27,80	44,00	46,00	0,20	0,07	1,90	8,94
25/08/1992	26,90	50,00	30,00	0,20	0,08	1,90	8,56
28/09/1992	28,50	51,00	35,00	0,10	0,03	1,90	7,81
14/09/1993	32,80	59,00	22,00	0,09	0,03	1,90	7,89
14/09/1993	32,80	57,00	26,00	0,08	0,01	1,90	8,81
01/08/1994	30,70	52,00	29,00	0,09	0,01	1,90	8,75
23/12/1997	30,80	50,00	26,00	0,08	0,01	1,90	9,75
11/05/1999	29,50	49,00	29,00	0,10	0,04	1,90	9,30
13/05/2002	23,00	38,00	60,00	0,30	0,09	2,40	12,97
22/05/2002	24,00	39,00	57,00	0,40	0,10	2,50	11,50
22/08/2002	22,00	32,00	55,00	0,40	0,10	3,00	12,21
22/03/2004	21,00	30,00	59,00	0,50	0,11	3,50	14,29

R²=0.942

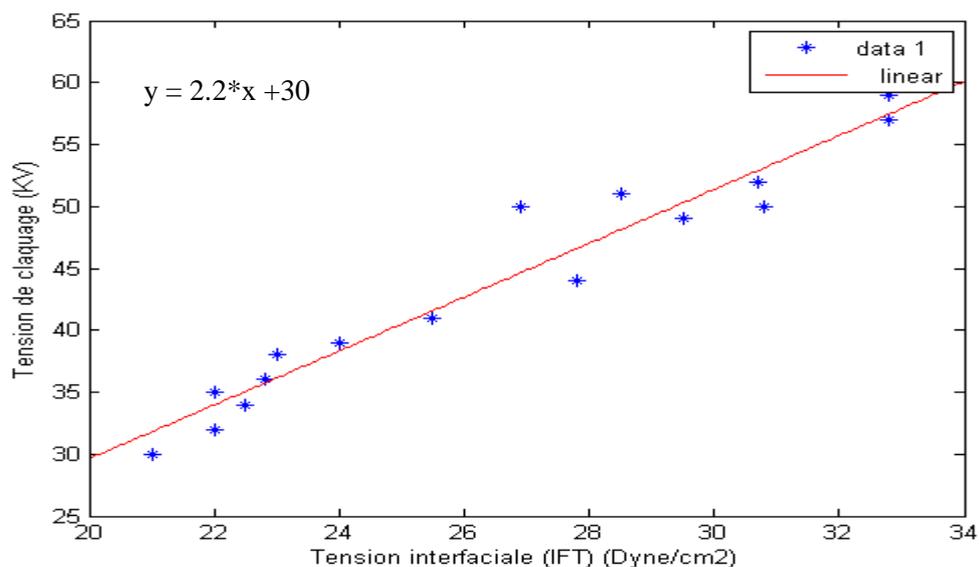


Figure IV.1 : Courbes d'évolution de la tension de claquage en fonction de l'IFT pour différents périodes de prélèvement

R²=0.827

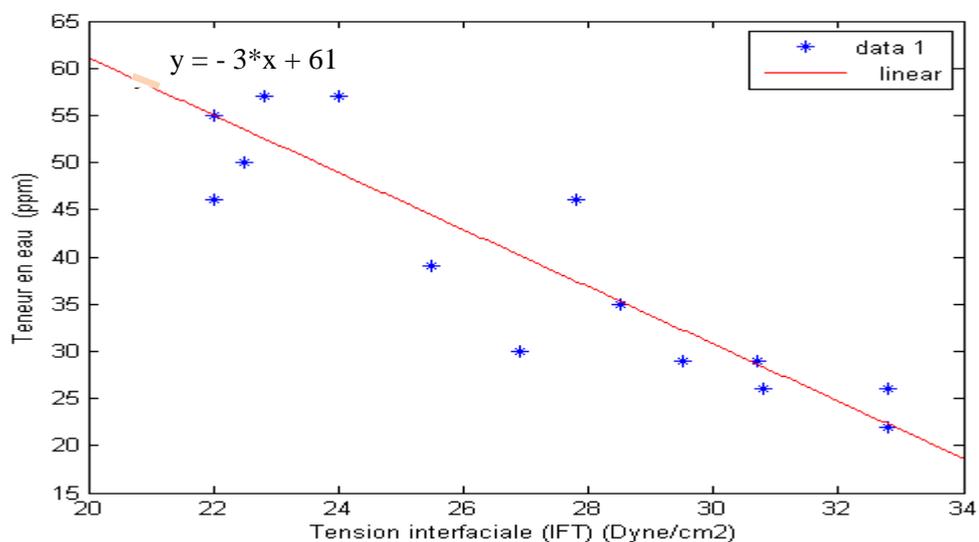


Figure IV.2 : Courbes d'évolution de la teneur en eau en fonction de l'IFT pour différents périodes de prélèvement

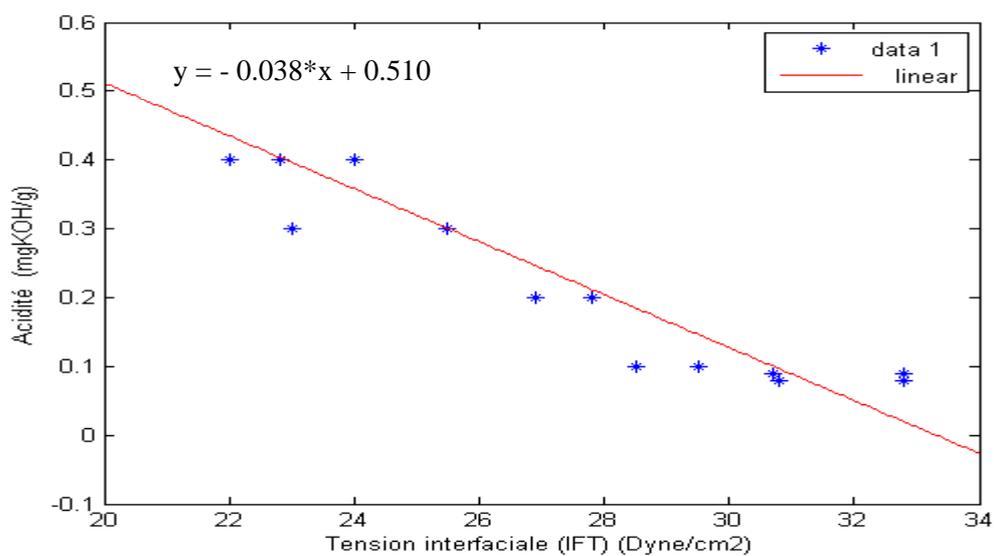
$R^2=0.891$ 

Figure IV.3 : Courbes d'évolution de l'acidité en fonction de l'IFT pour différents périodes de prélèvement

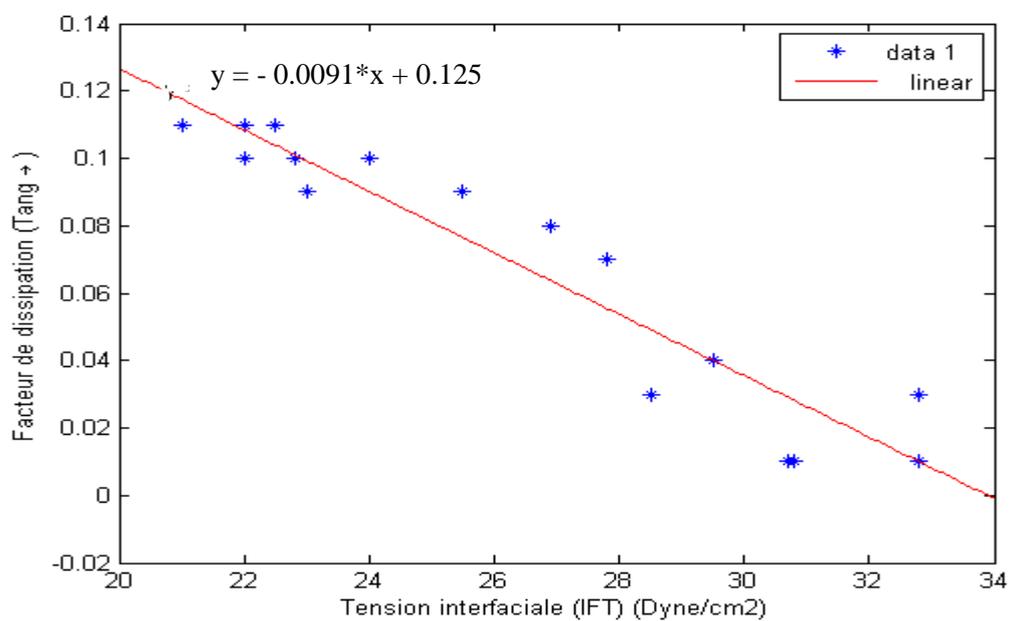
 $R^2=0.893$ 

Figure IV.4 : Courbes d'évolution du facteur de dissipation en fonction de l'IFT pour différents périodes de prélèvement

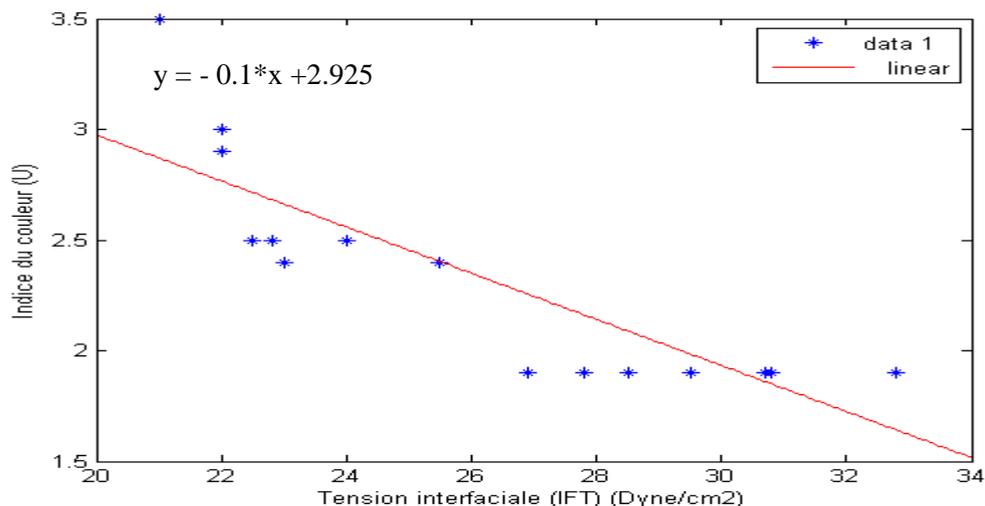
$R^2=0.731$


Figure IV.5 : Courbes d'évolution de l'indice couleur en fonction de l'IFT pour différents périodes de prélèvement

Le tableau IV.3, présente les coefficients de corrélation entre les résultats obtenus.

Tableau IV.4 : Coefficients de corrélation entre les différentes méthodes de diagnostic

Technique de diagnostic	Coefficient de corrélation par rapport à l'IFT
Tension de claquage	0.942
Teneur en eau	0.827
Acidité	0.891
Tang δ	0.893
Couleur	0.731

Selon les coefficients de corrélation, présentés dans le tableau IV.3, on conclut qu'il y a une bonne corrélation entre l'IFT et les techniques physicochimiques de diagnostic, à l'exception de l'indice de couleur. La forte liaison entre les techniques de diagnostic et l'IFT est peut être attribué à la polarité de sous produits de dégradation de l'isolation du transformateur. Alors que la faible corrélation de l'indice couleur peut être attribuée aux traitements de l'huile (filtrage, régénération ...), qui réduit certains produits de dégradation comme les boues qui fait sombrer l'huile. La figure IV.6, montre l'évolution de l'IFT en fonction de la durée de service. Du transformateur T1028.

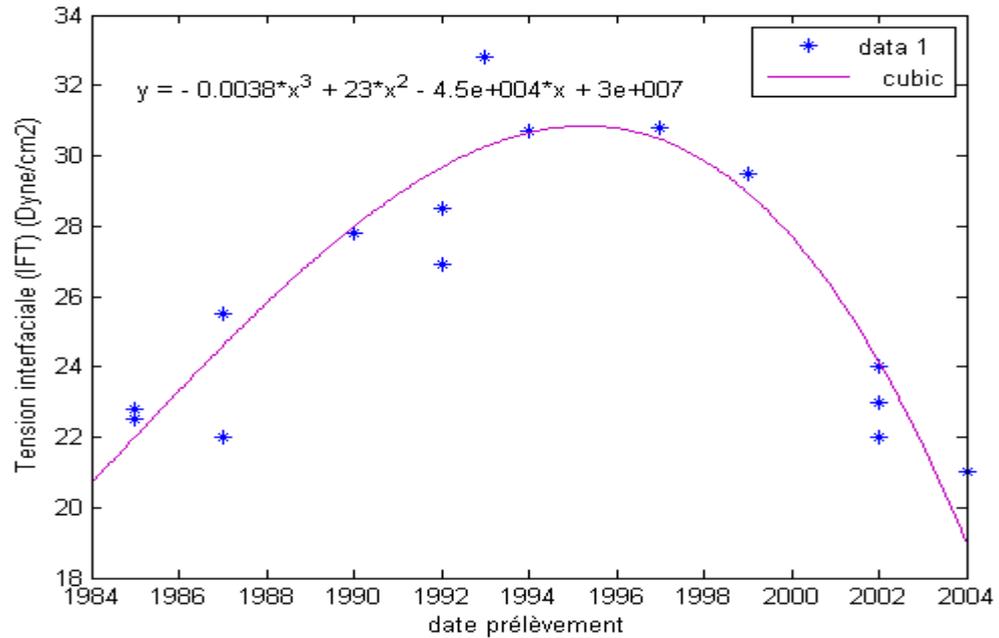


Figure IV.6 : Évolution de l'IFT en fonction de la durée de service

IV.2.2 Effet de condition de service sur la corrélation

Pour valider la corrélation entre les méthodes de diagnostic en cas de changement de conditions de service, nous avons choisis des transformateurs de différentes conditions de service (tension, puissance, ...). Pour cela, nous avons étudié la base de données de laboratoire ELMA, cette base de données contient le diagnostic de différents transformateurs de la société national d'électricité et de gaz (SONELGAZ) DTML, Région Alger et Annaba [42]. (tableau IV.4)

Tableau IV.5 : Base de données de d'un lot de transformateurs Sonelgaz Algerie [42]

constructeur	No Équipement	IFT	Diélec- D877	Eau	Acidité	facteur de dissipation	Couleur	CO	CO2	CO2/CO	Tension	Puissance (MVA)	date de construction
TRANSFO	115	20,00	30,00	29,00	0,04	0,10	3,00	126,00	2994,00	23,76	60	30	1977
ALSTOM	618	35,00	57,00	19,00	0,09	0,05	2,00	716,00	6492,00	9,07	60	40	1992
ALSTOM	325	39,00	68,00	8,00	0,02	0,01	2,00	522,00	4179,00	8,01	220	120	1993
TRAFO-UNION	158	31,00	46,00	19,00	0,02	0,09	3,50	281,00	3426,00	12,19	60	30	1977
ALSTOM	394	37,00	59,00	11,00	0,02	0,02	1,00	657,00	4158,00	6,33	220	120	1991
TUR	714	38,00	68,00	19,00	0,03	0,02	1,50	145,00	1252,00	8,63	60	30	1983
ABB	385	38,00	67,00	7,00	0,01	0,01	1,50	230,00	1264,00	5,50	220	120	1994
TRANSFO,	126	15,00	11,00	74,00	0,14	0,90	5,00	359,00	9138,00	25,45	60	20	1962
ENER	554	38,00	67,00	6,00	0,01	0,01	1,50	362,00	3578,00	9,88	60	40	1989
TRANSFO,	176	22,00	32,00	26,00	0,06	0,08	4,00	583,00	13194,00	22,63	60	24	1976
ALSTOM	506	36,00	63,00	9,00	0,02	0,01	1,50	282,00	3008,00	10,67	60	30	1992
EE1	536	34,00	55,00	25,00	0,05	0,04	2,00	379,00	4875,00	12,86	60	40	1988
TRANSFO	127	18,00	28,00	46,00	0,13	0,08	4,50	655,00	17194,00	26,25	60	20	1962
MINEL	106	26,00	43,00	18,00	0,01	0,40	2,50	233,00	4176,00	17,92	63	25	1975
ALSTOM	395	38,00	64,00	6,00	0,02	0,01	1,00	539,00	5896,00	10,94	220	120	1991
CEM	144	15,00	10,00	43,00	0,08	0,70	5,00	6143,00	98487,00	16,03	63	40	1969
TRAFO-UNION	159	35,00	59,00	22,00	0,06	0,02	2,00	206,00	1922,00	9,33	60	30	1977
EFACEC	580	34,00	62,00	6,00	0,01	0,01	1,00	203,00	2060,00	10,15	220	80	1999
CEM	428	27,00	53,00	27,00	0,21	0,02	2,00	507,00	7496,00	14,79	60	10	
CEM	1125267	29,00	48,00	23,00	0,02	0,04	2,50	341,00	4759,00	13,96	63	10	1970
ALSTOM	398	33,00	51,00	8,00	0,04	0,02	2,50	521,00	4797,00	9,21	220	120	1992
ELTA	329	35,00	58,00	17,00	0,04	0,02	1,50	223,00	1491,00	6,69	60	30	1977

R²=0.946

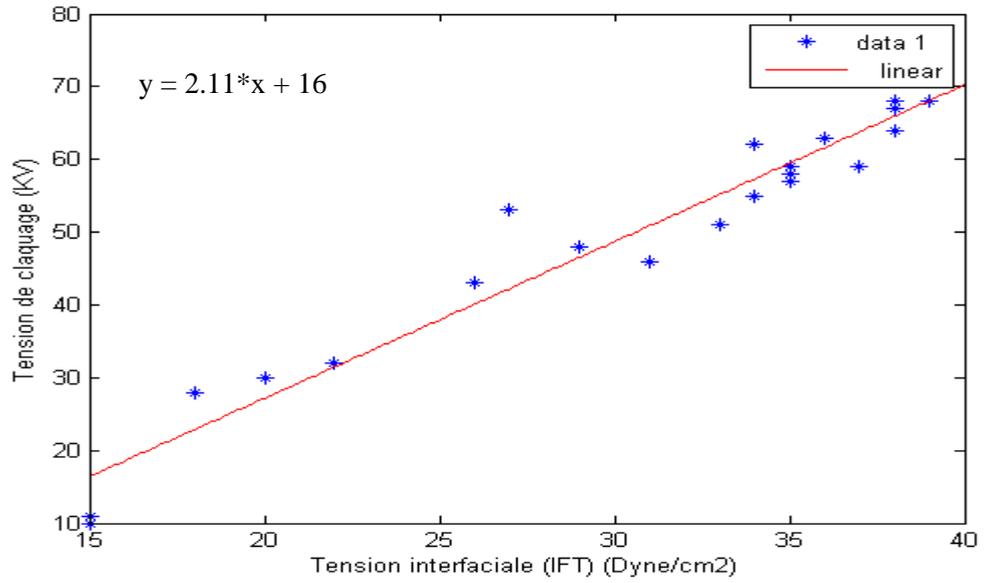


Figure IV.7 : Courbes d'évolution de la tension de claquage en fonction de l'IFT pour différents transformateurs

R²=0.720

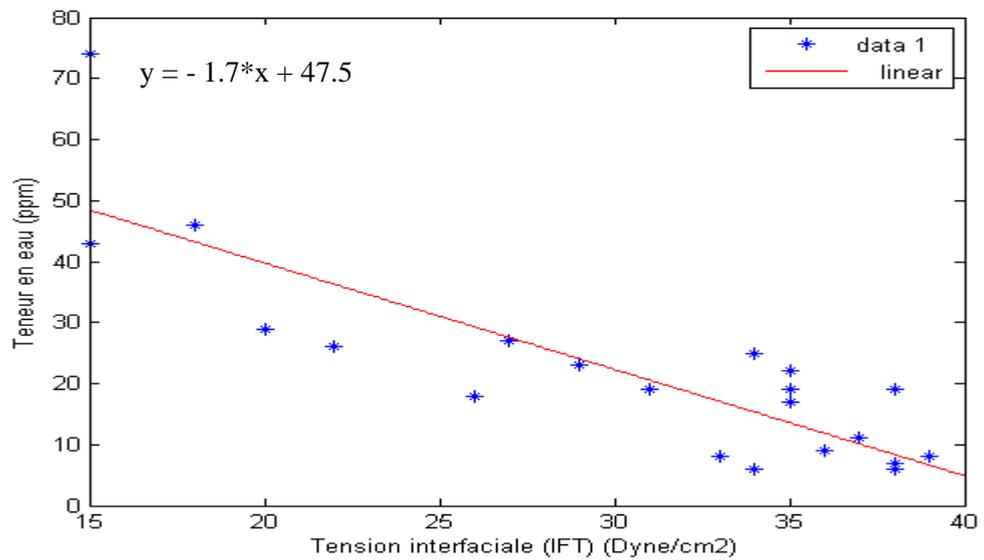


Figure IV.8 : Courbes d'évolution de la Teneur en Eau en fonction de l'IFT pour différents transformateurs

R²=0.312

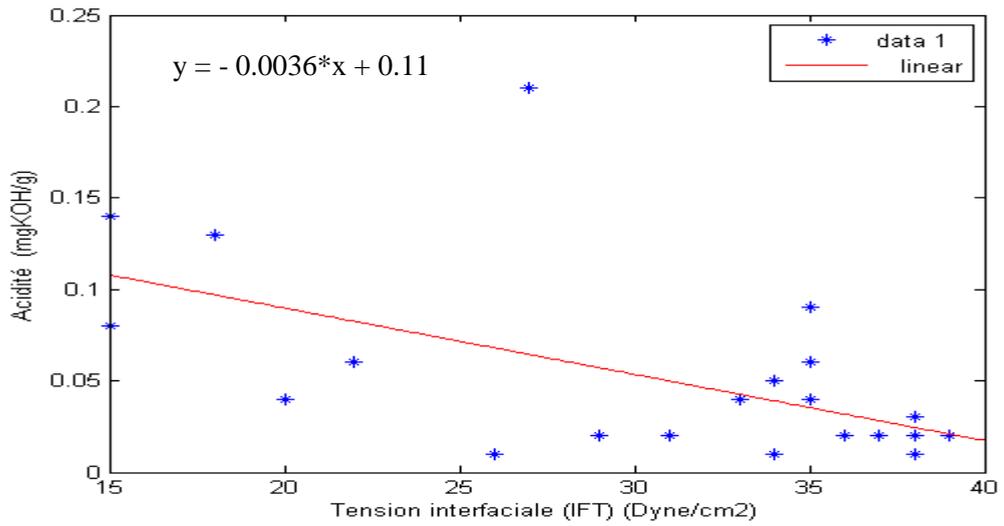


Figure IV.9 : Courbes d'évolution de l'Acidité en fonction de l'IFT pour différents transformateurs

R²=0.740

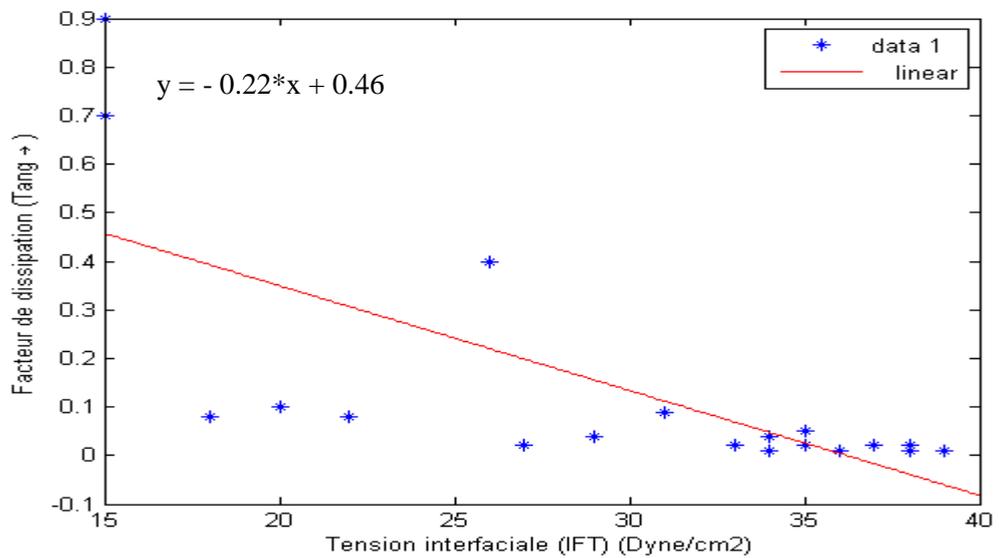


Fig. IV.10 : Courbes d'évolution du facteur de dissipation (Tang δ) en fonction de l'IFT pour différents transformateurs

$R^2=0.812$

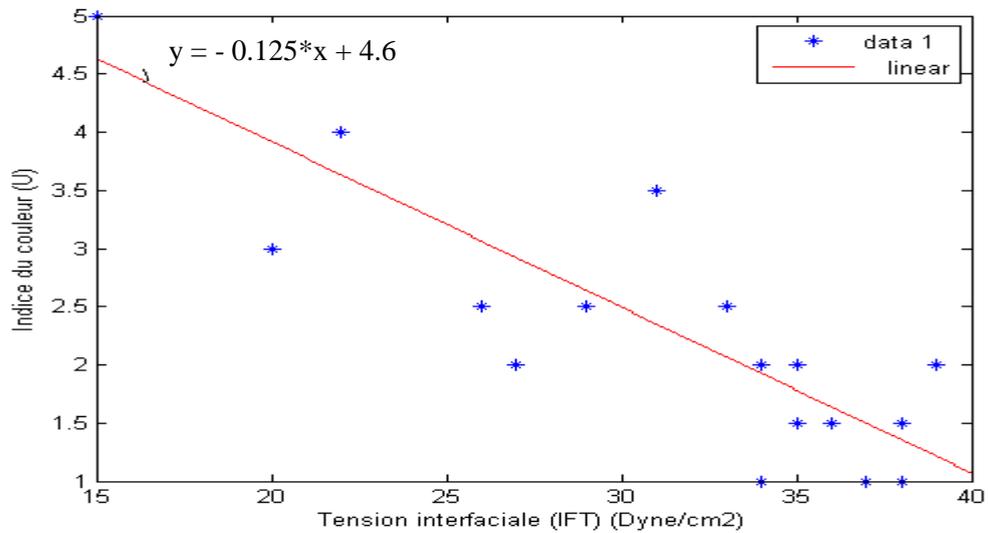


Figure IV.11 : Courbes d'évolution de l'indice couleur en fonction de l'IFT pour différents transformateurs

Le tableau IV.5, présente les coefficients de corrélation entre les résultats obtenus.

Tableau IV.6 : Coefficients de corrélation entre les différentes méthodes de diagnostic

Technique de diagnostic	Coefficient de corrélation par rapport à l'IFT
Tension de claquage	0.946
Teneur en eau	0.720
Acidité	0.312
Tang δ	0.519
Couleur	0.812

Selon les coefficients de corrélation, présentés dans le tableau IV.5, nous pouvons conclure qu'il y a une bonne corrélation entre l'IFT et deux techniques de mesure à savoir la tension de claquage et l'indice de couleur, les autres techniques de diagnostic (la teneur en eau, l'acidité, le facteur de dissipation) ont présenté un faible taux de corrélation. Cela peut être attribué à l'effet de conditions de services (le contact avec l'air, la tension, la puissance, le type de refroidissement, la construction de transformateur...).

IV.3 Détection de la dégradation de cellulose

Les figures IV.12 et IV.13, présentent l'évolution de paramètre CO₂/CO en fonction de la tension interfaciale.

R²=0.574

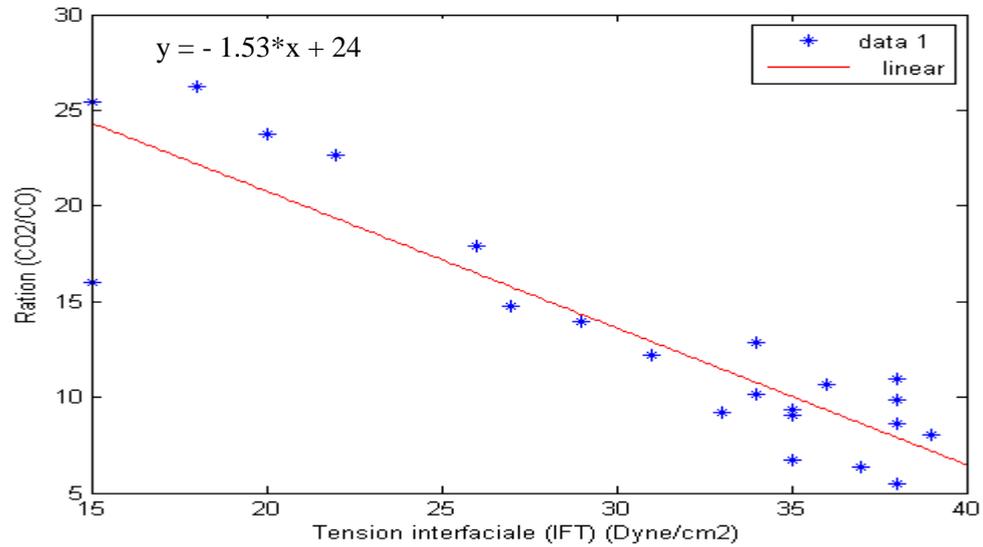


Figure IV.12 : Courbes d'évolution de l'indice CO₂/CO en fonction de l'IFT pour différents périodes de prélèvement

R²=0.807

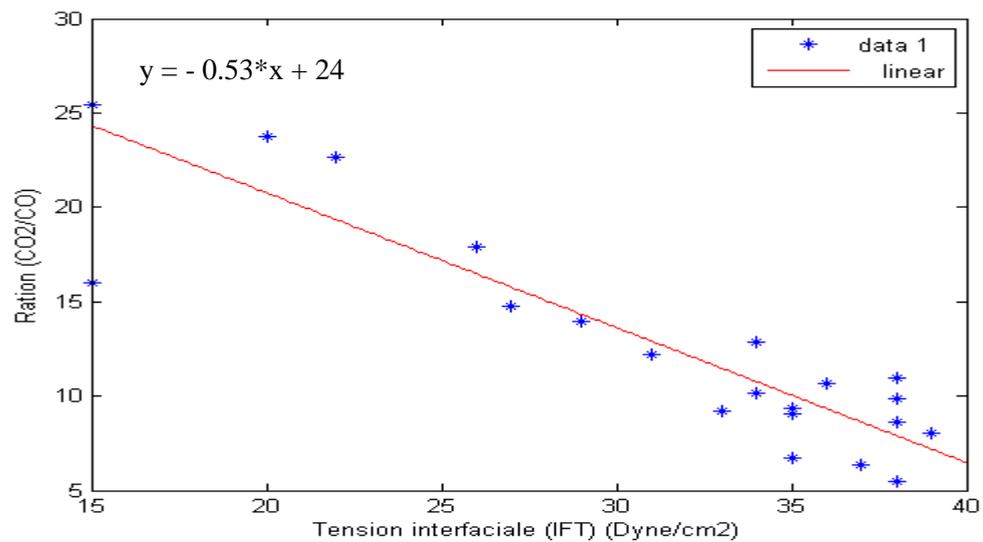


Figure IV.13 : Courbes d'évolution de l'indice CO₂/CO en fonction de l'IFT pour différents transformateurs

Selon les coefficients de corrélation, présentés sur les figure IV.12 et IV.13, on conclut que :

- Dans le cas de transformateurs T1028 le taux de corrélation entre le rapport CO_2/CO (indiquant la décomposition de cellulose), et la tension interfaciale est faible, cela peut être attribuée aux traitements de l'huile (filtrage, régénération ...), qui réduit certains produits de dégradation comme les gaz dissous.
- La bonne corrélation dans le cas de diagnostic de différent transformateur de la base donnée ELMA, est attribué aux conditions de service de transformateurs qui n'ont pas subits un traitement de leur huile isolante.

IV.4 Conclusion :

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

- Nous avons pu trouver une bonne corrélation entre certaines techniques de diagnostic de l'huile de transformateur, et la méthode de la tension interfaciale, le traitement physique de l'huile isolante influe sur la corrélation entre l'indice de couleur et l'IFT, alors que les conditions de service de transformateur affectent fortement les taux de corrélation du facteur de dissipation, teneur en eau et l'acidité.
- Nous avons également étudié la possibilité de la détection de décomposition de papier isolant, par l'analyse de corrélation entre l'IFT et la ratio CO_2/CO , nous avons pu conclure que les techniques de diagnostic de l'isolation solide dans les transformateurs (papier) peuvent êtres renforcées par l'étude de l'IFT, vu son fort rapport avec l'indice de décomposition de cellulose, le problème de traitement de l'huile entrave cette étude, comme le cas de l'analyse furaniques. Une étude plus approfondie sera donc nécessaire pour trancher une telle conclusion

CONCLUSION GÉNÉRALE

Le présent travail a pour objectif d'étudier la possibilité d'établir une corrélation entre les méthodes de diagnostics des huiles isolantes des transformateurs,

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

- Nous avons pu trouver une bonne corrélation entre certaines techniques de diagnostic de l'huile de transformateur, et la méthode de la tension interfaciale, le traitement physique de l'huile isolante influe sur la corrélation entre l'indice de couleur et l'IFT, alors que les conditions de service de transformateur affectent fortement les taux de corrélation du facteur de dissipation, teneur en eau et l'acidité.
- Nous avons également étudié la possibilité de la détection de décomposition de papier isolant, par l'analyse de corrélation entre l'IFT et la ratio CO_2/CO , nous avons pu conclure que les techniques de diagnostic de l'isolation solide dans les transformateurs (papier) peuvent être renforcées par l'étude de l'IFT, vu son fort rapport avec l'indice de décomposition de cellulose, le problème de traitement de l'huile entrave cette étude, comme le cas de l'analyse furaniques.
- Les résultats des travaux expérimentaux obtenus dans les laboratoires de recherches sous des conditions bien définies, et qui montrent une bonne corrélation entre l'IFT et les tests physico-chimique est contredit avec cette étude, nous pensons qu'une étude plus approfondie sur des transformateurs en services sera donc nécessaire pour trancher une telle conclusion

Sur cette base, nous affirmons que l'analyse de corrélation entre les techniques physico-chimiques de l'huile isolante pour le diagnostic de l'état d'isolation mixte dans les transformateurs de puissance ne peut être validée que par étude des cas réels, l'influence de conditions de services et l'environnement sur les résultats d'analyse est bien visible dans ce travail.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie :

- [1] IEC 60076-1, "Transformateurs de puissance Partie 1: Généralités," ed, 2011-04.
- [2] IEC, "IEC 60076-7 First edition 2005-12 Power transformers Part 7: Loading guide for oilimmersed power transformers," ed, 2005.
- [3] Wikipedia. (20-02-19). Transformateur de puissance. Available: [http://fr.wikipedia.org/wiki/Transformateur de puissance](http://fr.wikipedia.org/wiki/Transformateur_de_puissance).
- [4] R. Fournie, Les isolants en électrotechnique : essais, mécanismes de dégradation, applications industrielles. Paris: Eyrolles, 1990.
- [5] R. PINZELU, Fibres aramides pour matériaux composites vol. A3985: Techniques Ingénieur,1995.
- [6] Wikipedia. (06-04-13). Les polyamides aromatiques, ou aramides. Available: <http://fr.wikipedia.org/wiki/Aramide>.
- [7] W. University, Eau, Claire. (30 April 2001). Aramid Fibers. Available: [http://www.chem.uwec.edu/Chem405 sOI/malenirf/proiect.html](http://www.chem.uwec.edu/Chem405_sOI/malenirf/proiect.html)
- [8] N. BERGER. Liquides isolants en électrotechnique. Techniques de l'ingénieur_ D2470. 20 pages.
- [9] I. Fofana and J. Sabau, "Application of Petroleum-based oil in Power Transformer", 23 pages, In Natural Gas Research Progress, Editors: Nathan David and Theo Michel, © 2008 Nova Science Publishers, Inc., ISBN: 978-1-60456-700-7.
- [10] J. Sabau, "Determination of Solid Suspensions in Electrical Insulating Oils by Turbidimetry", SAIT/CEA Technology Symposium Calgary (Alberta), 11-12 June 1998.
- [11] R. Fournié, "Les isolants en électrotechnique : Essais, Mécanismes de dégradation, Applications Industrielles", Collection de la Direction des Etudes et Recherches d'Electricité de France, Eyrolles, Paris, 1990.
- [12] H. Borsi, E. Gockenbach, B. Dolata, "Ester Fluids as Alternative for Mineral Based Transformer Oil", 16th International Conference on Dielectric Liquids ICDL, Poitiers, France, 2008, p. 429 – 43.
- [13] E. Gockenbach, H. Borsi, "Natural and Synthetic Ester Liquids as alternative to mineral oil for power transformers" Conf. on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena CEIDP, Quebec, Canada, 2008, paper 5B-10.
- [14] Wikipedia. (22-02-19). Les Ester synthétique, Available: [https://fr.wikipedia.org/wiki/Ester synth%C3%A9tique](https://fr.wikipedia.org/wiki/Ester_synth%C3%A9tique)
- [15] J. S. N'CHO, "Développement de nouvelles méthodes de diagnostic et de régénération des huiles pour transformateurs de puissance," Ecole Centrale de Lyon, 2011.

- [16] C. Perrier, "Etude des huiles et des melanges à base d'huile minérale pour les transformateurs de puissance,," Ecole Centrale de Lyon, 2005.
- [17] F. M. Clark, Insulating materials for design and engineering practice: John & Sons, 1962.
- [18] A. Darwin, C. Perrier, and P. Folliot, "The use of natural ester fluids in transformers," Proceedings of MATPOSTconference, Lyon (France), Paper 0036, November 15-16, 2007.
- [19] Working Group A2.35 of CIGRE Study Committee TB 436- Experiences in Service with New Insulating Liquids, October 2010.
- [20] 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.
- [21] 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.
- [22] 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.
- [24] Evaluation and Qualification of Electrical Insulation Systems, IEC Committee, Tech. Rep.98/60 505/ed.2, 1998.
- [25] Working Group 09 of CIGRE Study Committee 12. Lifetime Evaluation of Transformers. Electra 150:38-52, October 1993.
- [26] Saliha boudraa « Maintenance des transformateurs de puissance par l'analyse de l'huile- Apport de l'Intelligence artificielle-», thèse doctorat en sciences, université Batna2, 2017.
- [27] V. Prabhaskar, D. J. Badkas, "Mechanism of Oxidation of Transformers Oils", J. Inst. of Petr. (GB), 47, N°450, p.210, June 1961.
- [28] N. M. Emanuel, E. T. Denisov, Z. K. Maizus, "Liquid Phase Oxidations of Hydrocarbons", Plenum Press, New York, 1967.
- [29] G. Breen, on the behalf of Study Committee 12, "Essential requirements to maintain transformers in service", paper 12-103, CIGRE session, Aug. 30–Sept 5, 1992.
- [30] J. Unsworth, F. Mitchell, "Degradation of Electrical Insulating Paper Monitored with High Performance Liquid Chromatography", IEEE Transactions on Electrical Insulation, n°4 Volume 25, August 1990.
- [31] W. Lampe, E. Spicar, Rapport CIGRE n°12-05-1976.

- [32] B. Richardson, “Transformer Life Management, Bushings and Tap Changers”.
Colloquium on Transformer Life Management, pages 8/1-8/4- October 1998.
- [34] I. Fofana, Y. Zié and M. Farzaneh, “Dielectric Response methods for diagnostics of Power equipment”, In Recent Advances in Dielectric Materials, Editor: Ai Huang,© Nova Science Publishers, Inc., ISBN: 978-1-60692-266-8.
- [35] Christophe perrier «étude des huiles et de mélange a base d'huile minirale pour transformateurs de puissance de recherche d'une mélange optimale », de thèse de doctor présenté à l'ecole doctora le automatique electronique / 21 avril 2005
- [36] Saliha boudraa « Maintenance des transformateurs de puissance par l'analyse de l'huile- Apport de l'Intelligence artificielle-», thèse doctorat en sciences, université Batna2, 2017.
- [37] Saliha Boudraa, « Analyse des gaz dissous dans les huiles de transformateurs en utilisant la technique de l'intelligence artificielle », mémoire magistère, Université Batna/ Algérie 2005.
- [38] Janvier Sylvestre N'CHO, Issouf Fofana, Yazid Hadjadj and Abderrahmane Beroual, «Review of Physicochemical-Based Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers», Energies, special issue, Vol 9, Issue 5, May 2016.
- [39] A. Bouaicha, « Application de Techniques Modernes au diagnostic des transformateurs de puissance », Maitrise en ingénierie, séminaire 2, Université de Québec/Chicoutimi, 2008.
- [40] Koutoua Simon KASSI, « Étude de l'isolation hybride en vue de son application dans les transformateurs de puissance », mémoire de la maîtrise en ingénierie présenté à l'université du Québec à Chicoutimi, Décembre 2013.
- [41] Alcon, Canada, Laboratory data base, 2010.
- [42] ELMA, Physico-chemical laboratory, «Analyses and diagnoses report for DTML Sonelgaz transformer», Mancalier (Torino) , November 2001.

RESUME

Résumé

La durée de vie des transformateurs de puissance est reliée à la durée de vie de l'isolation solide et liquide, des méthodes de diagnostics non-intrusives de l'état de l'isolation ont été développées depuis quelques décennies dont celles des mesures diélectriques. En effet les études ont démontrées que les mesures diélectriques sont sensibles à l'humidité, à la température et au vieillissement de l'isolation papier /huile des transformateurs de puissance.

Le phénomène de vieillissement électrique est présenté, pour prédire le facteur de dissipation diélectrique et la tendance au gazage sous un champ électrique d'une huile minérale et d'un ester naturel. Cette modélisation utilise les paramètres de dégradation qui ont la plus forte corrélation comme des paramètres de régression. Ils sont suffisants pour prédire le facteur de dissipation diélectrique, ce qui justifie l'importance de ces nouvelles méthodes. Il a été remarqué aussi, que chaque type de fluide a son modèle et son comportement. Cette différence est attribuée à la compositions chimique qui affecte le comportement de l'huile.

Mots clés : *transformateurs de puissance, isolation liquide, diélectriques, diagnostic, fluide, modélisation.*

ABSTRACT

Life span of high power transformers is dépendent on the life span of their solid and fluid insulation non-destructive testing methods of the insulation have been developed in récent years including the dielectric measurement's method. Studies have shown that dielectric measurements are function of humidity, temperature and the degree of aging of the transformers paper/oil insulation .

Electrical aging is presented to predict the dielectric dissipation factor and the gassing tendency under electrical field of mineral oil and natural ester. This model uses the degradation parameters that have the highest correlation as regression parameters. These are sufficient to predict the dielectric dissipation factor, justifying the importance of these new methods. It was noted also that each type of fluid has its model and its behavior.

Key words : *power transformers, fluid insulation, dielectric, testing, fluid, model.*