REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA

Faculté de **T**echnologie

Département de **G**énie **E**lectrique

Mémoire de fin d'études de Master

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Réseaux Electriques

Utilisation des méthodes de régression pour la corrélation entre les propriétés des huiles de transformateur et le vieillissement thermique

---

Présentés par :

NEDJRAOUI Kaouther

Proposés et Dirigés par :

Dr. ABDI Sifeddine

Promotion 2022

Dédicace

À Ma chère mère,

À Mon cher père,

À Mes frères et sœurs,

À Mes neveux Ilyes et Chahine,

À Ma chère amie et cousine Nadjet,

À Toute ma famille,

À Tous mes amis,

Je dédie ce travail.

Remerciements

Tout d'abord, je remercie Allah le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience nécessaires à mener ce travail à son terme.

Je tiens à remercier tout particulièrement mon promoteur **Dr. ABDI Sifeddine**, pour l'aide qu'il m'a apporté, pour sa patience et sa rigueur scientifique. Ses conseils m'ont été très précieux pour structurer le travail et pour améliorer la qualité des différentes sections.

Je tiens aussi à remercier les membres du jury pour l'honneur qu'ils me font en prenant le temps de lire et d'évaluer ce travail.

Je voudrais exprimer ma reconnaissance envers mes parents et mon amie Nadjet qui m'ont apporté leur soutien moral et intellectuel tout au long de ma démarche.

ملخص

تمت دراسة تحليل الانحدار باستخدام النماذج الخطية والأسية للربط بين الخصائص الكهربائية لزيوت المحولات مثل عامل التبديد والمقاومة والسماحية النسبية و جهد الانهيار. و الخصائص الفيزيائية والكيميائية مثل محتوى الماء والحموضة ، مع التزمين الحراري. تم أيضاً إجراء مقارنة بين البيانات التجريبية والنتائج التي تنبأ بها تحليل الانحدار. تظهر نتائج الانحدار توافقاً جيداً بين النتائج العملية والرقمية مع معاملات ارتباط مرتفعة ($\geq 90\%$). وبالتالي فإن النماذج المقترحة كافية.

كلمات مفاتيح : زيت المحول، التزمين، التزمين الحراري، الانحدار، الارتباط، الخصائص الكهربائية ، الخصائص الفيزيائية و الكيميائية.

Résumé

Une analyse de régression en utilisant des modèles linéaires et exponentielles est étudiée pour corréler entre les propriétés électriques des huiles de transformateurs telles que le facteur de dissipation, la résistivité, la permittivité relative et la tension de claquage ; ainsi que les propriétés physico-chimiques telles que la teneur en eau et l'acidité, avec le vieillissement thermique. Une comparaison des données expérimentales et les résultats prédits par l'analyse de régression est également effectuée. Les résultats de régression montrent une bonne concordance entre les résultats pratiques et numériques avec des coefficients de corrélation élevés ($\geq$90%). D'où les modèles proposés sont adéquats.

Mots clés : Huile de transformateur, vieillissement, vieillissement thermique, régression, corrélation, propriétés électriques, propriétés physico-chimiques.

Abstract

Regression analysis using linear and exponential models is studied to correlate electrical properties of transformer oils such as dissipation factor, resistivity, relative permittivity and breakdown voltage; as well as physico-chemical properties including water content and acidity, with thermal aging. A comparison of the experimental data and the results predicted by the regression analysis is also performed. The regression results show good agreement between the experimental and numerical results with high correlation coefficients ($\geq$90%). Hence the proposed models are adequate.

Key words : Transformer oil, aging, thermal aging, regression, correlation, electrical properties, phyisco-chemical properties.

Table des matières

Introduction générale **0**

1 Les huiles pour transformateurs de puissance **2**
1.1 Introduction . . . 3
1.2 Les transformateurs de puissance . . . 3
1.2.1 Définition . . . 3
1.2.2 Constitution . . . 3
1.3 Rôle des huiles isolantes dans les transformateurs . . . 4
1.3.1 Fonction diélectrique . . . 4
1.3.2 Fonction de transfert de chaleur . . . 5
1.4 Les isolants dans les transformateurs de puissance . . . 5
1.4.1 Isolation solide . . . 5
1.4.2 Isolation liquide . . . 5
1.4.2.1 Les huiles végétales . . . 5
1.4.2.2 Les huiles synthèses . . . 6
1.4.2.3 Les huiles minérales . . . 7
1.5 Propriétés des huiles minérales pour transformateurs . . . 10
1.5.1 Propriétés électriques . . . 10
1.5.1.1 La permittivité (ε) . . . 10
1.5.1.2 Résistivité/Conductivité . . . 10
1.5.1.3 Facteur de dissipation ($tan\delta$) . . . 11
1.5.1.4 Rigidité diélectrique . . . 12
1.5.1.5 Tension interfaciale . . . 12
1.5.2 Propriétés physico-chimiques . . . 12
1.5.2.1 Teneur en eau . . . 12
1.5.2.2 Acidité . . . 12
1.5.2.3 Viscosité . . . 13
1.5.2.4 Densité . . . 13
1.5.2.5 Point d'écoulement . . . 13
1.5.2.6 Point d'éclair . . . 13
1.5.2.7 Couleur et aspect . . . 13
1.6 Choix d'une huile pour une application spécifique . . . 13
1.7 Dégradation des huiles isolantes durant le service . . . 13
1.8 Conclusion . . . 14

2 Le vieillissement des huiles minérales **14**
2.1 Introduction . . . 15
2.2 Définition . . . 15
2.3 Types de vieillissement . . . 15
2.3.1 Vieillissement physique . . . 15

2.3.1.1 Avec transfert de masse . . . 15
2.3.1.2 Sans transfert de masse . . . 16
2.3.2 Vieillissement chimique . . . 16
2.3.2.1 Vieillissement thermique en présence d'oxygène . . . 16
2.3.2.2 Vieillissement par hydrolyse . . . 16
2.3.2.3 Vieillissement photochimique . . . 16
2.3.2.4 Vieillissement radiochimique . . . 17
2.3.2.5 Vieillissement biochimique . . . 17
2.3.2.6 Vieillissement climatique . . . 17
2.4 Vieillissement thermique des isolants liquides . . . 18
2.4.1 Définition . . . 18
2.4.2 Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur . . . 18
2.4.2.1 Propriétés électriques . . . 18
2.4.2.2 Propriétés physico-chimiques . . . 22
2.5 Vieillissement électrique des isolants liquides . . . 24
2.5.1 Définition . . . 24
2.5.2 Influence du vieillissement électrique sur les propriétés de l'huile de transformateur . . . 24
2.5.2.1 Facteur de dissipation ($tan\delta$) . . . 24
2.5.2.2 La permittivité relative . . . 25
2.5.2.3 Conductivité . . . 26
2.5.2.4 L'acidité . . . 27
2.6 Lois du vieillissement des isolants . . . 28
2.6.1 Loi de Montsinger . . . 28
2.6.2 Loi de Dakin . . . 28
2.6.3 Perte ou gain de durée de vie . . . 28
2.6.4 Comparaison des lois de Montsinger et Dakin . . . 28
2.7 Conclusion . . . 29

3 Méthodes de régression et corrélation 29
3.1 Introduction . . . 30
3.2 Analyse de corrélation . . . 30
3.2.1 Définition . . . 30
3.2.2 Corrélation bivariée . . . 31
3.2.3 Corrélation partielle . . . 31
3.2.4 Coefficients de corrélation de Pearson, Kendall et Spearman . . . 31
3.2.4.1 Corrélation de Pearson . . . 31
3.2.4.2 Corrélation de Kendall . . . 31
3.2.4.3 Corrélation de rang de Spearman . . . 32
3.3 Analyse de régression . . . 32
3.3.1 Régression linéaire . . . 32
3.3.1.1 Régression linéaire simple . . . 32
3.3.1.2 Estimation de la relation linéaire . . . 33
3.3.1.3 Régression linéaire multiple . . . 33
3.3.2 Régression non-linéaire . . . 34
3.3.3 Modèles courants . . . 34
3.3.4 Modèles non-linéaires transformables . . . 35
3.3.5 Techniques itératives . . . 35
3.4 Erreur standard de l'estimation . . . 36

3.5 La somme totale des carrés 36
3.6 Coefficient de détermination R^2 36
3.7 Covariance 37
3.8 Facteurs affectant la régression 38
3.9 Conclusion 38

4 Résultats et interprétations **38**
4.1 Introduction 39
4.2 Résultats et analyse de régression du facteur de pertes diélectriques ($tan\delta$) . . . 39
4.3 Résultats et analyse de régression de la permittivité relative (ε_r) 42
4.4 Résultats et analyse de régression de la résistivité(ρ) 44
4.5 Résultats et analyse de régression de la tension de claquage 47
4.6 Résultats et analyse de régression de la teneur en eau 50
4.7 Résultats et analyse de régression de l'indice d'acidité 53
4.8 Conclusion 55

Conclusion générale **56**

Table des figures

1.1 Vue intérieure d'un transformateur, type colonne 4
1.2 Structure chimique d'une huile végétale, appelée triester (triglycérides) 6
1.3 Principaux constituants de l'huile minérale issue du pétrole brut 7
1.4 Hétéroatomes dans l'huile minérale 8
1.5 Représentation schématique de l'angle de pertes 11

2.1 Influence de l'humidité relative sur la rigidité de l'huile minérale 17
2.2 Variation du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps de vieillissement pour T=80°C et T=100°C 18
2.3 Variation du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps de vieillissement pour T=120°C et T=140°C 19
2.4 Variation de la permittivité relative en fonction du temps de vieillissement . . . 20
2.5 Variation de la résistivité en fonction du temps de vieillissement 20
2.6 Variation de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement 21
2.7 Variation du facteur de pertes en fonction de la température 22
2.8 Variation de l'indice d'acidité en fonction du temps de vieillissement 22
2.9 Variation de la teneur en eau en fonction du temps de vieillissement 23
2.10 Streamers positifs dans une huile minérale de transformateur 24
2.11 Variation du facteur de dissipation en fonction du nombre de claquages pour différentes températures de mesure 25
2.12 Variation de la permittivité relative en fonction de la température et du nombre de claquages 25
2.13 Variation de la conductivité en fonction du nombre de claquages à 90°C 26
2.14 Variation de la conductivité en fonction de la température après différents nombres de claquages 27
2.15 Variation de l'acidité de l'huile en fonction du nombre de claquages 27

3.1 Différentes allure pour la déduction de corrélation 30
3.2 Décomposition de la variabilité dans le cas de la ligne droite des moindres carrés 37

4.1 Résultats de régression du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps de vieillissement pour T=80°C 39
4.2 Résultats de régression du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps de vieillissement pour T=120°C 40
4.3 Résultats de régression du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps de vieillissement pour T=140°C 40
4.4 Résultats de régression de la permittivité relative en fonction du temps de vieillissement pour T=80°C 42
4.5 Résultats de régression de la permittivité relative en fonction du temps de vieillissement pour T=140°C 43
4.6 Résultats de régression de la résistivité en fonction du temps de vieillissement pour T=80°C 44

4.7 Résultats de régression de la résistivité en fonction du temps de vieillissement pour T=100°C 45
4.8 Résultats de régression de la résistivité en fonction du temps de vieillissement pour T=120°C 45
4.9 Résultats de régression de la résistivité en fonction du temps de vieillissement pour T=140°C 46
4.10 Résultats de régression de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement pour T=80°C 48
4.11 Résultats de régression de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement pour T=120°C 48
4.12 Résultats de régression de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement pour T=140°C 49
4.13 Résultats de régression de la teneur en eau en fonction du temps de vieillissement pour T=80°C 50
4.14 Résultats de régression de la teneur en eau en fonction du temps de vieillissement pour T=100°C 51
4.15 Résultats de régression de la teneur en eau en fonction du temps de vieillissement pour T=120°C 51
4.16 Résultats de régression de la teneur en eau en fonction du temps de vieillissement pour T=140°C 52
4.17 Résultats de régression de l'indice d'acidité en fonction du temps de vieillissement pour T=80°C 53
4.18 Résultats de régression de l'indice d'acidité en fonction du temps de vieillissement pour T=120°C 54
4.19 Résultats de régression de l'indice d'acidité en fonction du temps de vieillissement pour T=140°C 54

Liste des tableaux

1.1 Classes et spécifications des huiles minéerales selon la norme CEI 60296 9

4.1 Analyse de régression du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps pour T=80°C 41
4.2 Analyse de régression du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps pour T=120°C. 41
4.3 Analyse de régression du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps pour T=140°C. 42
4.4 Analyse de régression de la permittivité relative en fonction du temps pour T=80°C 43
4.5 Analyse de régression de la permittivité relative en fonction du temps pour T=140°C. 44
4.6 Analyse de régression de la résistivité en fonction du temps. 47
4.7 Analyse de régression de la tension de claquage en fonction du temps. 49
4.8 Analyse de régression de la teneur en eau en fonction du temps 52
4.9 Analyse de régression de l'indice d'acidité en fonction du temps pour T=80°C . 55
4.10 Analyse de régression de l'indice d'acidité en fonction du temps pour T=120°C et T=140°C. 55

Liste des sigles et acronymes

BDV	*Breakdown voltage*
C_0	*Capacité d'un condensateur vide*
C_p	*Capacité d'un condensateur remplie d'huile*
Cov	*Covariance*
ε_0	*Permittivité du vide*
ε	*Permittivité absolue de l'huile*
E_C	*Rigidité diélectrique*
ε_i	*Erreur aléatoire*
ε_r	*Permittivité relative de l'huile*
IA	*Indice d'acidité*
IFT	*Tension interfaciale*
KOH	*Solution de potasse alcoolique*
PCB	*Poly chlorobiphényles*
R^2	*Coefficient de corrélation*
SSE	*Erreur standard de l'estimation*
SST	*Somme totale des carrés*
$tan\delta$	*Facteur de dissipation*
TE	*Teneur en eau*
T_N	*Température de référence*
U_C	*Tension de claquage*
UV	*Ultra-violet*
ρ	*Résistivité tranversale*
σ	*Conductivité*

Introduction générale

Les réseaux électriques sont formés par l'ensemble des appareils conçus pour la production, le transport, la distribution et l'utilisation de l'électricité depuis les centrales jusqu'à la consommation. Parmi leurs composants essentiels, on distingue les transformateurs.

L'indisponibilité de ces derniers a de fortes conséquences financières aussi bien pour les exploitants de réseaux de l'énergie électrique que pour les clients qui y sont connectés.

Il est donc indispensable d'assurer leur bon fonctionnement pour 30-35 ans de durée de vie admise, et même au-delà si cela apparaît justifié sur le plan économique et technique. Pour cette raison, la qualité et la fiabilité de l'isolation dans un transformateur jouent un rôle très significatif dans un contexte permanent de maitrise des couts.

Les éléments principaux qui constituent le système d'isolation des transformateurs de puissance et d'autres équipements électriques sont le papier cellulose comme isolation solide et l'huile comme isolation liquide. Cette dernière, par ses fonctions de refroidissement et d'isolation, figure comme le seul matériau auquel l'accès est possible dans un transformateur électrique. Elle contient 70% d'informations sur les transformateurs, alors son analyse nous renseigne sur leur état [1],[2].

L'huile minérale est le liquide le plus couramment utilisé dans les transformateurs de puissance ; cela est grâce à ses propriétés physico-chimiques et à son faible coût. L'huile minérale est l'élément principal du système de refroidissement et d'isolation du transformateur [3].

Les transformateurs sont soumis à plusieurs contraintes qui réduisent leur capacité d'isolation. L'eau, l'oxygène et des températures élevées sont les facteurs les plus importants qui accélèrent le vieillissement et la dégradation de l'huile de transformateur.

Une évaluation et un contrôle appropriés de l'état de l'huile sont nécessaires pour prévoir la durée de vie du transformateur ; mais aussi de réduire les coûts de maintenance. Certaines techniques de diagnostic conventionnelles, telles que L'analyse des gaz dissous (DGA), la décharge partielle ont été utilisées pour surveiller l'état de l'huile dans les transformateurs [4].

Les études menées dans [5], [6] ont permis d'établir la présence d'une corrélation significative entre le vieillissement thermique et les propriétés de l'huile de transformateur. La présence d'une telle corrélation permet d'utiliser le modèle de régression pour estimer le degré de cette corrélation.

C'est pour cela, on se propose dans ce travail d'établir une analyse de régression pour détecter la corrélation entre les propriétés électriques et physico-chimiques de l'huile de transformateur qui a été soumise à un vieillissement thermique pour différentes températures. Il s'agit du facteur de pertes diélectriques , de la permittivité relative, de la résistivité, de l'acidité et de la teneur en eau.

Ce travail comprend quatre parties :

Dans le premier chapitre, on présente de manière générale les éléments constituants des transformateurs de puissance, les différentes isolations liquides et solides utilisées ainsi que les principales propriétés et les critères de choix des isolants du transformateur.

Dans le deuxième chapitre, on donne les différents types de vieillissement et les mécanismes du vieillissement thermique et électrique de l'huile minérale ; on démontre ainsi leurs influence sur les propriétés de l'huile de transformateur.

Le troisième chapitre est consacré aux différentes méthodes de l'analyse de régression et de corrélation dont on a utilisé dans cette étude.

Dans le quatrième chapitre, on présente les résultats et les interprétations de l'analyse de régression effectuée pour corréler entres les propriétés électriques et physico-chimiques de l'huile et le vieillissement thermique. Cette analyse est faite tout en exposant les données expérimentales utilisées pour ces mesures.

Notre travail est finalisé par une conclusion générale.

Chapitre 1

Les huiles pour transformateurs de puissance

1.1 Introduction

Le transformateur de puissance est l'équipement le plus coûteux du réseau électrique, il est généralement immergés dans l'huile afin d'éviter l'endommagement des enroulements et de noyau. L'huile est utilisée comme isolant, pour éliminier les décharges par effet couronne et empêcher la formation d'arcs électriques. elle est aussi utilisée comme liquide de refroidissement [7],[8].

Dans ce chapitre, on présente les différents types d'isolations et composants dans le transformateur de puissance. On s'intéresse à l'isolation liquide (huile minérale), son rôle et ses propriétés.

1.2 Les transformateurs de puissance

1.2.1 Définition

Le transformateur est un convertisseur statique, constitué des enroulements couplés avec ou sans noyau magnétique. Les transformateurs sont utilisés dans les réseaux électriques pour transférer de l'énergie par induction électromagnétique entre des circuits à la même fréquence, généralement avec des valeurs de tension et de courant différentes. Les transformateurs de puissance sont de type colonne ou galette et aussi respirant ou hermétique. On les trouve sous des gammes allant de 5MVA et 20kV à 1000MVA et 800kV [9],[5].

1.2.2 Constitution

Un transformateur de puissance se compose généralement des parties suivantes :

— **Les bornes de traversées basses et hautes tensions** qui peuvent être isolées respectivement par de la porcelaine et du papier imprégné d'huile ou de résine époxy. Elles permettent le transit de la puissance. Certaines sont immergées, notamment pour les très hautes tensions, d'autres sont sèches.

— **La cuve** est constituée de tôles d'acier, sous forme rectangulaire et cubique, avec l'augmentation de la puissance et des courants, la cuve doit minimiser les champs parasites hors du transformateur et les courants de Foucault à l'intérieur de la cuve. Les courants de Foucault dus aux champs parasites entraînent des pertes dans les parois de la cuve. Dans les grands transformateurs de puissance, le blindage est utilisé pour éviter les champs parasites dans la paroi de la cuve. Le blindage est réalisé en montant des laminations de cuivre ou de matériau hautement perméable sur la face interne de la paroi de la cuve qui sont appelées shunt de protection.

— **Le noyau magnétique** est une partie importante d'un transformateur et généralement la plus lourde. Fabriqué en acier, il possède une perméabilité magnétique élevée et offre une faible résistance au flux magnétique. Il est constitué de tôles d'acier au silicium à grains orientés. Le noyau agit comme support à l'enroulement dans le transformateur. Il fournit également un chemin à faible réluctance pour le flux magnétique [10].

— **Les enroulements** (feuillard ou rond, ou méplat de cuivre ou d'aluminium) sont installés sur le noyau. Les sections de bobinages, les formes et les nombres de spires sont déterminés par les contraintes électriques, thermiques et mécaniques. Chaque bobine est munie de canaux de refroidissement qui assurent la circulation d'huile et les échanges thermiques.

— **Le conservateur d'huile** permet le remplissage complet de la cuve en huile et minimise la surface entre l'huile et l'air.

— **Le changeur de prise** en charge ou hors charge.

— **Le fluide diélectrique** comme les huiles minérales, végétales ou synthétiques.

— **Les isolants solides** tels que les papiers à base de celluloses, vernis, rubans, résines époxydes, bois, cartons [11],[12].

Une vue intérieure d'un transformateur, type colonne est présentée par la figure 1.1.

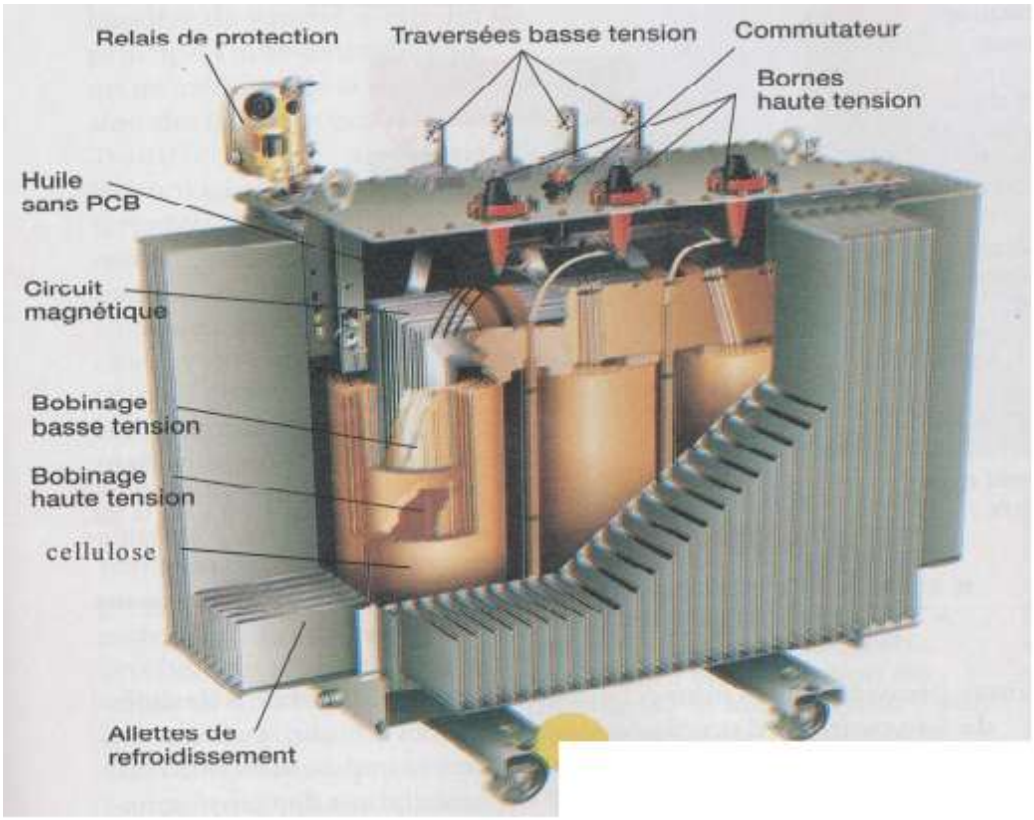


Figure 1.1 – Vue intérieure d'un transformateur, type colonne [5]

1.3 Rôle des huiles isolantes dans les transformateurs

L'huile assure l'isolation, le refroidissement et l'extinction des arcs électriques. L'huile dissout également les gaz générés par la dégradation de l'huile[13].

1.3.1 Fonction diélectrique

Dans la partie active d'un transformateur, l'isolation entre les éléments portés à des potentiels électriques différents est effectuée par :

— Le diélectrique liquide seul, lorsqu'il s'agit d'un isolant entre deux parties métalliques nues.

— Une couche solide (papier ou carton) imprégnée de diélectrique liquide, c'est le cas de l'isolation entre deux conducteurs voisins du même enroulement.

— Une isolation mixte : combinaison de films diélectriques liquides et de barrières de isolants solides ; c'est le cas d'une isolation entre deux enroulements concentriques de tensions différentes.

Les principales propriétés qui assurent la fonction diélectrique de l'huile sont la rigidité diélectrique, le facteur de dissipation, la permittivité relative et la résistivité.

1.3.2 Fonction de transfert de chaleur

L'énergie perdue dans le transformateur se dissipe sous forme de chaleur nécessitant ainsi le refroidissement de l'appareil (qui se fait par convection et par conduction thermique).

Les températures de chacun des éléments augmentent jusqu'à ce qu'un équilibre s'établisse entre les vitesses de production et d'évacuation de la chaleur.

La chaleur à évacuer est véhiculée par circulation naturelle ou forcée de l'huile vers les radiateurs extérieurs. Cette circulation importante est bien régulée. Elle est assurée par un dispositif de refroidissement.

Les principales propriétés qui assurent la fonction de l'huile à évacuer la chaleur sont : la viscosité, la conductivité thermique et la chaleur spécifique.

En plus de ces deux fonctions fondamentales, les huiles sont aussi utilisées pour leur pouvoir extincteur d'arc électrique, la résistance à l'incendie, et la lubrification des pièces en mouvements [5].

1.4 Les isolants dans les transformateurs de puissance

1.4.1 Isolation solide

Elle est constituée de papiers et de cartons, qui sont des matériaux isolants possédant des caractéristiques diélectriques excellentes. L'imprégnation par un isolant liquide, essentiellement l'huile minérale leur confère une rigidité diélectrique remarquable.

Le papier Kraft est l'un des papiers les plus utilisés dans l'industrie électrique. Ces isolants solides 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 [11].

1.4.2 Isolation liquide

L'isolation liquide des transformateurs est réalisée par les liquides isolants constitués principalement par les huiles végétales, les huiles de synthèse et les huiles minérales :

1.4.2.1 Les huiles végétales

Les huiles végétales ont été les premières huiles isolantes utilisées dans les équipements électriques. Leur première application a été d'imprégner les condensateurs avec de l'huile de ricin.

Elles sont essentiellement composés de triglycérides(triester), et la formule des esters est R-COO-R' [14].

Comme représenté dans la figure 1.2, les huiles végétales sont également connues sous le nom d'esters naturels ou végétaux (par opposition à esters synthétiques ou organiques) car elles sont naturellement synthétisées par tout organisme vivant et peuvent provenir de différentes graines telles que le ricin, le colza, le tournesol, etc. La structure chimique d'une huile végétale est donnée par la figure 1.2 [3].

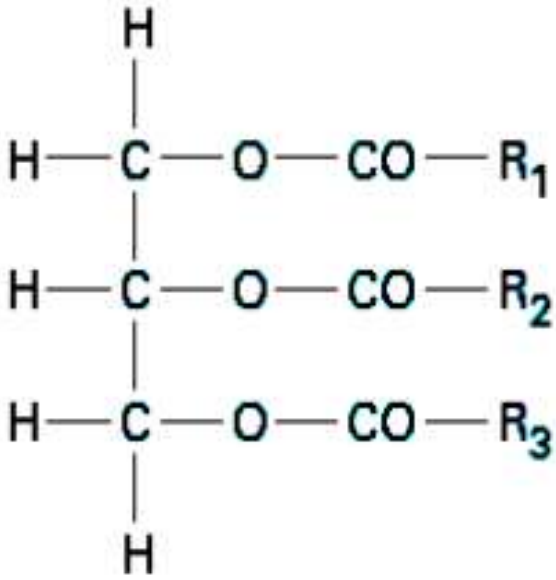


Figure 1.2 – Structure chimique d'une huile végétale, appelée triester (triglycérides) [3]

Les huiles végétales sont naturellement synthétisées par tous les organismes vivants et sont obtenues par estérification d'un tri-alcool simple, le glycérol, avec trois acides gras. Ces acides sont des monocarboxyliques (de formule R-COO-H), à chaîne linéaire non ramifiée contenant un nombre pair d'atomes de carbone (entre 8 et 24). Ces acides peuvent être saturés (sans double liaison) ou insaturés et parfois hydroxylés [3].

Ce type d'huile est principalement utilisé dans les petits transformateurs. Cependant, et notamment avec l'intérêt récent pour les produits biodégradables, de nombreux transformateurs de puissance ont été fabriqués ou rééquipés afin de remplacer les huiles minérales par des huiles végétales pour l'imprégnation. On trouve ainsi Envirotemp FR3 commercialisé par la société Cooper Power Systems, ou encore l'huile Biotemp commercialisée par ASEA Brown Boveri (ABB) [3].

1.4.2.2 Les huiles synthèses

Les huiles de synthèse sont utilisées chaque fois que des propriétés particulières sont spécifiques. C'est notamment le cas lorsqu'il s'agit d'améliorer la résistance au feu des transformateurs qui se trouve à proximité de la population (transformateurs de distribution et de traction) [14].

Ces liquides synthétiques sont tous obtenus de différents procédés pétrochimiques. Il en existe trois principaux types destinés aux transformateurs :

- Les huiles d'esters de pentaérythritol, encore appelées esters synthétiques ou esters organiques, végétales),
- Les huiles de silicone,
- Les hydrocarbures chlorés, tels que le PCB [3].

1.4.2.3 Les huiles minérales

a. Généralité

L'huile minérale a été utilisée comme liquide de refroidissement et isolant au début du XXème siècle, car non seulement elle offre le meilleur compromis entre le coût et les performances, mais sa compatibilité avec les autres matériaux du transformateur est également très bonne. D'autres fluides beaucoup plus onéreux, tels que les huiles de silicone, certains types d'esters, etc., sont donc réservés aux applications pour lesquelles leurs caractéristiques spécifiques peuvent justifier le prix plus élevé.

b. Composition

Les huiles minérales sont obtenues par le raffinage du pétrole brut et sont essentiellement constituées d'atomes de carbone et d'hydrogène. Elles sont divisées en trois groupes comme le montre la figure 1.3 : des composés naphténiques, paraffiniques et aromatiques. La proportion de ces composés dans l'huile change selon le type d'huile [15],[16].

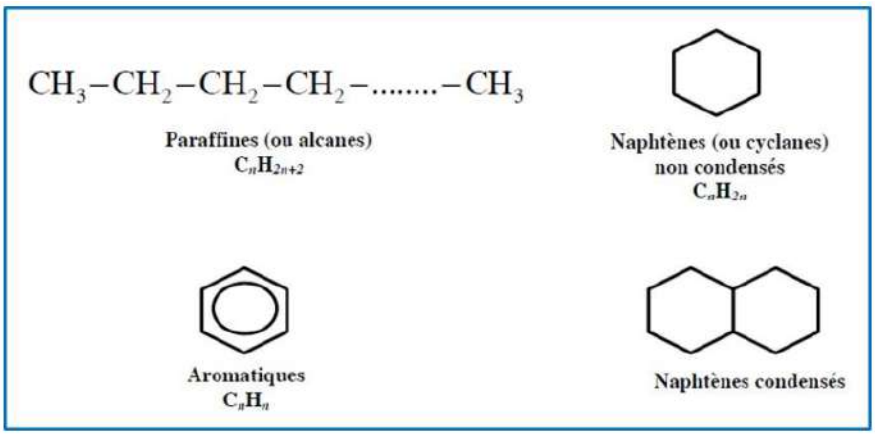


Figure 1.3 – Principaux constituants de l'huile minérale issue du pétrole brut [16]

— **Structure paraffinique (C_P) :** Les molécules de ce groupe sont également appelées hydrocarbures saturés en chaîne droite ou alcanes, qui peuvent être linéaires (n-alcanes) ou ramifiés (iso-alcanes) et dont la formule générale est C_nH_{2n+2}. Les n-alcanes sont connus sous le nom de paraffines ou de cires, et présentent de mauvaises propriétés d'écoulement à basse température.

— **Structure naphténique (C_N) :** Les molécules de ce groupe sont également appelées hydrocarbures cycliques saturés ou cycloalcanes. Elles correspondent à des chaînes fermées et carbonées de formule générale C_nH_{2n}. Les cycloalcanes présentent de meilleures propriétés à basse température et un meilleur pouvoir solvant que les n-alcanes.

— **Structure aromatique (C_A) :** Ces molécules sont des composants cycliques, également appelés hydrocarbures insaturés, de formule générale C_nH_{2n-6}. Elles sont totalement différentes des molécules paraffiniques et naphténiques, mais jouent un rôle très important dans les propriétés de l'huile minérale. On les trouve sous deux formes : les monoaromatiques et les polyaromatiques dont certains sont considérés comme cancérigènes. Ces composants aromatiques permettent à l'huile d'avoir un bon comportement à l'oxydation (production de phénols qui détruisent les radicaux) et de bonnes propriétés gazeuses (forte capacité d'absorption des gaz).

D'après le pétrole brut d'origine et du pourcentage de carbone dans chaque structure, on distingue deux types d'huiles minérales : les huiles naphténiques et les huiles paraffiniques. Une mesure infrarouge permet de définir le type d'huile minérale par rapport au pourcentage :

$C_P < 50\%$ donne une huile naphténique.

$C_P \approx 50 - 56\%$ donne une huile intermédiaire.

$C_P \geq 56\%$ donne une huile paraffinique.

Les huiles minérales contiennent un faible pourcentage de molécules d'hydrocarbures contenant dans leur structure d'autres éléments tels que l'azote, le soufre et l'oxygène.

Dans la plupart des cas, ces éléments appelés hétéroatomes et son présentés par la figure 1.4, sont liés aux structures aromatiques et nous pouvons les trouver, par exemple, dans la pyridine (C_5H_5N) ou le phénol (C_6H_5OH) [15].

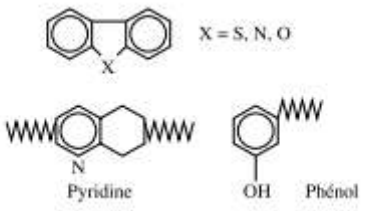


Figure 1.4 – Hétéroatomes dans l'huile minérale [15]

c. Origine

Les huiles minérales sont obtenues selon un procédé qui comprend généralement une distillation suivie d'une opération de déparaffinage, d'une extraction par solvant des molécules indésirables et d'une hydrogénation catalytique.

— La distillation est le processus au cours duquel est réalisé un fractionnement, c'est-à-dire la séparation du pétrole brut en distillats, ayant des intervalles d'ébullition différents, adaptés à l'application diélectrique. La température maximale de fractionnement est d'environ 350°C ; au-dessus de cette température, une décomposition thermique se produit.

— Les bruts naphténiques ne contiennent pas de n-alcanes et ne nécessitent pas de déparaffinage. Cependant, pour les bruts paraffiniques, le déparaffinage est nécessaire pour obtenir des propriétés à basse température acceptables. Ce procédé consiste à mélanger l'huile avec un solvant, puis à refroidir l'ensemble. Les n-alcanes se cristallisent alors en longues aiguilles et la paraffine est retirée par filtrage. Après filtrage, le solvant est éliminé de l'huile par distillation.

— Le processus d'extraction permet d'éliminer les molécules indésirables du distillat pour améliorer une propriété souhaitable telle que la stabilité à l'oxydation et au dégagement gazeux. Ces constituants indésirables comprennent les hydrocarbures insaturés, les composants azotés et soufrés.

— Le processus d'hydrogénation est réalisé pour compléter l'extraction par solvant. En effet, cette dernière ne permet pas d'éliminer tous les composants indésirables. Ainsi, les distillats subissent un traitement catalytique à l'hydrogène à haute pression et température (30 à 100 bars, 200 à 300°C), qui transforme les hydrocarbures aromatiques en hydrocarbures saturés et diminue notamment le taux d'hydrocarbures polyaromatiques cancérigènes. Cependant, la forte diminution du taux d'aromatiques entraîne une dégradation des performances d'oxydation et du dégagement gazeux [15].

d. Caractéristiques

Le tableau 1.1 présente les classes et spécifications des huiles minérales selon la norme CEI 60296 [17].

Spécification CEI	**CEI 60296**		
Application	**Transformateur et appareillage de connexioon**		
	Classe I	**Classe II**	**Classe III**
Masse volumique à 20°C.....(kg/dm^3)	$\leq 0,895$		
Viscosité cinématique à 40°C.....(mm^2/s)	$\leq 16,5$	$\leq 11,0$	$\leq 3,5$
Viscosité cinématique à -15°C.....(mm^2/s)	< 800		
Viscosité cinématique à -30°C.....(mm^2/s)		< 1800	
Viscosité cinématique à -40°C.....(mm^2/s)			< 150
Point d'éclair en coupe fermée.....(°C)	≥ 140	≥ 130	≥ 95
Point d'écoulement.....(°C)	≤ -30	≤ -45	≤ -60
Stabilité à l'oxydation -Indice d'acide.....(mg KOH/g) -Dépôt en masse.....(%)	 $\leq 0,40$ $\leq 0,10$		
Tension de claquage à 50 Hz.....(kV) -Huile non traitée -Huile traitée	 ≥ 30 ≥ 50		
$tan\delta$ à 90°C, 40/60 Hz	$\leq 0,005$		

Table 1.1 – Classes et spécifications des huiles minéerales selon la norme CEI 60296 [17]

Les huiles pour transformateurs de classe II sont les plus répandues. Les huiles de classe I sont en général de base paraffinique et sont utilisées dans les pays où la température n'est pas faible. Les huiles de classe III sont peu répandues et toujours d'origine naphténiques [5].

Les huiles minérales sont les seuls liquides isolants utilisés dans les transformateurs de puissance pour leurs propriétés (qui n'ont cessé de s'améliorer depuis leur première utilisation au début du 20e siècle), leur disponibilité et leur faible prix. Même si, de nos jours, leurs performances atteignent des niveaux satisfaisants, les fabricants d'appareils électriques recherchent toujours des huiles présentant :

- Une meilleure stabilité à l'oxydation, pour prolonger la durée de vie des transformateurs et notamment celle des isolateurs cellulosiques.
- Une meilleure performance diélectrique, afin de réduire la taille des transformateurs ou d'augmenter les coefficients de sécurité ;

L'un des avantages des huiles minérales et, plus particulièrement, des huiles minérales naphténiques, réside dans le fait qu'elles ont une faible viscosité par rapport aux autres huiles isolantes pour transformateurs. Cela permet une bonne évacuation de la chaleur et un bon démarrage du refroidissement ainsi qu'une bonne imprégnation des isolants cellulosiques. L'un des inconvénients des huiles minérales est leur inflammabilité. Ces huiles possèdent un point d'éclair relativement bas (entre 140 et 150°C) [15].

1.5 Propriétés des huiles minérales pour transformateurs

1.5.1 Propriétés électriques

La permittivité, la résistivité, le facteur de dissipation et la rigidité diélectrique sont les propriétés électriques principales des huiles minérales pour transformateurs. En plus du conditionnement et la structure du liquide, ces propriétés dépendent de la tension, de la fréquence et de la température [14].

1.5.1.1 La permittivité (ε)

La permittivité est la constante macroscopique caractérisant un diélectrique, elle est défini par :

$$\varepsilon = \varepsilon_0 \varepsilon_r \tag{1.1}$$

Où

ε est la permittivité absolue de l'huile (F/m),
ε_0 est la permittivité du vide,($\varepsilon_0 = 1/36.\pi.10^9 = 8.85pF/m$),
ε_r est la permittivité relative,aussi appelé constante diélectrique, de l'huile (sans unité).

La permittivité relative ε_r est définie comme étant le rapport entre la capacité d'un condensateur rempli d'huile (C_P) et la capacité sous vide du même condensateur (C_0). Dans la pratique, la valeur de référence de ε_r est obtenue en comparant le condensateur plein au condensateur dans l'air [5] :

$$\varepsilon_r = C_P/C_0 \tag{1.2}$$

La permittivité diminue légèrement lorsque la température et la fréquence augmentent. Le milieu dont la permittivité est la plus faible peut supporter une contrainte électrique assez élevée [18].

1.5.1.2 Résistivité/Conductivité

Un isolant électrique doit conduire le moins possible le courant électrique lorsqu'une tension lui est appliquée. Sa résistivité (ρ) doit être la plus forte possible inversement sa conductivité (σ) qui doit être la plus faible possible ($\rho = 1/\sigma$).

La conductivité d'un liquide isolant est due à la présence de charges libres qui se déplacent sous l'effet d'un champ électrique provoquant un courant de conduction La résistivité dépend du conditionnement et est influencée par la présence d'impuretés.

Lorsque la température augmente, la viscosité du liquide décroît, la dissociation des impuretés dissociables en ions est forte et la mobilité des ions est grande ; d'où la conductivité est élevée et la résistivité du liquide diminue. C'est pour cela que la plupart des spécifications des produits indiquent une valeur de résistivité à 90°C (température moyenne de fonctionnement d'un transformateur).

L'ordre de grandeur de la résistivité pour les liquides diélectriques utilisés dans l'industrie varie de 10^{11} à $10^{17}\Omega.m$ [5] .

1.5.1.3 Facteur de dissipation ($tan\delta$)

Le facteur de dissipation ou facteur de pertes diélectriques ($tan\delta$), qui est une valeur adimensionnelle, est lié à la permittivité et à la résistivité.

D'après la représentation de ces pertes par un schéma équivalent (condensateur C et résistance en parallèle R) on peut écrire :

$$tan\delta = 1/RC \tag{1.3}$$

Pour un isolant parfait(le diélectrique du condensateur se compose que du liquide isolant), la différence de phase entre la tension appliquée et le courant est $\varphi = \pi/2$.

Pour le cas réel, $\varphi + \delta = \pi/2$, où δ est l'angle de pertes. Les pertes diélectriques augmentent lorsque δ est grande ; une représentation schématique de l'angle de pertes est donnée sur la figure 1.5.

Les contaminants polaires solubles dans l'huile et les produits de vieillissement ne peuvent pas être détectés par méthodes chimiques. Leur présence, même en petites quantités, peut modifier de manière sensible la valeur $tan\delta$ [19].

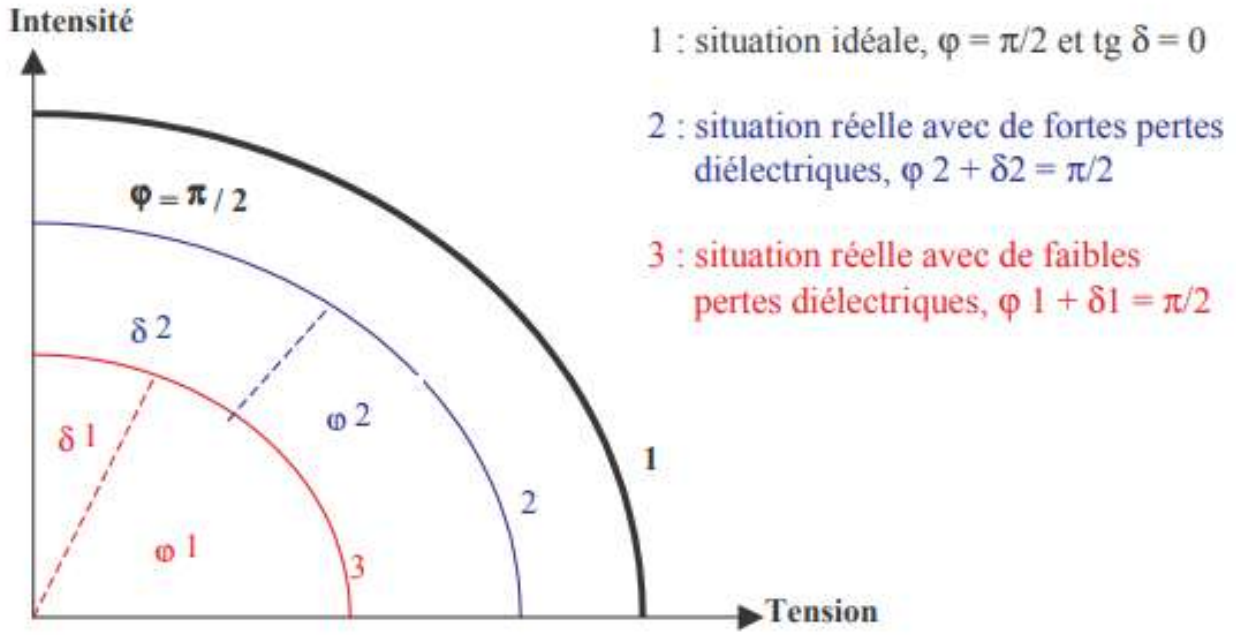


Figure 1.5 – Représentation schématique de l'angle de pertes [14]

1.5.1.4 Rigidité diélectrique

La rigidité diélectrique d'une huile est la valeur maximale du champ électrique moyen qu'on peut lui appliquer sans décharge, entre deux électrodes. Elle est donnée par la relation suivante [5] :

$$E_C = U_C/e \tag{1.4}$$

Où
E_C : la rigidité diélectrique kV/mm,
U_C : la tension de claquage en kV,
e : la distance entre les deux électrodes en mm.

La tension de claquage, Breakdown-voltage (BDV), est la valeur pour laquelle un claquage se produit entre deux électrodes immergées dans l'huile lorsque celle-ci est soumise à un champ électrique dans des conditions prescrites.

Toute petite valeur de BDV signifie la présence de contaminants tels que des produits de dégradation de l'huile, de l'eau et des produits de dégradation de l'isolation cellulosique [19].

1.5.1.5 Tension interfaciale

La tension interfaciale (IFT) mesure la tension à l'interface entre deux liquides (huile et eau) qui ne se mélangent pas et s'exprime en dyne/cm. Le test est sensible à la présence de produits de décomposition de l'huile et de contaminants polaires solubles provenant de matériaux isolants solides [20], [21].

1.5.2 Propriétés physico-chimiques

Ces propriétés permettent de dissiper la chaleur générée par la bobine et le circuit magnétique [22].

1.5.2.1 Teneur en eau

La présence d'eau dans l'isolation à l'huile affectera la durée de vie du transformateur en réduisant l'état de son système d'isolation. L'humidité de l'atmosphère peut être absorbée par l'isolation et diminue la tension de claquage de l'huile [23].

L'appareil utilisé pour la détermination de la teneur en eau est le titrage automatique de Karl Fischer. Elle est basée sur un réactif qui réagit avec l'eau et transforme l'eau en un produit chimique non conducteur. La teneur en eau est la quantité d'eau en mg nécessaire et dissoute dans un litre de l'huile, elle est exprimée en particules par million (ppm) [24].

1.5.2.2 Acidité

L'indice d'acidité (acidité de l'huile de transformateur) est la quantité de potasse alcoolique KOH (mg) nécessaire pour neutraliser l'acide présent dans un gramme d'huile ; L'unité normalisée pour exprimer l'acidité est (mg KOH/g) [19].

Les acides présents dans l'huile proviennent des produits de décomposition et l'oxydation de l'huile. Les acides peuvent également provenir de sources externes telles que la contamination atmosphérique. Ces acides organiques sont nuisibles au système d'isolation et peuvent induire une corrosion à l'intérieur du transformateur en présence d'eau [20].

Le niveau d'acidité est utilisé comme un guide général pour déterminer quand l'huile doit être changée ou régénérée.

De même, l'acidité peut être considérée comme un très bon critère pour évaluer la durée de vie de l'huile [19].

1.5.2.3 Viscosité

La viscosité constitue la résistance de l'huile au mouvement dans des conditions spécifiques de température. Elle a un impact sur l'efficacité de l'échange thermique.

Plus la viscosité diminue, mieux est la circulation d'huile et l'évacuation de chaleur [25]. Son unité normalisée est donnée par mm^2/s. Elle est mesurée en chronométrant le temps d'écoulement de l'huile dans un tube capillaire calibré [26].

1.5.2.4 Densité

La densité est le rapport de deux poids d'un même volume d'huile et d'eau. On doit déterminer la densité de l'huile pour éviter la création de glace flottant dans l'huile à basse température.

La densité de l'huile décroît avec l'augmentation de la température [25],[27].

1.5.2.5 Point d'écoulement

Le point d'écoulement est lié à la nature des composants chimiques de l'huile, et se traduit par la température (en°C) la plus basse à laquelle l'huile s'écoule [25].

1.5.2.6 Point d'éclair

Le point d'éclair d'une huile caractérise la température à laquelle le liquide peut s'enflammer, il est important de spécifier sa valeur pour des raisons de sécurité [27].

1.5.2.7 Couleur et aspect

La couleur et l'aspect d'une huile minérale sont des facteurs révélateurs surtout lorsque l'huile est déjà en service. Une couleur sombre prouve que le processus de dégradation de l'huile est entamé. De plus, une mauvaise odeur indique l'amorçage d'arcs électriques ayant abouti à un claquage partiel de l'huile [25].

1.6 Choix d'une huile pour une application spécifique

Le choix d'une huile se fait en prenant en compte les caractéristiques techniques et coût.

Les huiles synthétiques et végétales présentent des meilleures propriétés chimiques et thermiques, mais coûtent plus chères. Cependant, le choix d'un liquide pour une application donnée doit assurer la fiabilité du fonctionnement des équipements ainsi que la sécurité des opérateurs [28].

1.7 Dégradation des huiles isolantes durant le service

L'huile de transformateur est exposée à des champs électriques et des températures élevés, ainsi qu'à des milieux chimiquement agressifs. Ces influences entraînent des modifications de la structure chimique des huiles et une détérioration de leurs propriétés d'isolation, c'est-à-dire le vieillissement de l'huile.

Pour les huiles de transformateur, le processus de vieillissement le plus typique est la réaction d'oxydation, c'est-à-dire l'interaction des molécules d'hydrocarbures de l'huile avec l'oxygène. La particularité de l'oxydation est une durée suffisamment longue des réactions chimiques, qui dépend largement des états de fonctionnement du transformateur [29].

1.8 Conclusion

Les caractéristiques de l'huile telles que : le facteur de dissipation, la rigidité électrique, la résistivité, la teneur en eau et l'acidité, sont des paramètres significatifs pour obtenir des informations sur le niveau de la dégradation de l'huile. Ce qui donne une bonne idée sur l'état du transformateur de puissance.

Chapitre 2

Le vieillissement des huiles minérales

2.1 Introduction

L'huile de transformateur subit une détérioration et une dégradation en raison des contraintes électriques, thermiques, mécaniques et climatiques qui s'établissent pendant le fonctionnement du transformateur de puissance [19].

Ce chapitre présente les différents mécanismes de vieillissement thermique et électrique des isolants liquides, leur influence sur les propriétés de l'huile minérale du transformateur, ainsi que les types de vieillissement et les lois définissants la durée de vie des isolants.

2.2 Définition

Le vieillissement est défini comme la modification irréversible des propriétés d'un système d'isolation électrique due à l'action d'un ou plusieurs facteurs d'influence [30].

L'huile isolante en service est soumise à la chaleur, à l'oxygène et aux décharges électriques, ce qui peut entraîner sa dégradation. Cela limite considérablement la capacité de l'huile à remplir ses fonctions principales d'isolation et de transfert de chaleur. Même dans des conditions idéales, l'huile se dégrade, car sa durée de vie utile est limitée.

L'huile vieillit rapidement à haute température et l'humidité agit comme un catalyseur de son vieillissement.

Il existe également d'autres catalyseurs présents dans un transformateur qui sont responsables de la dégradation de l'huile.

Le principal mécanisme de vieillissement de l'huile est l'oxydation, qui entraîne la formation d'acides et d'autres composés polaires [8].

2.3 Types de vieillissement

Les différents mécanismes de vieillissement sont classés en deux catégories selon leur influence sur la modification chimique de la structure : le vieillissement physique et le vieillissement chimique [5].

2.3.1 Vieillissement physique

Le vieillissement physique interne n'est lié qu'à des causes internes au matériau (mobilité moléculaire), c'est-à-dire au fait que le matériau est dans un état thermodynamiquement instable. Le vieillissement résulte alors d'une évolution plus ou moins lente vers un état plus stable. Ainsi, le vieillissement physique est lié à la mobilité moléculaire, et il sera d'autant plus rapide que la température augmente [5],[31].

2.3.1.1 Avec transfert de masse

Un solvant peut pénétrer dans le matériau. Par exemple, dans les polymères, il peut y avoir plastification avec gonflement ou perte d'adjuvant par extraction ou évaporation.

Lorsque le matériau est soumis à des contraintes (mécanique, électriques, etc.), le solvant peut provoquer une craquelure " Crazing ". Si le polymère continue à se déformer, il se développe un phénomène de fissuration "Cracking" [5].

Pour l'eau, des gradients de concentration peuvent exister en raison de la diffusion, d'un gonflement différentiel fibre-polymère du composite ou d'un gonflement dû à l'hétérogénéité du matériau. Cette pénétration de l'eau dans le matériau contribue à diminuer la résistance d'isolement, elle se produit généralement lorsque les matériaux sont à l'arrêt.

2.3.1.2 Sans transfert de masse

Des chocs thermiques peuvent provoquer des ruptures mécaniques causées par une dilatation différentielle, un matériau peut se fissurer sous contrainte en présence d'un composé tension-actif.

Si le matériau est dans un état thermochimique instable après sa mise en oeuvre, il peut en résulter un vieillissement physique interne [5].

2.3.2 Vieillissement chimique

Le vieillissement chimique modifie le matériau sous l'influence de l'environnement. Dans la pratique, il se superpose à un vieillissement physique. Les isolations peuvent êtres soumise à différents types de vieillissement chimique [5].

2.3.2.1 Vieillissement thermique en présence d'oxygène

Lorsque l'huile minérale est soumise à des contraintes thermiques et électriques dans une atmosphère oxydante, elle perd progressivement sa stabilité et se décompose et s'oxyde, son acidité augmente et commence finalement à produire de la boue. C'est le mécanisme de dégradation de l'huile.

L'oxydation provoque l'attaque des anneaux de glucose par l'oxygène. Elle entraîne une dépolymérisation. Les produits formés sont des carbonyles, des aldéhydes et des acides, mais aussi des gaz [28],[8].

2.3.2.2 Vieillissement par hydrolyse

C'est la réaction de l'eau avec les ponts d'oxygène qui entraîne la rupture de chaînes sans formation de produits libres. L'eau formée par pyrolyse et par oxydation contribue à augmenter l'hydrolyse [28].

La dégradation subit par la température et l'humidité est caractérisée par l'augmentation du facteur de pertes diélectriques, la diminution de la rigidité diélectrique et de la résistivité [5].

2.3.2.3 Vieillissement photochimique

Plusieurs facteurs influent sur son déroulement : la nature de l'atmosphère environnante (l'humidité, l'oxygène), l'influence de la température peut entraîner un changement de couleur et une formation de dépôts ; la figure 2.1 montre l'influence de l'humidité relative sur la rigidité de l'huile minérale [5].

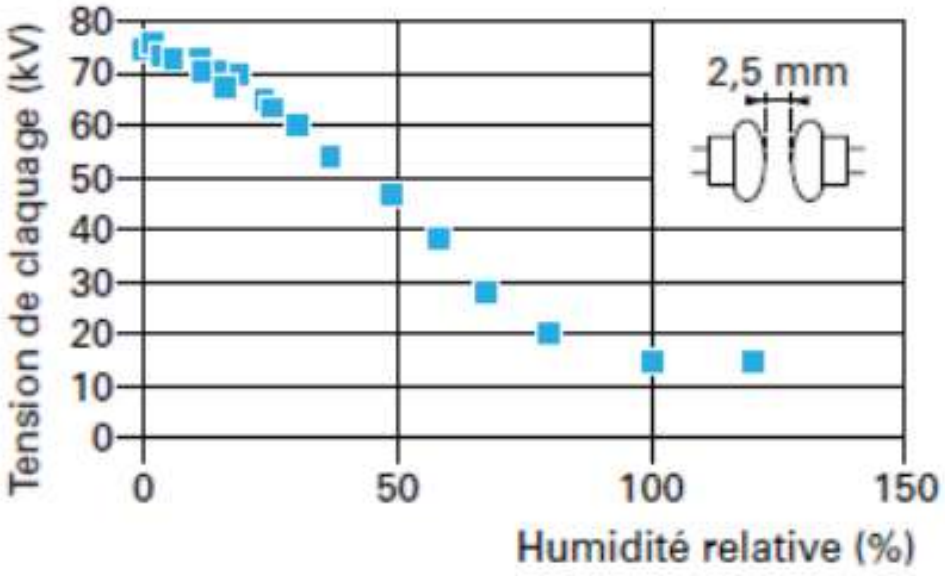


Figure 2.1 – Influence de l'humidité relative sur la rigidité de l'huile minérale [5]

2.3.2.4 Vieillissement radiochimique

Certains matériaux sont soumis à des radiations de forte énergie (α, β, γ, X, neutrons), Des coupures de chaîne et une réticulation s'ensuivent. L'oxygène est en effet consommé si rapidement qu'il ne peut se renouveler par diffusion dans le matériau.

Par conséquent, le vieillissement radiochimique est influencé par la température, l'oxygène, l'humidité, qui jouent un rôle important. Des adjuvants comme le noir de carbone, les produits phénoliques ont un effet stabilisant [5].

2.3.2.5 Vieillissement biochimique

Les polymères sont dégradés par certains micro-organismes. Des mécanismes de vieillissement sont connus : dégradation biochimique du matériau, consommation des adjuvants et attaque mécanique par les rongeurs.

La biodégradation est influencée par des milieux humides, à des températures supérieures à l'ambiante [5].

2.3.2.6 Vieillissement climatique

Le vieillissement climatique " Weathering " résulte de l'exposition directe des matériaux au rayonnement solaire, intempéries et à diverses pollutions (marine, industrielle, etc) [5].

La température joue également un rôle important. De nombreux adjuvants permettent de protéger les polymères (noir de carbone, pigments minéraux, tels que oxyde de zinc et oxyde de titane et absorbeurs UV).

Ce vieillissement peut dégrader les caractéristiques électriques de la surface d'un isolant, et provoquer la formation de cheminements [5].

2.4 Vieillissement thermique des isolants liquides

2.4.1 Définition

Le vieillissement thermique comprend la progression des changements chimiques et physiques résultant des réactions de dégradation chimique, de la polymérisation, de la dépolymérisation, des diffusions, etc [30].

2.4.2 Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur

L'influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur a été étudiée par S.Abdi [5]. Dans le cadre de cette étude, une huile neuve Borak22 soumise à un vieillissement thermique de 5000 heures à différentes températures 80°C, 100°C, 120°C et 140°C. Ces tests visent à détecter les changements dans les propriétés électriques et physico-chimiques de l'huile de transformateur.

2.4.2.1 Propriétés électriques

a) Facteur de dissipation ($tan\delta$)

Les résultats de facteur de pertes diélectriques $tan\delta$ en fonction du temps de vieillissement de 5000 heures, pour les quatre températures de vieillissement de 80°C, 100°C, 120°C et 140°C sont donnés par les figures 2.2 et 2.3 [5].

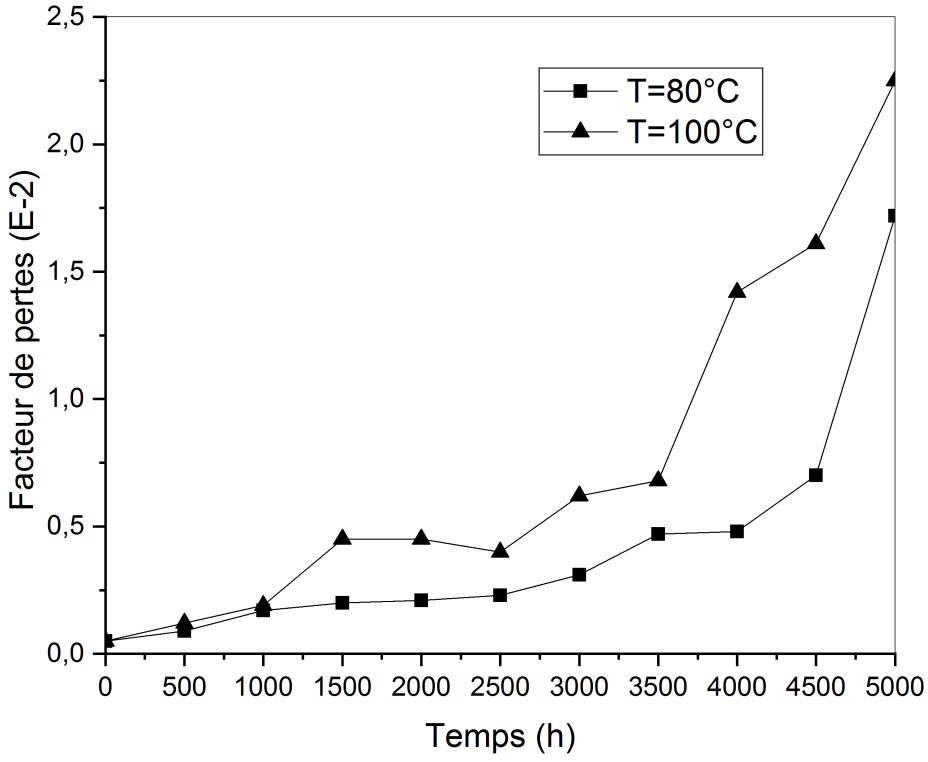


Figure 2.2 – Variation du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps de vieillissement pour T=80°C et T=100°C [5]

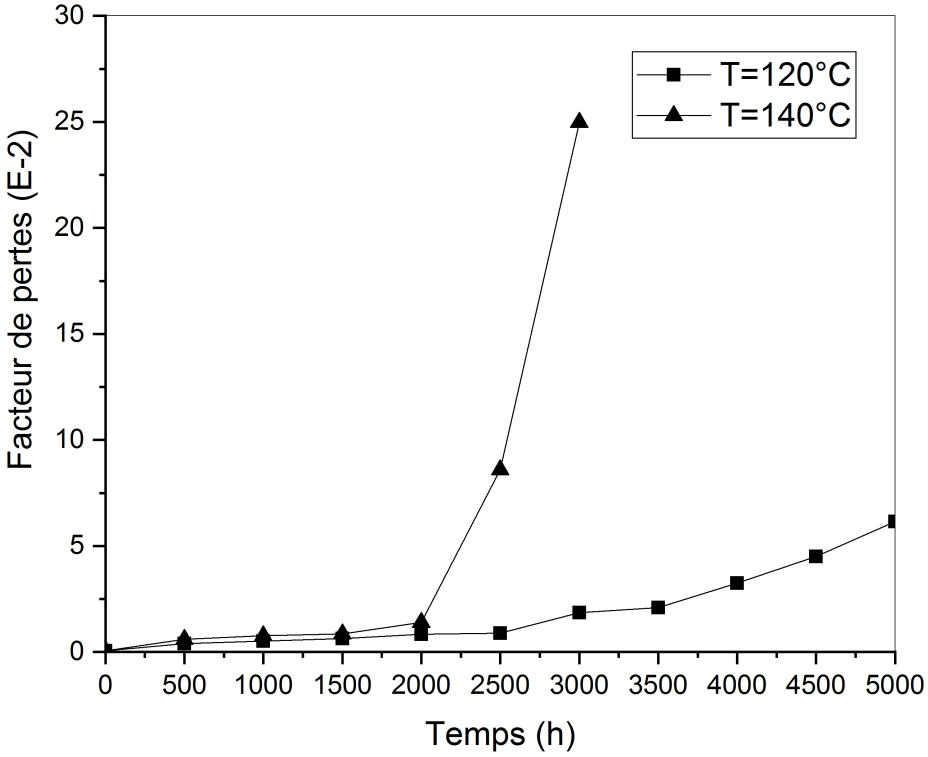


Figure 2.3 – Variation du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps de vieillissement pour T=120°C et T=140°C [5]

Le facteur de perte diélectrique augmente durant le vieillissement thermique. Cette augmentation est non linéaire et est plus rapide lorsque la température de vieillissement est plus élevée.

Cette observation est due à la formation de produits d'oxydation qui est accélérée par une surchauffe pendant le vieillissement [22].

b) La permittivité relative (ε_r)

Les résultats de La permittivité relative en fonction du temps de vieillissement de 5000 heures, pour les quatres températures de vieillissement de 80°C, 100°C, 120°C et 140°C sont donnés par la figure 2.4 [5].

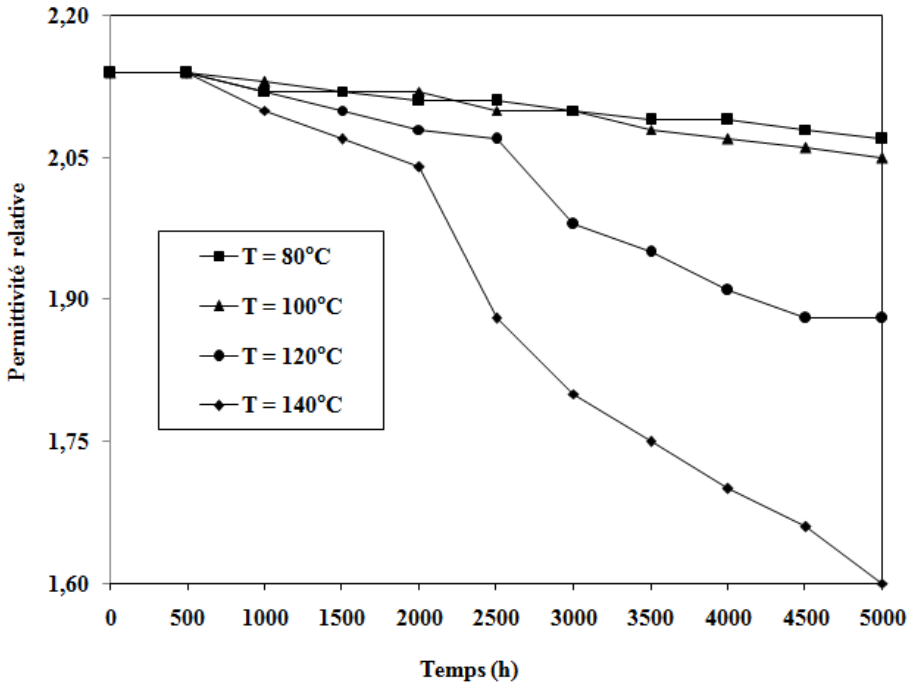


Figure 2.4 – Variation de la permittivité relative en fonction du temps de vieillissement [5]

La permittivité relative diminue avec l'augmentation de la température de vieillissement et ceci est attribué à l'agitation thermique sous l'effet de fortes températures [22].

c) La résistivité

Les résultats de la résistivité en fonction du temps de vieillissement de 5000 heures, pour les quatre températures de vieillissement de 80°C, 100°C, 120°C et 140°C sont donnés par la figure 2.5 [5].

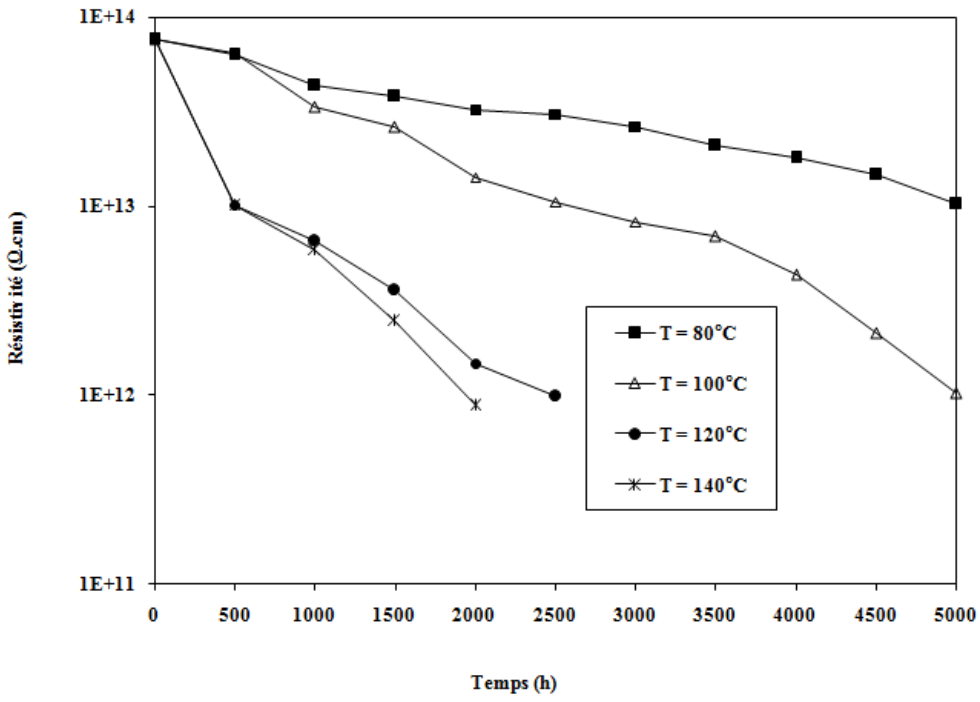


Figure 2.5 – Variation de la résistivité en fonction du temps de vieillissement [5]

La résistivité de l'huile devrait être aussi élevée que possible pour avoir les meilleures performances. Une résistivité élevée reproduit les ions libres et les particules formatrices d'ions dans moins de contenu et représente une concentration moindre de contaminants conducteurs [21].

Une baisse de la résistivité avec l'augmentation de la température a été observée (Figure 2.5). Cela peut s'expliquer par la formation de produits d'oxydation qui sont accélérés par la surchauffe pendant le vieillissement et par l'augmentation de la teneur en ions qui entraîne une diminution de la résistivité [5],[32].

d) Tension de claquage

Les résultats de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement de 5000 heures, pour les quatre températures de vieillissement de 80°C, 100°C, 120°C et 140°C sont donnés par la figure 2.6 [5].

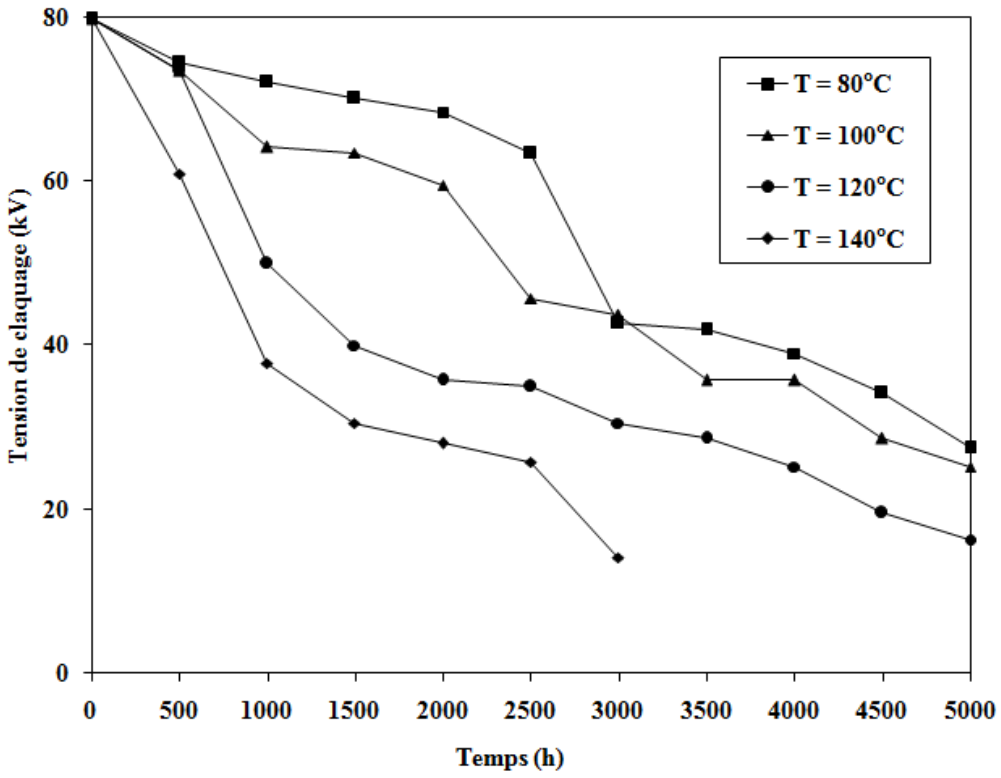


Figure 2.6 – Variation de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement [5]

La tension de claquage diminue avec le temps, comme le montre la figure 2.6. Ceci est due aux impuretés, qui sont causées par la surchauffe de l'huile, provoquant le claquage.

La réduction de la tension de claquage avec la température est également entraînée par la présence d'eau après la surchauffe pendant le processus de vieillissement [33].

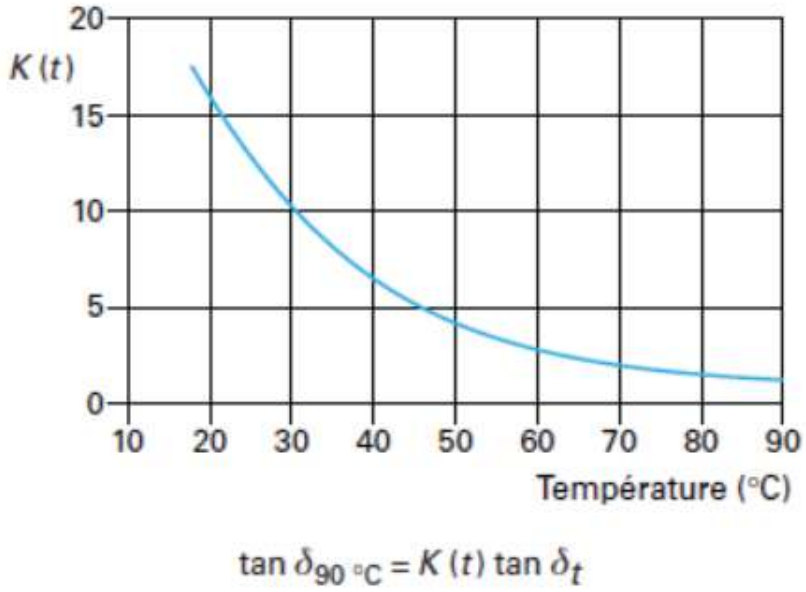


Figure 2.7 – Variation du facteur de pertes en fonction de la température [5]

2.4.2.2 Propriétés physico-chimiques

Comme les propriétés électriques, les propriétés physico-chimiques sont influencées par le vieillissement thermique de l'huile.

a) L'indice d'acidité

Les résultats de l'indice d'acidité en fonction du temps de vieillissement de 5000 heures, pour les quatre températures de vieillissement de 80°C, 100°C, 120°C et 140°C sont donnés par la figure 2.8 [5].

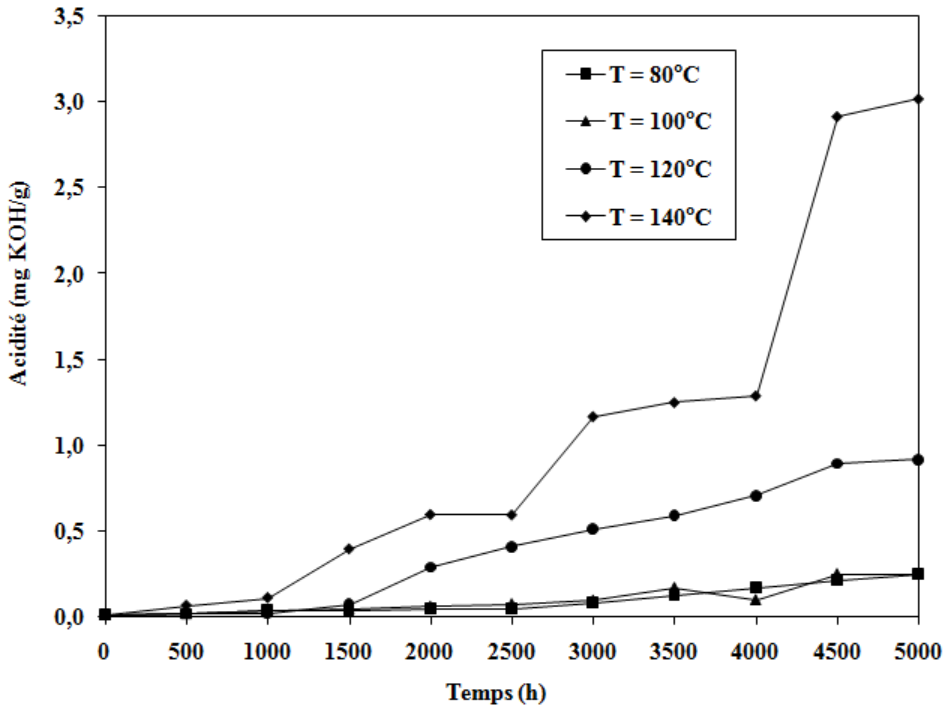


Figure 2.8 – Variation de l'indice d'acidité en fonction du temps de vieillissement [5]

Le vieillissement thermique entraîne une augmentation de l'indice d'acidité. Cette augmentation est liée aux différentes conditions : vieillissement, la pression et le contact avec l'air [22].

Ces conditions favorisent les réactions d'oxydation qui conduisent à la la formation de produits acides.

b) Teneur en eau

Les résultats de la teneur en eau en fonction du temps de vieillissement de 5000 heures, pour les quatre températures de vieillissement de 80°C, 100°C, 120°C et 140°C sont donnés par la figure 2.9 [5].

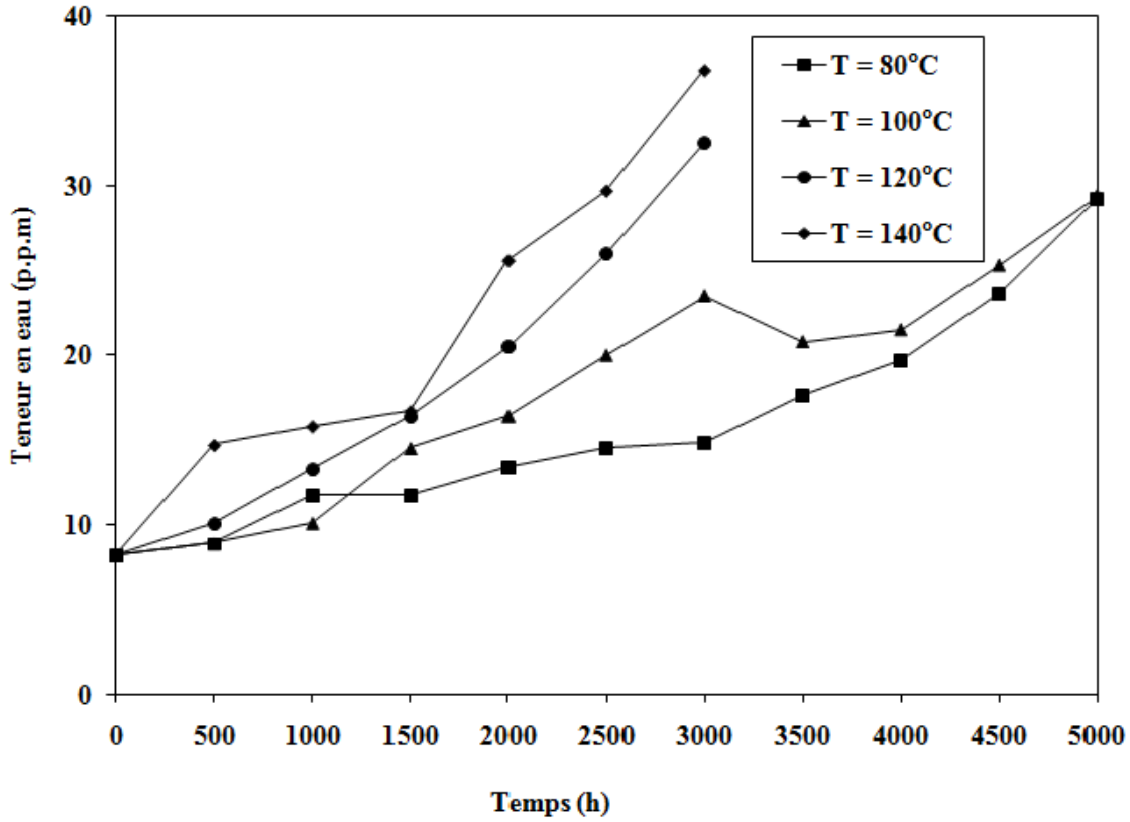


Figure 2.9 – Variation de la teneur en eau en fonction du temps de vieillissement [5]

Il a été constaté que le vieillissement thermique de l'huile provoque une augmentation de la teneur en eau. La présence de cette eau, en quantités différentes pour chaque température de vieillissement, est la conséquence du contact de l'huile avec l'atmosphère et également influencée par la formation de produits dégradables qui provoquent l'augmentation de la teneur en eau [22].

2.5 Vieillissement électrique des isolants liquides

2.5.1 Définition

Le vieillissement électrique implique les effets des décharges partielles lorsque l'intensité du champ électrique dépasse la rigidité diélectrique correspondante. Il est ainsi influencé par l'augmentation des températures produite par des pertes diélectriques [30].

La tension de claquage du liquide est déterminée par le comportement des streamers : figures lumineuses et ramifiées, prenant généralement naissance près de l'électrode (phase de génération) et se déplacent vers l'électrode opposée à grande vitesse (phase de propagation) [34]. La figure 2.10 montre les quatre différents modes de streamers positifs induits dans une huile minérale avec une large gamme de tensions appliquées (de 6 à 424 kV) et une géométrie aiguille-plan de distances d'écartement de 6 mm à 10 cm [35].

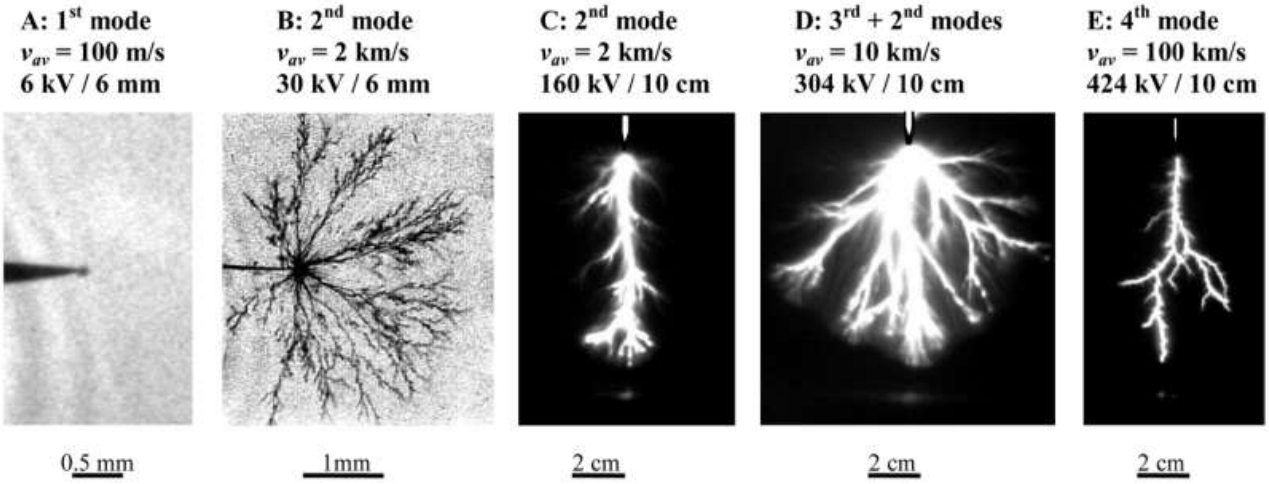


Figure 2.10 – Streamers positifs dans une huile minérale de transformateur [36]

2.5.2 Influence du vieillissement électrique sur les propriétés de l'huile de transformateur

L'arc électrique peut provoquer un échauffement, un dégagement de gaz et une pression élevée qui entraîne la destruction du réservoir et l'explosion du transformateur.

C'est pourquoi, Il est très important d'analyser les effets du vieillissement électrique accéléré sur les propriétés chimiques, diélectriques et physiques de l'huile [37].

D'après l'étude de R.Benamar [34] concernant l'influence du claquage sur les paramètres d'une huile minérale de transformateur, les résultats suivants ont été obtenus :

2.5.2.1 Facteur de dissipation ($tan\delta$)

La variation du facteur de dissipation en fonction du nombre de claquages pour différentes températures de mesure est donnée par la figure 2.11 [34].

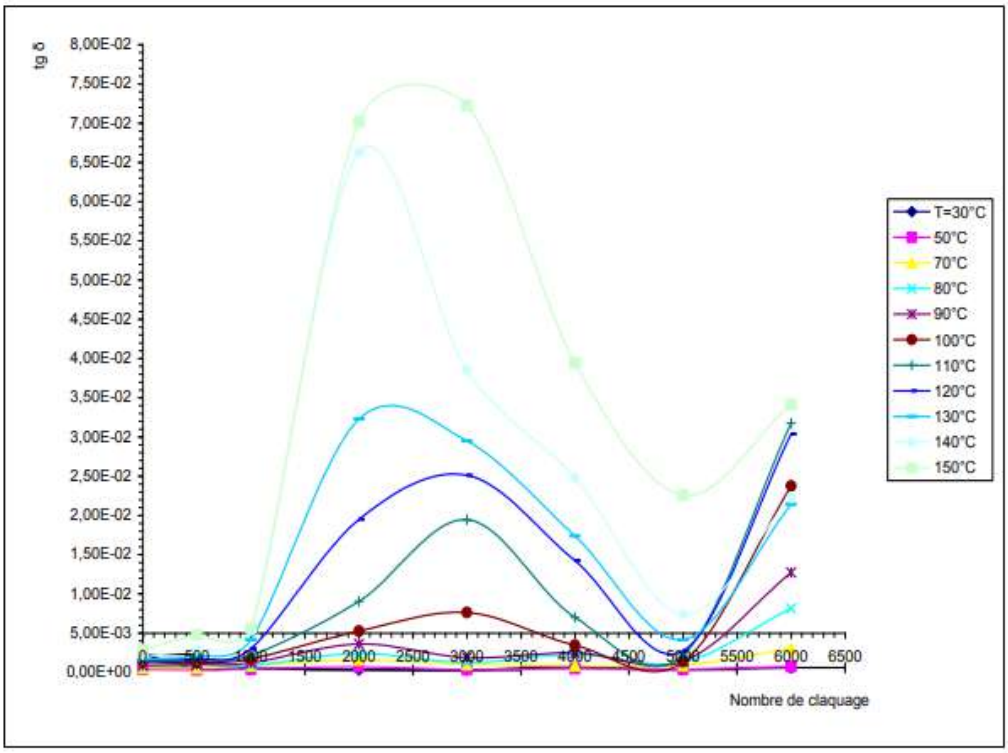


Figure 2.11 – Variation du facteur de dissipation en fonction du nombre de claquages pour différentes températures de mesure [34]

Pour des températures supérieures à 70°C, le facteur de dissipation diélectrique de l'huile dépasse la valeur limite donnée de la norme. Cependant, quel que soit le nombre de claquages subit par l'huile, le facteur de pertes diélectriques prend des valeurs acceptables[25],[34].

2.5.2.2 La permittivité relative

La variation de la permittivité relative en fonction de la température et du nombre de claquages est donnée par la figure 2.12.

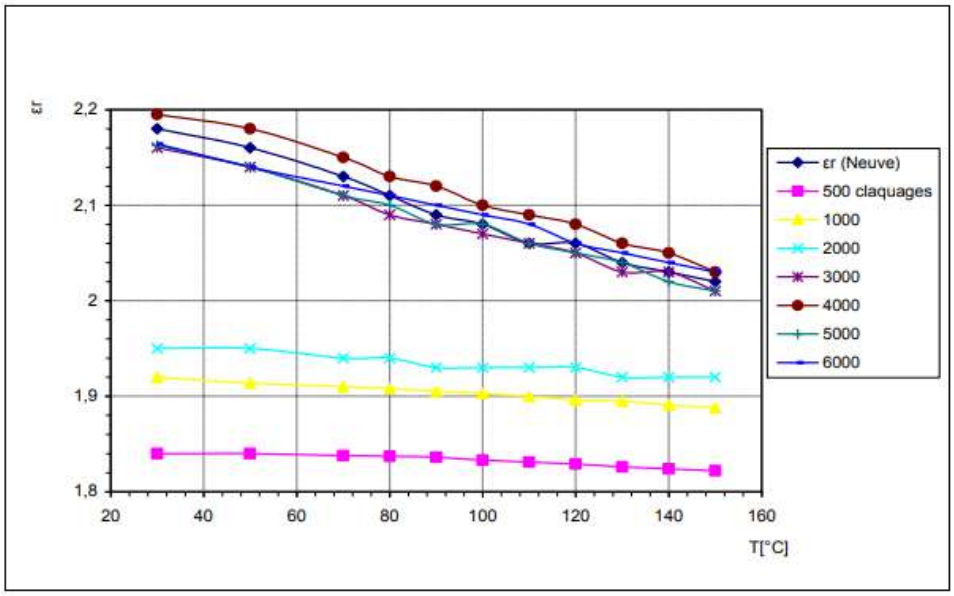


Figure 2.12 – Variation de la permittivité relative en fonction de la température et du nombre de claquages [34]

La permittivité relative diminue légèrement en fonction du nombre de claquages. La figure 2.12 indique que la permittivité de l'huile est faiblement influencée par le nombre de claquages.

2.5.2.3 Conductivité

La variation de la conductivité en fonction du nombre de claquages à 90°C est donnée par la figure 2.13.

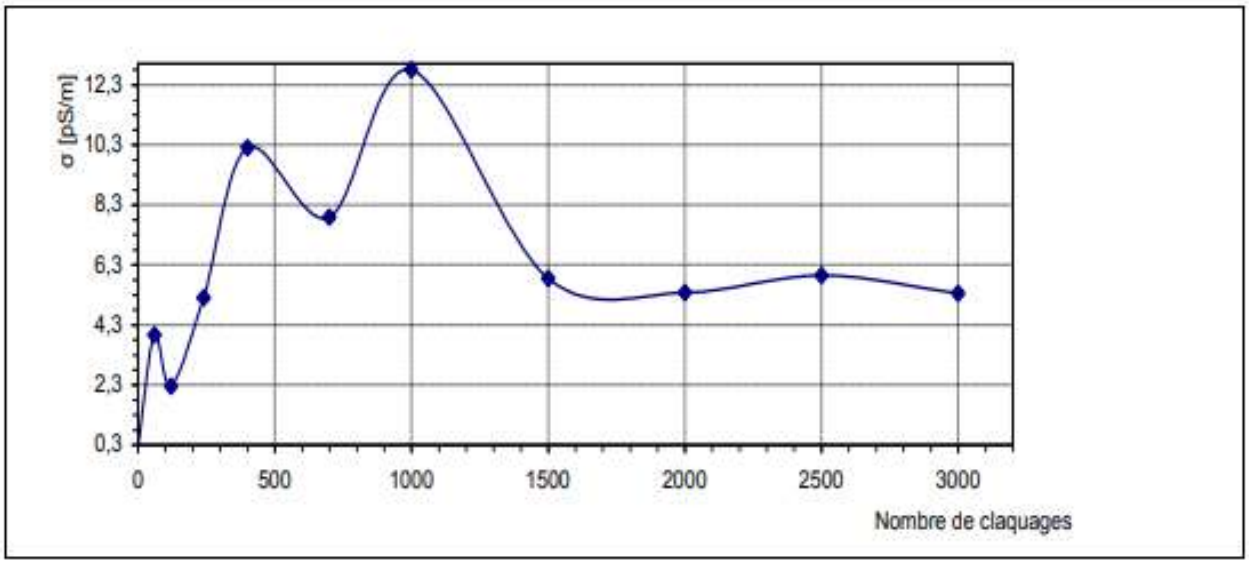


Figure 2.13 – Variation de la conductivité en fonction du nombre de claquages à 90°C [34]

La conductivité augmente en fonction du nombre de claquages puis décroît en présentant des fluctuations pour se stabiliser autour d'une valeur stable plus élevée que celle d'une huile neuve [34].

la variation de la conductivité en fonction de la température après différents nombres de claquages est donnée par la figure 2.14.

La figure 2.14 indique que la conductivité augmente en fonction de la température quel que soit le nombre de claquages [34].

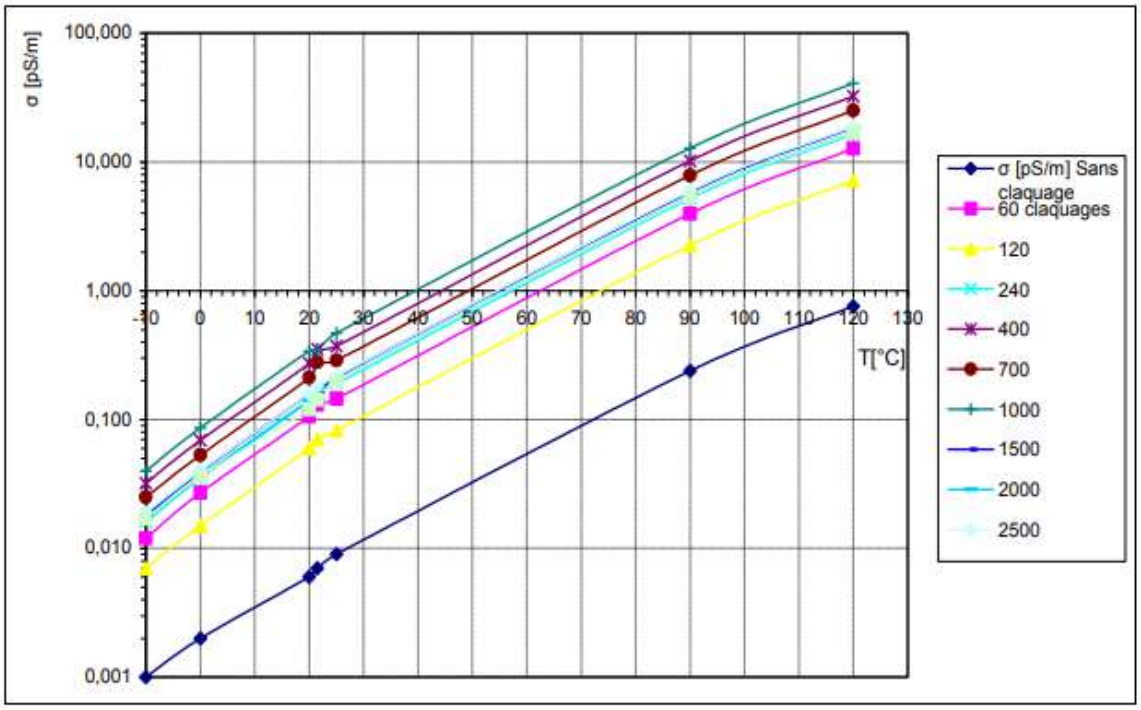


Figure 2.14 – Variation de la conductivité en fonction de la température après différents nombres de claquages [34]

2.5.2.4 L'acidité

La variation de l'acidité de l'huile en fonction du nombre de claquages est donnée par la figure 2.15.

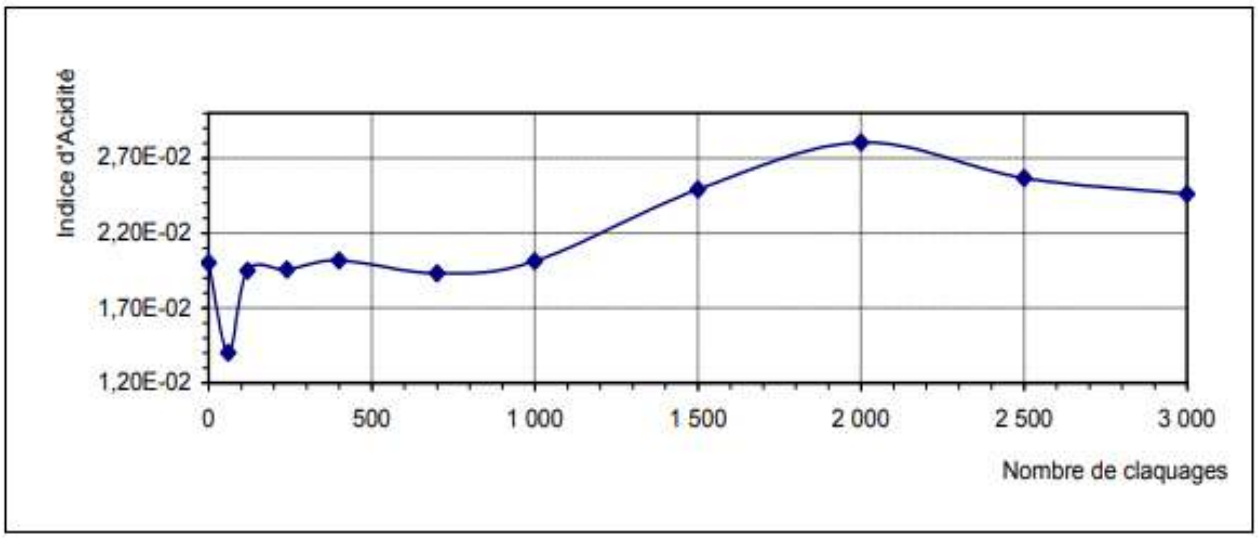


Figure 2.15 – Variation de l'acidité de l'huile en fonction du nombre de claquages [34]

D'autres propriétés sont peu influencés par le claquage électrique comme l'acidité qui présente une valeur inférieure à la limite tolérée par la norme [34].

2.6 Lois du vieillissement des isolants

Ce sont les lois permettant d'évaluer le vieillissement en fonction de la température :

2.6.1 Loi de Montsinger

Montsinger (1930) a fourni une relation pratique qui a permis d'améliorer la prévisibilité du vieillissement. La loi de Montsinger est de la forme [5],[38] :

$$L = Cexp(\frac{-\ln 2}{\Delta\theta}\theta) \tag{2.1}$$

Où
L : la durée de vie,
C : constante,
θ : la température en °C,
$\Delta\theta$: l'écart de température.

2.6.2 Loi de Dakin

W. Dakin (1948) a montré que la durée de vie L d'un isolant ou d'un système d'isolation en fonction de la température peut se mettre [5], [39] :

$$lgL = A + \frac{B}{T} \tag{2.2}$$

Où
L : la durée de vie,
A et B : constantes,
T : la température en °C.

2.6.3 Perte ou gain de durée de vie

On définit une température de référence T_N. Un vieillissement de durée t à une température T différente de T_N, produit une variation de la propriété mesurable égale à celle qui est obtenue durant un temps équivalent t_e, sous la température T_N.

$$lg(t_e/t) = B[(1/T_N) - (1/T)] \tag{2.3}$$

Cette équation permet de calculer la perte ou le gain de durée de vie rapportée à la température T_N [5].

2.6.4 Comparaison des lois de Montsinger et Dakin

Les deux lois donnent la même durée de vie à la température T_N, on établit que le rapport des durées de vie L_M et L_D selon Montsinger et Dakin respectivement est [5] :

$$L_M/L_D = exp[(T - T_N)(\frac{b}{T \cdot T_N \cdot lg(e)} - \frac{lg(2)}{\Delta\theta}\theta)] \tag{2.4}$$

2.7 Conclusion

Le vieillissement thermique suivi du vieillissement électrique favorise la dégradation des propriétés électriques et physico-chimiques de l'huile. La tension de claquage et la résistivité diminuent, tandis que le facteur de dissipation électrique augmentent. En plus, la teneur en eau et l'acidité augmentent.

De plus, les facteurs principaux provoquant le vieillissement de l'huile sont la température, l'oxygène et l'humidité.

Chapitre 3

Méthodes de régression et corrélation

3.1 Introduction

Dans le cas où plusieurs variables aléatoires sont mesurés sur des échantillons testés, la corrélation et la régression affichent leur connexion et leur type de signification.

L'analyse de corrélation examine d'abord s'il existe une dépendance linéaire entre les variables aléatoires X et Y, qui sont testées. La force de cette dépendance linéaire est démontrée par coefficient de corrélation r.

L'analyse de régression examine l'existence d'une relation fonctionnelle entre les variables aléatoires X et Y, d'une part, et entre les variables et les paramètres de l'expérience, d'autre part. Ces deux problèmes de contenu divers sont déterminés par une même procédure mathématique [40].

3.2 Analyse de corrélation

3.2.1 Définition

La corrélation est une mesure statistique qui indique dans quelle mesure deux variables ou plus peuvent fluctuer ensemble.

Une corrélation positive indique dans quelle mesure ces variables augmentent ou diminuent en parallèle ; une corrélation négative indique dans quelle mesure une variable augmente alors que l'autre diminue [41].

— La corrélation est positive lorsque les valeurs augmentent ensemble.

— La corrélation est négative lorsqu'une valeur diminue alors que l'autre augmente, on parle alors de corrélation inverse ou contraire [41].

Différentes allures pour la déduction de corrélation sont montrées sur la figure 3.1.

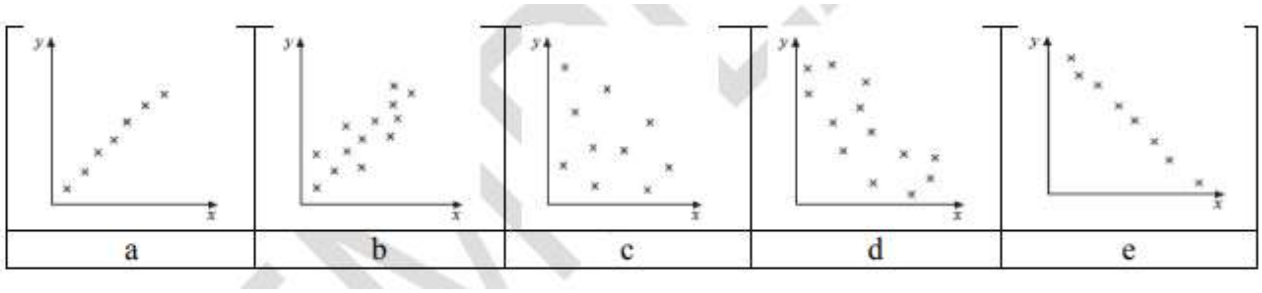


Figure 3.1 – Différentes allure pour la déduction de corrélation [41]

a. Corrélation positive forte entre x et y. Les points se situent près d'une ligne droite, avec y augmente avec l'augmentation de x.

b. Corrélation positive faible entre x et y. La tendance montrée est que y augmente lorsque x augmente, mais les points ne sont pas proches d'une ligne droite.

c. Aucune corrélation entre x et y.Les points sont répartis au hasard sur le graphique.

d. Corrélation faible et négative entre x et y. La tendance montrée est que y diminue lorsque x augmente, mais les points ne sont pas proches d'une ligne droite.

e. Corrélation forte et négative. Les points sont proches d'une ligne droite, avec y qui diminue lorsque x augmente [41].

La corrélation peut avoir les valeurs suivantes :

- 1 est une corrélation positive parfaite,
- 0 est une absence de corrélation,
- -1 est une corrélation négative parfaite.

Les statistiques descriptives qui expriment le degré de relation entre deux variables sont appelées coefficients de corrélation. Ces coefficients les plus couramment utilisés sont la corrélation de Pearson, la corrélation de Kendall et la corrélation de Spearman [41].

3.2.2 Corrélation bivariée

La corrélation bivariée est une mesure de la relation entre deux variables. Elle mesure la force et la direction de leur relation.
la force et la direction de leur relation, la force pouvant aller de la valeur absolue 1 à 0[41].

Plus la relation est forte, plus la valeur est proche de 1. La relation peut être positive (directe) ou négative (inverse ou contraire).
La corrélation décrit généralement l'effet que deux ou plusieurs phénomènes se produisent ensemble et qu'ils sont liés [41].

3.2.3 Corrélation partielle

La corrélation partielle est la corrélation entre deux variables après avoir éliminé l'effet d'une ou plusieurs variables supplémentaires.

La corrélation partielle peut être calculée comme suit [41] :

$$r_{YX.W} = \frac{r_{XY} - r_{XW}r_{YW}}{\sqrt{(1 - r_{XW}^2)(1 - r_{YW}^2)}} \tag{3.1}$$

$r_{YX.W}$: est le coefficient de corrélation partielle entre X et Y conditionnellement à une 3ème variable W.

3.2.4 Coefficients de corrélation de Pearson, Kendall et Spearman

3.2.4.1 Corrélation de Pearson

La corrélation de Pearson est largement utilisée en statistique pour mesurer le degré de la relation entre des variables linéaires liées.
Le coefficient de corrélation de Pearson est donné par l'équation suivante [41] :

$$r = \frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^{n}(y_i - \bar{y})^2}} \tag{3.2}$$

Où
r : est le coefficient de orrélation de Pearson,
$\bar{x}$: est la moyenne des valeurs de la variable x,
$\bar{y}$:est la moyenne des valeurs de la variable y.

3.2.4.2 Corrélation de Kendall

La corrélation de rang de Kendall est un test non paramétrique qui mesure la force de la dépendance entre deux variables. Si nous considérons deux échantillons, x et y où chaque taille d'échantillon est n, nous savons que le nombre total de paires avec xy est n(n-1)/2.

La formule suivante est utilisée pour calculer la valeur de la corrélation de rang de Kendall [41] :

$$\tau = \frac{n_c - n_d}{\frac{1}{2}n(n-1)} \tag{3.3}$$

Où
τ : coefficient de corrélation de rang de Kendall,
n_c : nombre de concordants (ordonnés de la même manière),
n_d : nombre de discordants (Ordonnés différemment).

3.2.4.3 Corrélation de rang de Spearman

La corrélation de rang de Spearman est un test non paramétrique qui est utilisé pour mesurer le degré d'association entre deux variables. Le test de corrélation de rang de Spearman ne suppose aucune hypothèse sur la distribution des données et constitue l'analyse de corrélation appropriée lorsque les variables sont mesurées sur une échelle au moins ordinale. [41]

La formule suivante est utilisée pour calculer le coefficient de corrélation de rang de Spearman : [41]

$$\rho = 1 - \frac{6\sum d_i^2}{n(n^2-1)} \tag{3.4}$$

Où
ρ : coefficient de corrélation de rang de Spearman,
d_i : la différence entre les rangs des valeurs correspondantes X_i et Y_i,
n : nombre de valeurs dans chaque ensemble de données.

3.3 Analyse de régression

3.3.1 Régression linéaire

La régression linéaire est une technique mathématique qui décrit la relation entre deux ou plusieurs variables par une fonction linéaire. Basée sur une analyse des données ou de l'échantillon disponibles, cette technique peut également être utilisée pour tirer des conclusions sur une population ou un ensemble de données plus large, ou pour faire des prédictions sur des données futures [42].

3.3.1.1 Régression linéaire simple

Considérons un échantillon de n observations pairées $(x_1, y_1), (x_2, y_2), ..., (x_n, y_n)$. Le modèle de la régression linéaire, suppose, pour tout i = 1, ..., n la relation :

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 X_i + \varepsilon_i \tag{3.5}$$

Où
Y : est la variable dépendante,
β_0 et β_1 sont les coefficients (représenté par ordonnée à l'origine et pente du modèle),
X est la variable indépendante,
ε_i est une erreur aléatoire.

Les ε_i sont des quantités aléatoires inobservables qui représentent les erreurs.
Y_i sont des variables aléatoires (car elles dépendent des ε_i),
X_i sont considérés comme des nombres fixés [43].

Les objectifs d'une analyse de régression sont généralement d'estimer et de tester β_0 et β_1 et de formuler des prédictions pour Y sur la base de X. La procédure générale pour effectuer une analyse de régression est la suivante :

(i) vérifier, à l'aide d'un graphique de données, qu'une relation linéaire est probablement appropriée ;

(ii) estimer la relation linéaire à l'aide d'un modèle de régression ;

(iii) évaluer par des diagnostics si le modèle fournit un ajustement approprié aux données ;

(iv) utiliser le modèle pour tirer des conclusions sur la relation linéaire.

3.3.1.2 Estimation de la relation linéaire

Dans une régression de Y sur X utilisant l'échantillon (x_i, y_i) (i = 1, 2, . . . , n), les x_i sont supposés être fixes et connus sans erreur, tandis que les y_i sont supposés être aléatoires. Ces hypothèses informent notre procédure d'estimation de la relation linéaire (c'est-à-dire l'estimation de β_0 et de la pente β_1).

Sur une courbe, pour une ligne estimée bien choisie devrait être "proche" d'autant de (x_i, y_i) que possible. Puisque les x_i sont considérés comme fixes, alors pour chaque x_i, la proximité est considérée comme la distance entre chaque y_i observé et la ligne estimée.

Nous traitons la distance au-dessous de la ligne de manière équivalente à la distance au-dessus de la ligne en considérant les distances au carré. C'est le critère des moindres carrés [44] :

$$\sum_{i=1}^{n}(y_i - (\beta_0 + \beta_1 x_i))^2 \tag{3.6}$$

La solution mathématique de ce critère nous donne les estimateurs :

$$\hat{\beta}_1 = \frac{\sum_{i=1}^{n}(y_i - \bar{y})(x_i - \bar{x})}{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})^2} \tag{3.7}$$

$$\hat{\beta}_0 = \bar{y} - \hat{\beta}_1 x \tag{3.8}$$

Où
$\hat{\beta}_0$ et $\hat{\beta}_1$ sont des estimations de β_0 et β_1, respectivement,
$\bar{y}$ est la valeur indicatrice moyenne de l'échantillon [44].

3.3.1.3 Régression linéaire multiple

La régression linéaire multiple étend la régression linéaire simple pour inclure plus d'une variable indépendante.

L'équation de la régression linéaire multiple a la même forme que celle de la régression linéaire simple mais comporte plus de termes [45] :

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_{1i} + \beta_2 x_{2i} + ... + \beta_p x_{pi} + \varepsilon_i \tag{3.9}$$

Où

y_i : est la variable dépendante,

β_0 : est l'ordonnée à l'origine, c'est-à-dire la valeur de y lorsque x_i et x_2 sont égaux à 0,

β_1 et β_2 : sont les coefficients de régression représentant la variation de y par rapport à une variation d'une unité de x_{i1} et x_{i2}, respectivement,

β_p : est le coefficient de pente pour chaque variable indépendante,

ε_i : est le terme d'erreur aléatoire (résiduel) du modèle,

p : est le nombre de régresseurs.

3.3.2 Régression non-linéaire

La régression non linéaire se caractérise par le fait que l'équation de prédiction dépend de manière non linéaire d'un ou plusieurs paramètres inconnus. Alors que la régression linéaire est souvent utilisée pour construire un modèle purement empirique [46].

La forme du modèle de régression non linéaire est :

$$Y_i = f(X_i, \theta) + \varepsilon_i, \qquad i = 1, ..., n \tag{3.10}$$

Où les Y_i sont des réponses, f est une fonction connue du vecteur $X_i = (x_{i1}, ..., x_{ik})^T$ et du vecteur de paramètres $\theta = (\theta_1, ..., \theta_p)^T$ et ε_i sont des erreurs aléatoires.

Les ε_i sont généralement supposés être non corrélés avec une moyenne de zéro et une variance constante [46].

Le vecteur paramètre inconnu θ dans le modèle de régression non linéaire est estimé à partir des données en minimisant une expression de qualité d'ajustement appropriée par rapport à θ. Le critère le plus connu est la somme de résidus au carré :

$$\sum_{i=1}^{n} [y_i - f(x_i, \theta)]^2 \tag{3.11}$$

L'estimation basée sur ce critère est connue sous le nom de moindres carrés non-linéaires. Dans quelques cas, les estimations de la régression non-linéaire doivent être calculées par itération en utilisant des méthodes d'optimisation pour minimiser l'expression de la qualité de l'ajustement.

La plupart des logiciels statistiques comprennent des fonctions permettant d'effectuer des régressions non linéaires [46].

3.3.3 Modèles courants

L'un des modèles non linéaires les plus courants est le modèle de décroissance exponentielle ou de croissance exponentielle [46] :

$$f(X, \theta) = \theta_1 exp(-\theta_2 X) \tag{3.12}$$

Ce modèle peut être caractérisé par le fait que la fonction f répond à une l'équation différentielle du premier ordre

$$\frac{\partial f(X, \theta)}{\partial X} = c f(X, \theta) \tag{3.13}$$

pour une certaine constante c. Les processus physiques peuvent souvent être modélisés par des équations différentielles d'ordre supérieur, conduisant à des modèles de fonctions exponentielles d'ordre supérieur, de la forme :

$$f(X, \theta) = \theta_1 + \sum_{j=1}^{k} \theta_{2j} exp(-\theta_{2j} + X) \tag{3.14}$$

Où k est l'ordre de l'équation différentielle.

Une autre forme courante est la fonction rationnelle :

$$f(X, \theta) = \frac{\sum_{j=1}^{k} \theta_j X^{j-1}}{1 + \sum_{j=1}^{k} \theta_k + jX^j} \tag{3.15}$$

Les fonctions rationnelles sont très souples dans leur forme et peuvent être utilisées pour approximer une grande variété de fonctions [46].

3.3.4 Modèles non-linéaires transformables

Certains modèles non linéaires simples peuvent être convertis en modèles linéaires en transformant l'une ou les deux des réponses et des covariables. Par exemple, le modèle exponentielle :

$$Y = \theta_1 exp(-\theta_2 X) \tag{3.16}$$

Si $Y > 1$,

$$lnY = ln\theta_1 - \theta_2 X \tag{3.17}$$

Si toutes les réponses observées sont positives et que la variation de lnY est plus symétrique que celle de Y, alors il est probable qu'il soit plus approprié d'estimer les paramètres θ_1 et θ_2 par régression linéaire de lnY sur X plutôt que par les moindres carrés non linéaires. La même chose s'applique sur la fonction :

$$Y = \frac{1}{1 + \theta X} \tag{3.18}$$

qui peut, si $Y \neq 0$, être linéarisé comme suit :

$$\frac{1}{Y} - 1 = \theta X \tag{3.19}$$

On peut estimer θ par régression linéaire proportionnelle de (1/Y)- 1 sur X. Les modèles linéaires transformables présentent des avantages en ce que la forme linéarisée peut être utilisée pour obtenir des valeurs de départ pour le calcul itératif des estimations des paramètres. Cette transformation n'est possible que pour les modèles non linéaires les plus simples [46].

3.3.5 Techniques itératives

Si la fonction f est continuellement différentiable en θ, alors elle peut être linéarisée comme :

$$f(\theta, x) = f(\theta_0, x) + X_0(\theta - \theta_0) \tag{3.20}$$

Où X_0 est la matrice de gradient $n \times p$ avec des éléments $\frac{\partial f(x_i, \theta_0)}{\partial \theta_j}$. Ceci conduit à l'algorithme de Gauss-Newton pour estimer θ,

$$\theta_1 = \theta_0 + (\mathbf{X}_0^T \mathbf{X}_0)^{-1} \mathbf{X}_0^T \mathbf{e} \tag{3.21}$$

Où e est le vecteur des résidus $y_i - f(x_i, \theta_0)$. L'algorithme de Gauss-Newton incrémente l'estimation de θ à chaque itération d'une quantité égale aux coefficients de la régression linéaire des résidus actuels e sur la matrice de gradient X.

Si les erreurs ε_i sont indépendantes et normalement distribuées, alors l'algorithme de Gauss-Newton est une application de la méthode de notation de Fisher pour obtenir des estimateurs. Si X est de rang colonne complet dans un voisinage de la solution des moindres carrés, on peut montrer que l'algorithme de Gauss-Newton convergera vers la solution à partir d'une valeur de départ suffisamment bonne [46].

Pour notre étude, des modèles de régressions : polynomiales et exponentielles sont développés pour estimer les propriétés de l'huile en fonction du temps de vieillissement

La forme adoptée des modèles de régressions exponentielles est [47] :

$$y_i = a \cdot e^{b \cdot x_i} + c \cdot e^{d \cdot x_i} \tag{3.22}$$

La forme adoptée des modèles de régressions polynomiales est la suivante :

$$y_i = a x_i + b \tag{3.23}$$

Et,

$$y_i = ax_i^2 + bx_i + c \tag{3.24}$$

Où

x_i est le temps de vieillissement, et y_i est la propriété électrique concernée,

a, b, c, et d sont les paramètres de la méthode de régression.

Les variables aléatoires obtenues par l'analyse de régression sont données par le vecteur Y :

$$Y = \begin{bmatrix} y_1 & y_2 & y_3 & ... & y_n \end{bmatrix} \tag{3.25}$$

Le vecteur X représente les valeurs du temps de vieillissement :

$$X = \begin{bmatrix} x_1 & x_2 & x_3 & ... & x_n \end{bmatrix} \tag{3.26}$$

3.4 Erreur standard de l'estimation

Le résidu, $\varepsilon_i = y_i - \hat{y}$ est la différence entre la valeur de la variable dépendante prédite par le modèle($\hat{y}$), et la valeur réelle de la variable dépendante.

Une méthode d'estimation est celle des moindres carrés ordinaires. Cette méthode permet d'obtenir des estimations des paramètres qui minimisent la somme des résidus au carré (Sum of squares error SSE), donnée par [48],[49] :

$$SSE = \sum_{i=1}^{n} (y_i - \hat{y}_i)^2 \tag{3.27}$$

Où

$\hat{y}$ sont des estimations de la moyenne de Y pour un X donné et sont calculées à l'aide du modèle de régression estimé [44].

3.5 La somme totale des carrés

La somme totale des carrés (Sum of squares total SST) est définie comme étant la somme, sur toutes les observations, des différences au carré de chaque observation par rapport à la moyenne globale [50] :

$$SST = \sum_{i=1}^{n} (y_i - \bar{y})^2 \tag{3.28}$$

Où

$\bar{y}$: est la moyenne générale des valeurs de la variable dépendante.

3.6 Coefficient de détermination R^2

Le coefficient de détermination R^2 est utile pour interpréter la valeur du coefficient de corrélation de Pearson "r" en l'élevant au carré.

Cette mesure (variant entre 0 à 1) est la fraction de la variabilité de Y qui peut être expliquée par la variabilité de X à travers leur relation linéaire, ou vice versa.

Ce coefficient est donné par [47],[51] :

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{n} (y_i - \hat{y})^2}{\sum_{i=1}^{n} (y_i - \bar{y})^2} = 1 - \frac{SSE}{SST} \tag{3.29}$$

R-carré ajusté est une version modifiée du R-carré qui a été ajusté pour le nombre de prédicteurs dans le modèle :

$$\bar{R}^2 = 1 - (1 - R^2)(N - 1)/(N - n - 1) = 1 - \frac{SSE/(N - n - 1)}{SST/(N - 1)} \tag{3.30}$$

Où
n : est le nombre de variables dépendantes,
N : est le nombre de données pour chaque variable dépendante [50].

La décomposition de la variabilité est représentée dans la figure 3.2 [52].

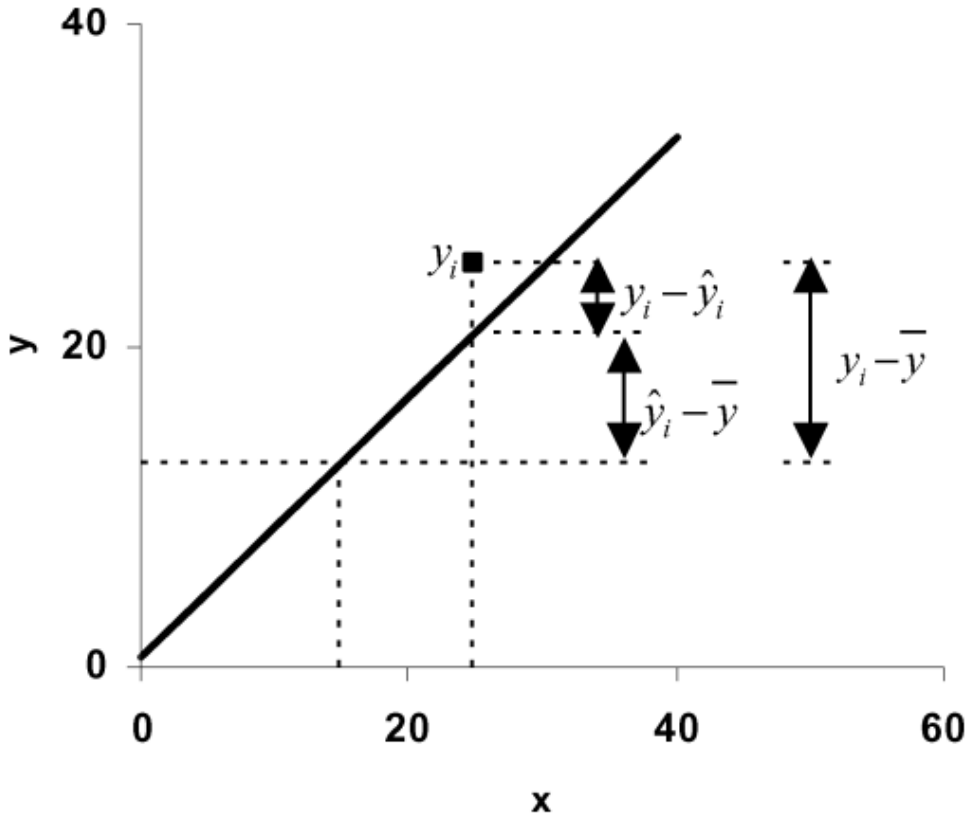


Figure 3.2 – Décomposition de la variabilité dans le cas de la ligne droite des moindres carrés [52]

3.7 Covariance

La covariance entre deux variables aléatoires x et y, avec une distribution normale conjointe, est une mesure de la corrélation de la fluctuation de deux quantités et est définie comme la valeur attendue du produit des écarts de x et y par rapport à leurs valeurs attendues (moyennes réelles ou de population). La covariance de l'échantillon est donnée par

$$cov(x, y) = \frac{1}{n - 1} \sum (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}) \tag{3.31}$$

La covariance est une mesure de la corrélation entre x et y. Si deux variables sont liées de manière linéaire, alors la covariance sera positive ou négative selon que la relation a une pente positive ou négative. Si x et y sont indépendants, c'est-à-dire non corrélées, la covariance est égale à zéro [52].

3.8 Facteurs affectant la régression

La régression peut être affectée par les facteurs suivants :

— Une petite taille d'échantillon peut seulement mettre en évidence des connexions entre des variables ayant une relation forte.
Par conséquent, la taille de l'échantillon doit être choisie en fonction du nombre de variables indépendantes et de la force de la relation.
— De nombreuses valeurs manquantes dans l'ensemble de données peuvent affecter la taille de l'échantillon.
Par conséquent, toutes les valeurs manquantes doivent être traitées de manière adéquate avant de procéder à des analyses de régression.
— Les sous-échantillons au sein de l'échantillon plus large peuvent masquer l'effet réel des variables indépendantes et dépendantes [53].

3.9 Conclusion

L'analyse de régression est une procédure statistique utile ayant de nombreuses implications pour la recherche.

Elle permet de décrire, prédire et estimer les relations et de tirer des conclusions sur les variables interdépendantes en relation avec tout phénomène étudié.

L'analyse de corrélation permet d'identifier les relations entre deux variables, l'analyse de régression est utilisée pour "modéliser" cette relation afin de pouvoir prédire ce qui se passera dans un contexte réel.

Chapitre 4

Résultats et interprétations

4.1 Introduction

Dans ce chapitre, on présente les résultats de régressions démontrant la corrélation entre le vieillissement thermique et les propriétés (électriques et phyisico-chimiques) de l'huile de transformateur. Les données expérimentaux faites par Abdi.S [5] ont été utilisés dans cette analyse de régression.

L'application «Curve-Fitting» de MATLAB se base sur la méthode des moindres carrés pour l'ajustement des données, qui minimise la somme des carrés des résidus [54]. Elle est approprié pour développer les équations associées.

4.2 Résultats et analyse de régression du facteur de pertes diélectriques ($tan\delta$)

Les résultats de simulation en utilisant la méthode de régression du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps de vieillissement de 5000 heures pour les températures de vieillissement de T=80°C, T=120°C et T=140°C sont représentés par les figures 4.1, 4.2 et4.3.

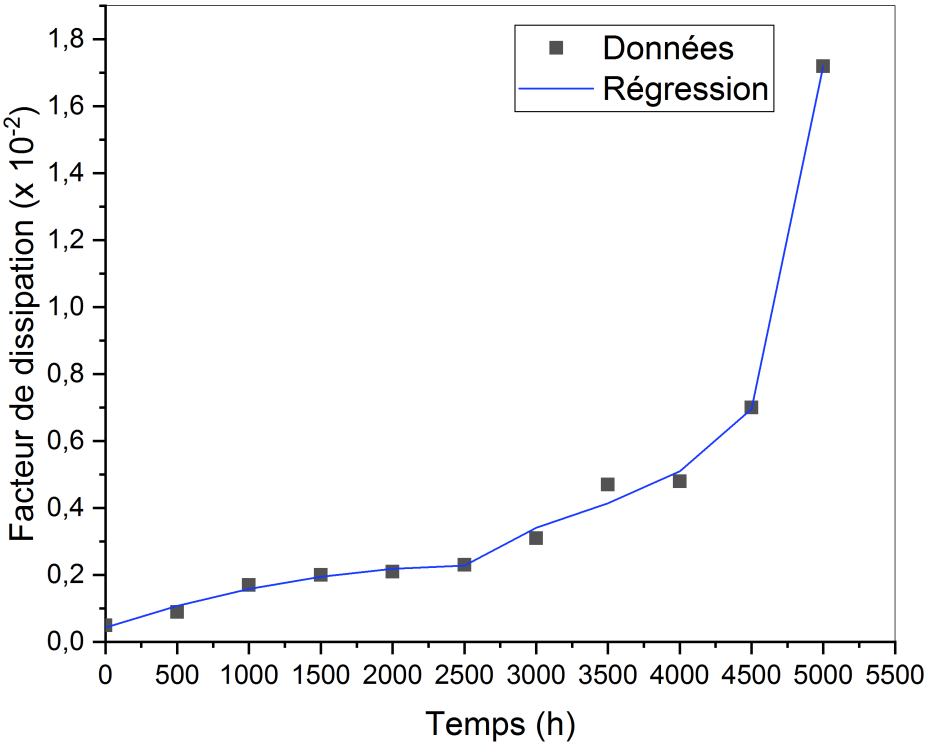


Figure 4.1 – Résultats de régression du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps de vieillissement pour T=80°C

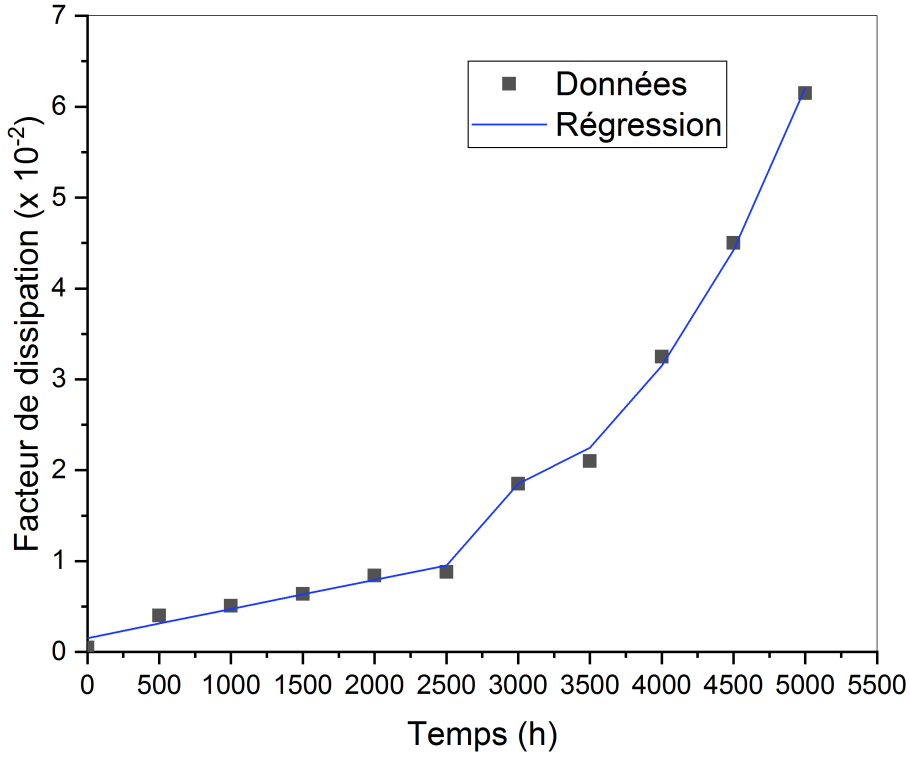


Figure 4.2 – Résultats de régression du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps de vieillissement pour T=120°C

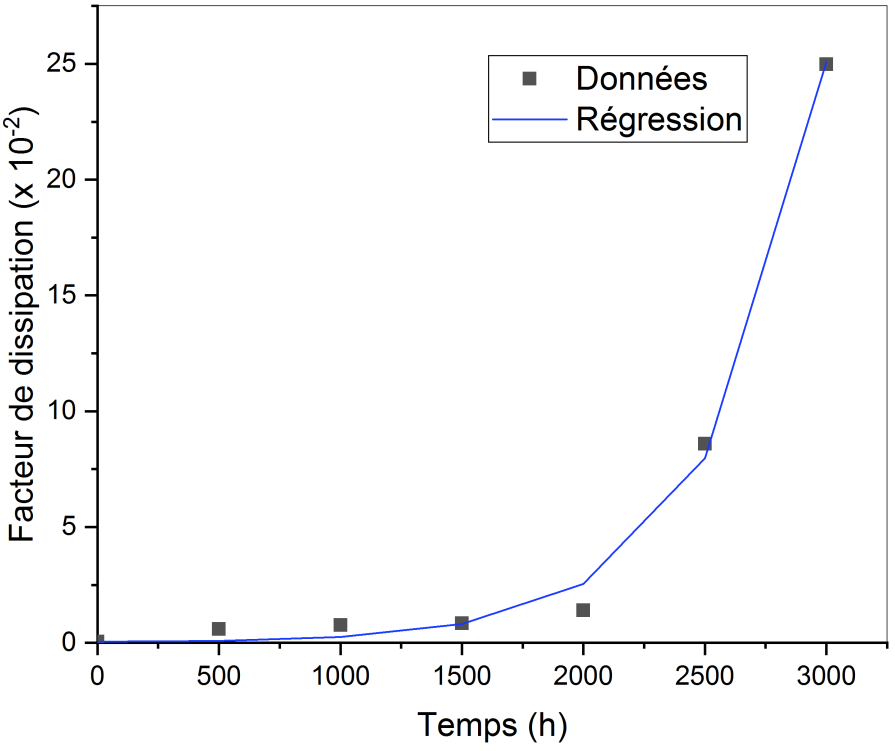


Figure 4.3 – Résultats de régression du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps de vieillissement pour T=140°C

On voit clairement que les résultats de simulation du facteur de pertes sont en bonne concordance avec les données pratiques, et cela pour les trois températures de vieillissement choisies 80°C, 120°C et 140°C.

Pour les deux températures de vieillissement 80°C et 120°C, on peut différencier entre deux intervalles de vieillissement ; le premier entre 0 et 2500 heures, où la variation du facteur de pertes $tan\delta$ en fonction du temps est linéaire ; le deuxième entre 3000 et 5000 heures, la variation a une forme exponentielle.

Ceci est dû au fait que pour des temps relativement courts, la dégradation de l'huile n'est pas assez rapide ; tandis que pour des temps longs, la dégradation est donc flagrante.

Les résultats de l'analyse de régression pour les températures de vieillissement 80°C et 120°C sont présentés par les tableaux 4.1 et 4.2, respectivement.

Tableau 4.1 – Analyse de régression du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps pour T=80°C

Temps(h)	**Équation**	$\mathbf{R^2}$	**SSE**
[0,2500]	$tan\delta$=-2.714×10^{-8} · $t^2 + 1.416 \times 10^{-4} \cdot t + 0.04357$	97.73%	5.9143×10^{-4}
[3000,5000]	$tan\delta$= 2.782×10^{-11} · $e^{4.857\times10^{-3}\cdot t} + 0.1063 \cdot e^{3.881\times10^{-4}\cdot t}$	99.62%	5×10^{-3}

Tableau 4.2 – Analyse de régression du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps pour T=120°C.

Temps(h)	**Équation**	$\mathbf{R^2}$	**SSE**
[0,2500]	$tan\delta$=3.2×10^{-4} · t + 0.1533	94.29%	2.71×10^{-2}
[3000,5000]	$tan\delta$= 1.187×10^{13} · $e^{-0.0105\cdot t} + 0.2094 \cdot e^{6.778\times10^{-4}\cdot t}$	99.68%	4.05×10^{-2}

D'après les tableaux 4.1 et 4.2, on remarque que le choix des équations de régression peut être justifié du fait que les coefficients de corrélation atteignent des valeurs largement supérieurs.

Ces coefficients prennent des valeurs de 97.73% et 99.62% pour les deux intervalles correspondant à la température de vieillissement de 80°C, et de valeur de 94.29% et 99.68% pour les deux intervalles correspondant à la température de vieillissement de 120°C.

Par contre, pour la température de vieillissement la plus élevée de 140°C, l'analyse de régression a montré que la tendance est exponentielle sur tout l'intervalle, ce qui signifie une dégradation rapide pour cette température élevée.

Les résultats de l'analyse de régression pour la température de vieillissement de 140°C sont donnés par le tableau 4.3.

Tableau 4.3 – Analyse de régression du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps pour T=140°C.

Temps(h)	Équation	R^2	SSE
[0,5000]	$tan\delta = 2.605\times10^{-2} \cdot e^{2.29\times10^{-3}\cdot t} + 2.395 \times 10^{-2} \cdot e^{-10.02\cdot t}$	99.56%	2.2048

On voit clairement que le coefficient de corrélation est de 99.5% pour la température de vieillissement de 140°C, ce qui présente une grande concordance entre les résultats pratiques et ceux de la simulation.

4.3 Résultats et analyse de régression de la permittivité relative (ε_r)

Les résultats de simulation en utilisant la méthode de régression de la permittivité relative en fonction du temps de vieillissement pour les températures de T=80°C et T=140°C sont représentés par les figures 4.4 et 4.5.

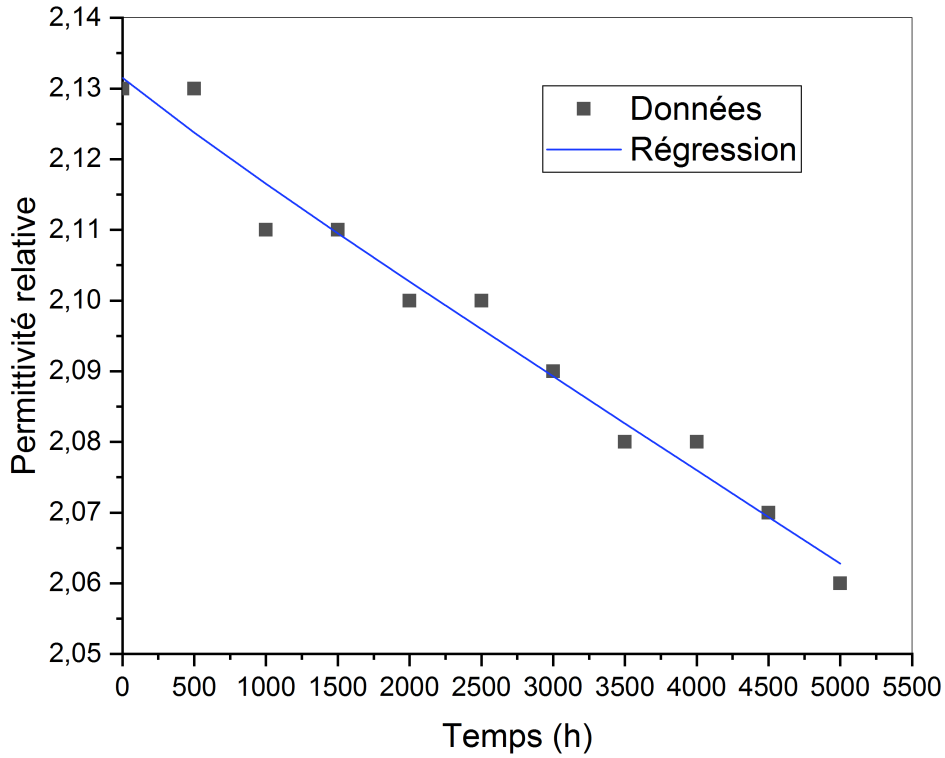


Figure 4.4 – Résultats de régression de la permittivité relative en fonction du temps de vieillissement pour T=80°C

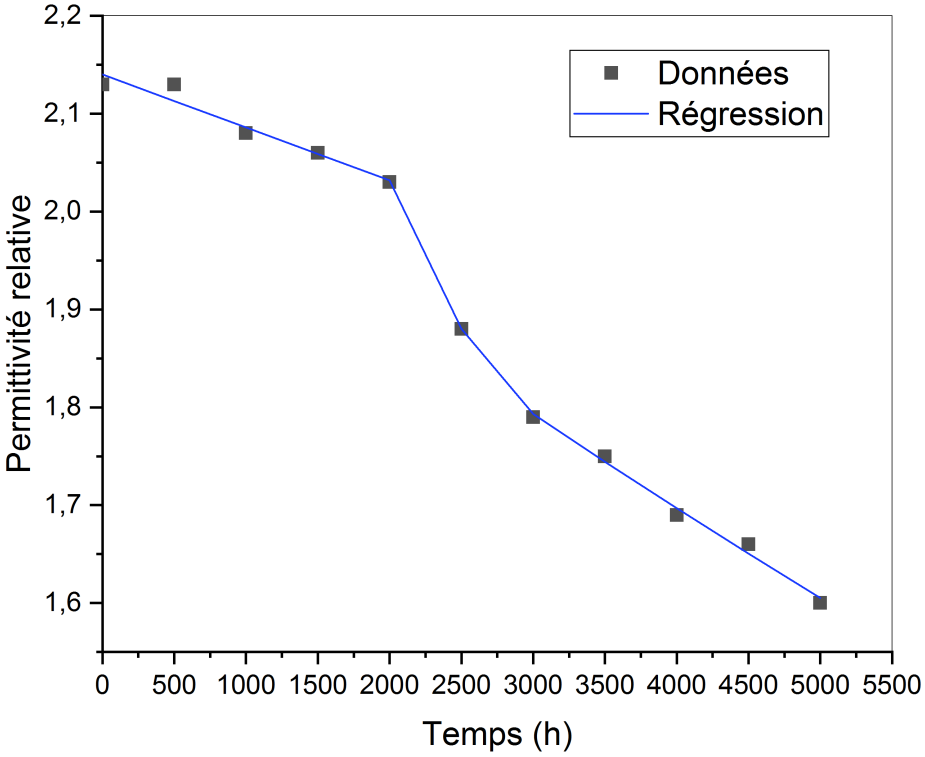


Figure 4.5 – Résultats de régression de la permittivité relative en fonction du temps de vieillissement pour T=140°C

Les résultats de régression de la permittivité relative montrent que les deux courbes expérimentaux et numériques se rapprochent pour les températures de vieillissement choisies de 80°C et 140°C.

Ces résultats indiquent que les valeurs de la permittivité relative sont en corrélation avec les valeurs de temps de vieillissement.

Pour la plus haute température de vieillissement 140°C, on constate que la permittivité relative décroît lentement sur l'intervalle de 0 et 2000 heures, d'où le choix du modèle polynômial ; en revanche, entre 2500 et 5000 heures, la variation prend une forme exponentielle qui est due à la dégradation forte de l'huile.

Quant à la température de vieillissement de 80°C, on voit une croissance rapide et d'une allure exponentielle de la permittivité relative sur tout l'intervalle.

Les résultats de l'analyse de régression pour cette température de vieillissement de 80°C sont donnés par le tableau 4.4.

Tableau 4.4 – Analyse de régression de la permittivité relative en fonction du temps pour T=80°C

Temps(h)	**Équation**	**R^2**	**SSE**
[0,5000]	$\varepsilon_r = 2.026\times10^{-3} \cdot e^{-1.351\times10^{-3}\cdot t} + 2.129 \cdot e^{-6.363\times10^{-6}\cdot t}$	97.35%	1.3926×10^{-4}

Le coefficient de corrélation pour la température de vieillissement de 80 °C atteint une valeur de 97.35%, ceci indique que les résultats pratiques et ceux de la régression sont adéquats.

Les résultats de l'analyse de régression pour la température de vieillissement de 140°C sont donnés par le tableau 4.5.

Tableau 4.5 – Analyse de régression de la permittivité relative en fonction du temps pour T=140°C.

Temps(h)	Équation	R^2	SSE
[0,2000]	ε_r=- $5.4\times10^{-5}\cdot t + 2.14$	94.43%	4.3×10^{-4}
[2500,5000]	$\varepsilon_r = 2.77\times10^{13}\cdot e^{-1.37\times10^{-2}\cdot t} + 2.117\cdot e^{-5.531\times10^{-5}\cdot t}$	99.58%	2.09×10^{-4}

Les coefficients de corrélation R^2 prennent des valeurs de 94.43% et 99.58% pour les deux intervalles correspondant à la température de vieillissement de 140°C.

Par conséquent, ces coefficients obtenus prouvent que les équations choisies sont appropriées pour cette analyse de régression.

4.4 Résultats et analyse de régression de la résistivité(ρ)

Les résultats de simulation en utilisant la méthode de régression de la résistivité en fonction du temps de vieillissement pour les quatre températures de 80°C, 100°C, 120°C et 140°C sont représentés par les figures 4.6, 4.7, 4.8 et 4.9.

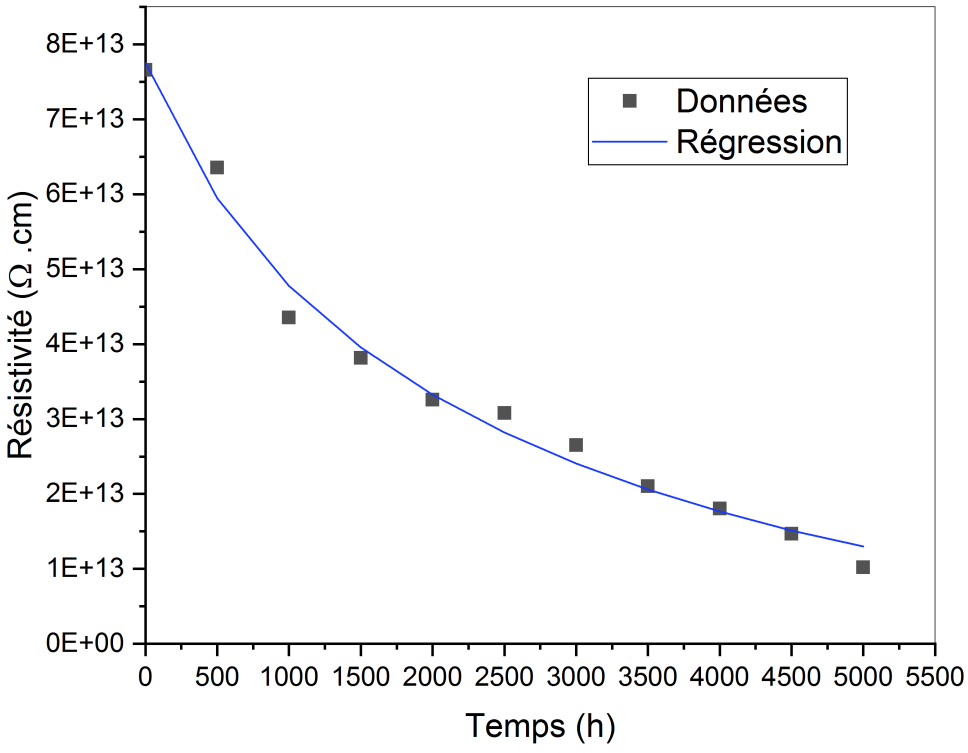


Figure 4.6 – Résultats de régression de la résistivité en fonction du temps de vieillissement pour T=80°C

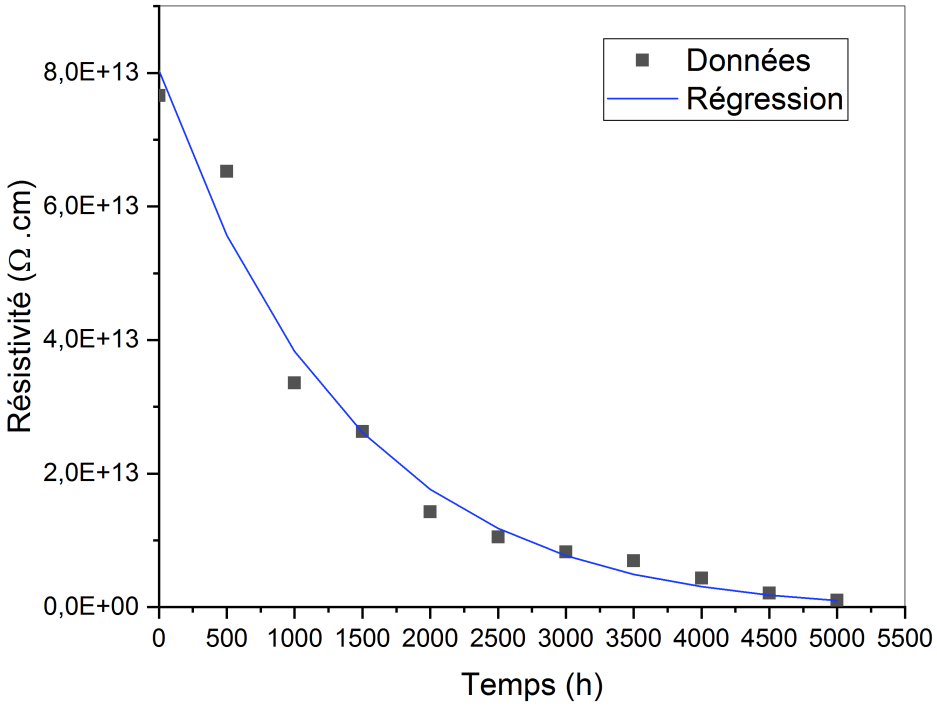


Figure 4.7 – Résultats de régression de la résistivité en fonction du temps de vieillissement pour T=100°C

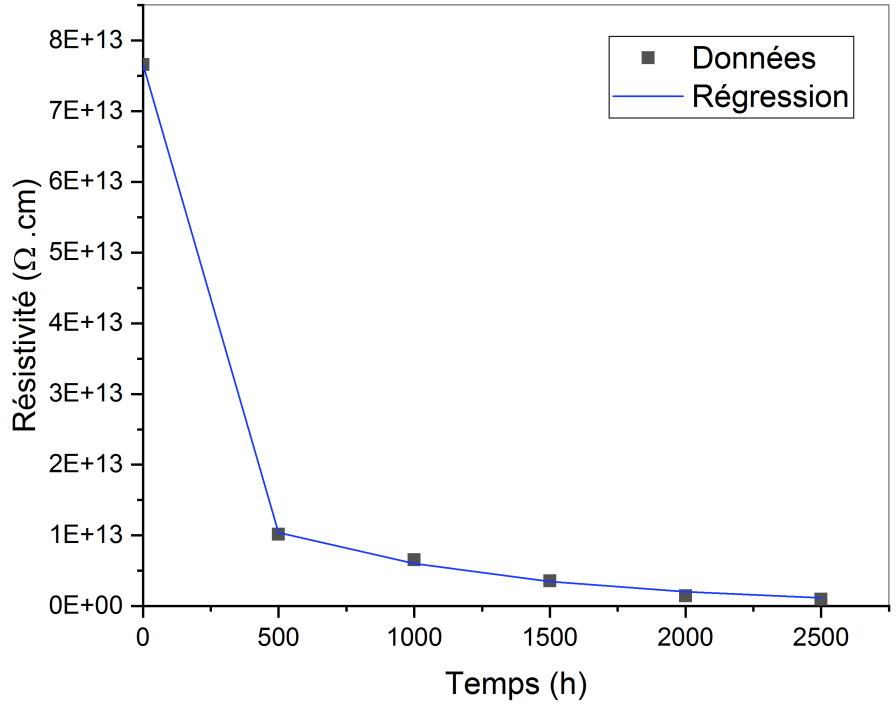


Figure 4.8 – Résultats de régression de la résistivité en fonction du temps de vieillissement pour T=120°C

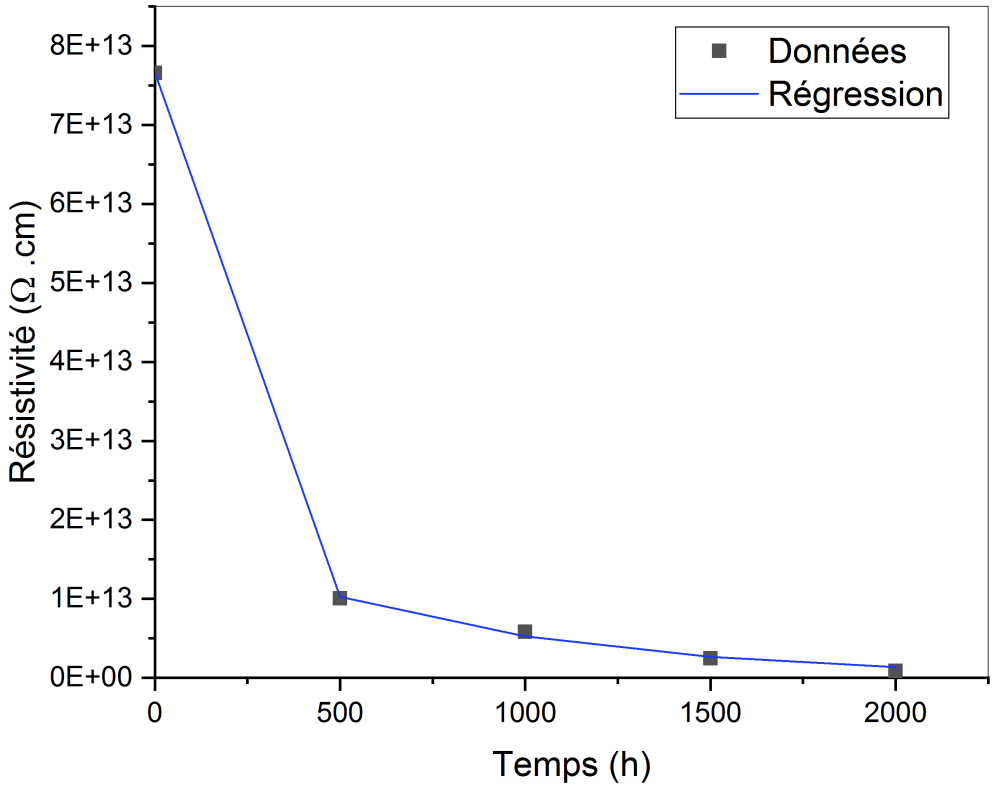


Figure 4.9 – Résultats de régression de la résistivité en fonction du temps de vieillissement pour T=140°C

On remarque sur les figures 4.6 et 4.7, que les valeurs expérimentales et celles de régressions sont très proches.

Sur les figures 4.8 et 4.9, on peut également remarquer que les deux courbes expérimentales et de simulation ont la même allure. Par conséquent, Il existe une bonne concordance des résultats.

Avec l'augmentation des températures de vieillissement de 80°C, 100°C, 120°C et 140°C, et après 5000 heures, une diminution importante de la résistivité se produit en fonction du temps de vieillissement.

L'analyse de régression de la résistivité en fonction du temps de vieillissement de l'huile est présentés par le tableau 4.6.

Tableau 4.6 – Analyse de régression de la résistivité en fonction du temps.

Température	Équation	R^2	SSE
T=80°C	$\rho = 1.77\times10^{13} \cdot e^{-1.56\times10^{-3}\cdot t} + 5.981 \times 10^{13} \cdot e^{-3.055\times10^{-4}\cdot t}$	98.61%	5.87×10^{25}
T=100°C	ρ= -5.99×10^{16} · $e^{-5.671\times10^{-4}\cdot t}$+6.003× $10^{16} \cdot e^{-5.673\times10^{-4}\cdot t}$	97.82%	1.47×10^{26}
T=120°C	$\rho = 5.866\times10^{13} \cdot e^{-5.622\times10^{-2}\cdot t}$+1.794× $10^{13} \cdot e^{-1.094\times10^{-3}\cdot t}$	99.98%	6.909×10^{23}
T=140°C	ρ=5.658×10^{13} · $e^{-5.623\times10^{-2}\cdot t}$+2.002× $10^{13} \cdot e^{-1.34\times10^{-3}\cdot t}$	99.98%	7.069×10^{23}

Le coefficient de corrélation R^2 prend des valeurs assez élevée : 98.61%, 97.82%, 99.98% et 99.98%, pour les températures de vieillissement de 80°C, 100°C, 120°C et 140°C, respectivement.

Ces résultats démontrent que les valeurs de la résistivité sont en bonne corrélation avec les valeurs de temps de vieillissement ; et que le modèle exponentiel choisi présente une bonne image de la variation de la résistivité en fonction du vieillissement thermique pour les quatre températures d'essais.

4.5 Résultats et analyse de régression de la tension de claquage

Les résultats de simulation en utilisant la méthode de régression de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement pour les températures de 80°C, 120°C et 140°C sont représentés par les figures 4.10, 4.11 et 4.12.

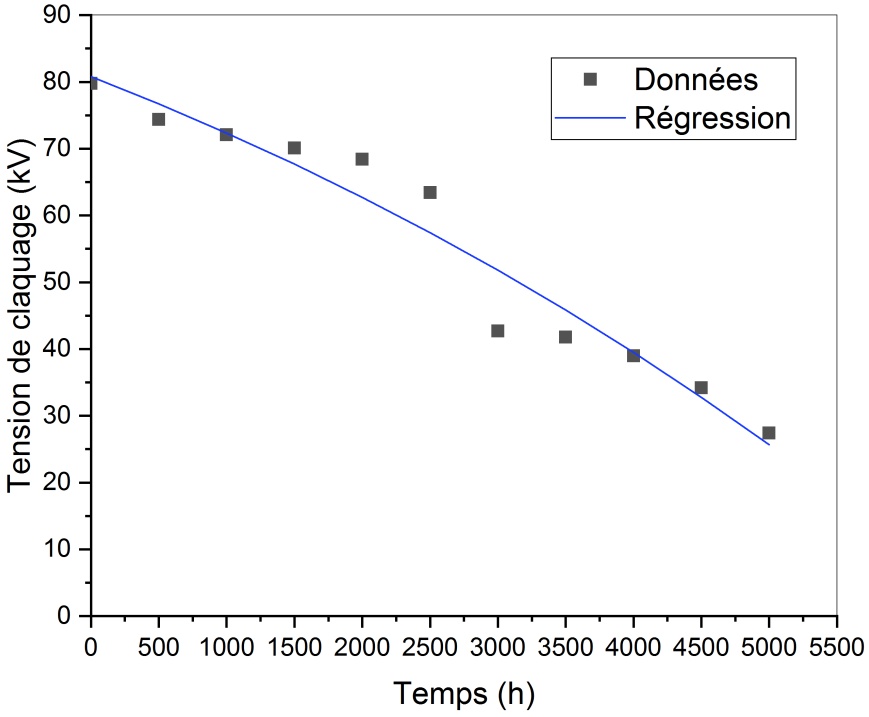


Figure 4.10 – Résultats de régression de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement pour T=80°C

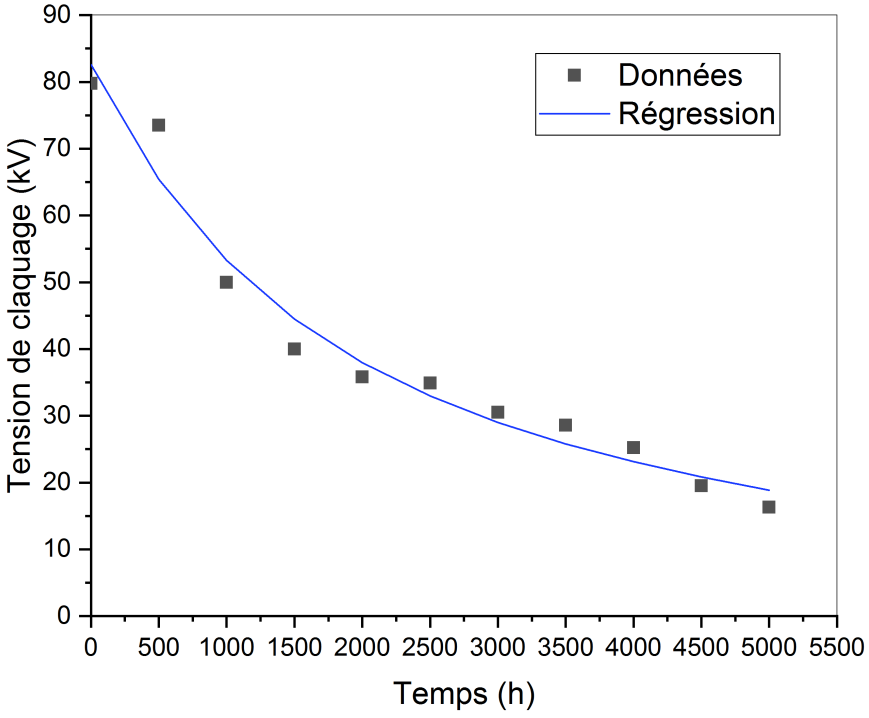


Figure 4.11 – Résultats de régression de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement pour T=120°C

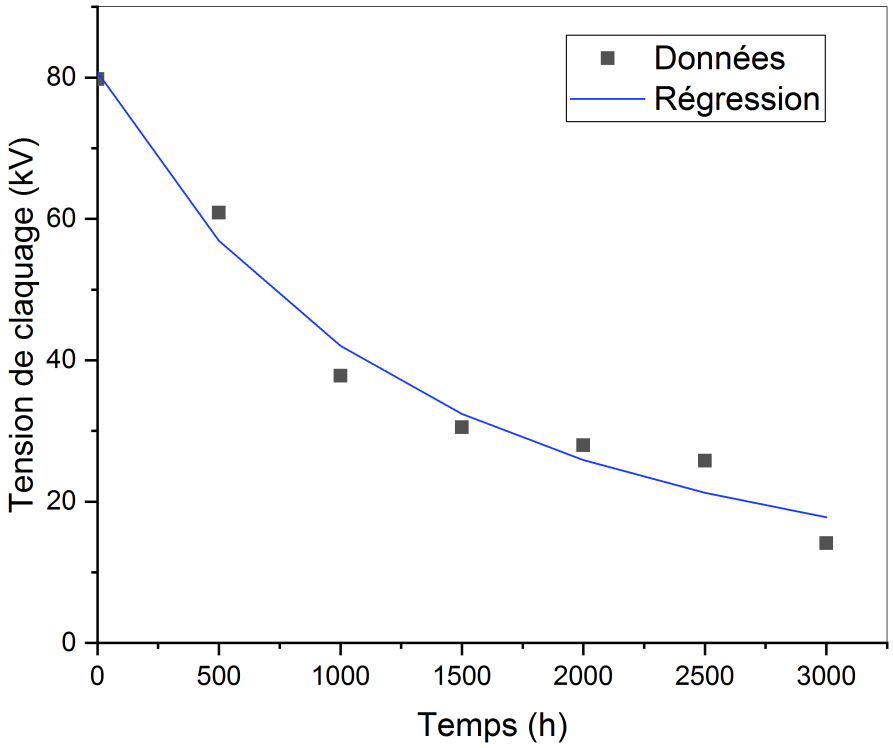


Figure 4.12 – Résultats de régression de la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement pour T=140°C

On voit que l'allure des courbes présente des valeurs proches entre les résultats expérimentaux et les résultats de la régression.

Puisque la tension de claquage diminue rapidement (à cause de l'accélération du phénomène de l'arc électrique [5]), la fonction exponentielle est le meilleur modèle qui modélise cette variation.

Les résultats de l'analyse de régression pour les températures de vieillissement choisies de 80°C, 120°C et 140°C sont donnés par le tableau 4.7.

Tableau 4.7 – Analyse de régression de la tension de claquage en fonction du temps.

Température	**Équation**	**R^2**	**SSE**
T=80°C	$U_C = 2.204\times10^4 \cdot e^{5.319\times10^{-5}\cdot t} - 2.196 \times 10^4 \cdot e^{5.374\times10^{-5}\cdot t}$	94.77%	184.5883
T=120°C	$U_C = 38\cdot e^{-8.68\times10^{-4}\cdot t} + 44.54 \cdot e^{-1.771\times10^{-4}\cdot t}$	96.83%	135.489
T=140°C	$U_C = 43.65\cdot e^{-1.153\times10^{-3}\cdot t} + 37.08 \cdot e^{-2.719\times10^{-4}\cdot t}$	97.53%	77.324

D'après le tableau 4.7, pour les températures de vieillissement de 80°C, 120°C et 140°C, le coefficient de corrélation R^2 atteint des valeurs bien élevée de 94.77%, 96.83% et 97.53%, respectivement.

Il a été observé que les variations de la tension de claquage sont corrélées avec les variations du temps de vieillissement.

4.6 Résultats et analyse de régression de la teneur en eau

Les résultats de simulation en utilisant la méthode de régression de la teneur en eau en fonction du temps de vieillissement pour les quatre températures de 80°C, 100°C, 120°C et 140°C sont représentés par les figures 4.13, 4.14, 4.15 et 4.16.

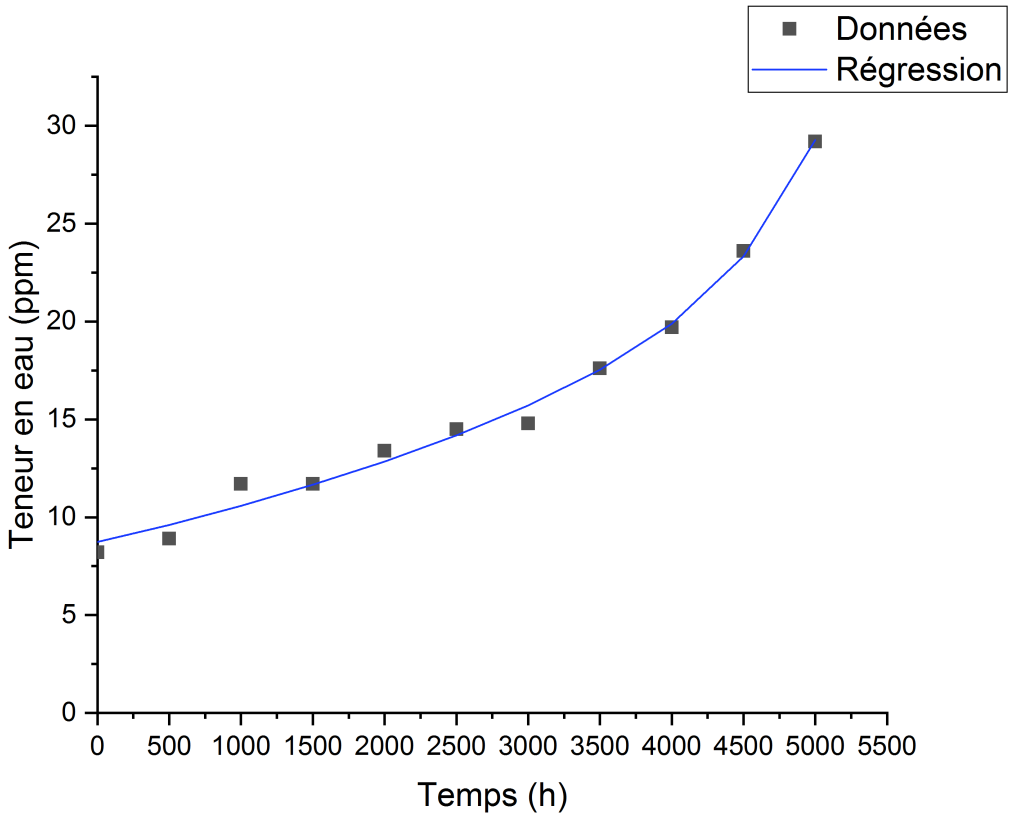


Figure 4.13 – Résultats de régression de la teneur en eau en fonction du temps de vieillissement pour T=80°C

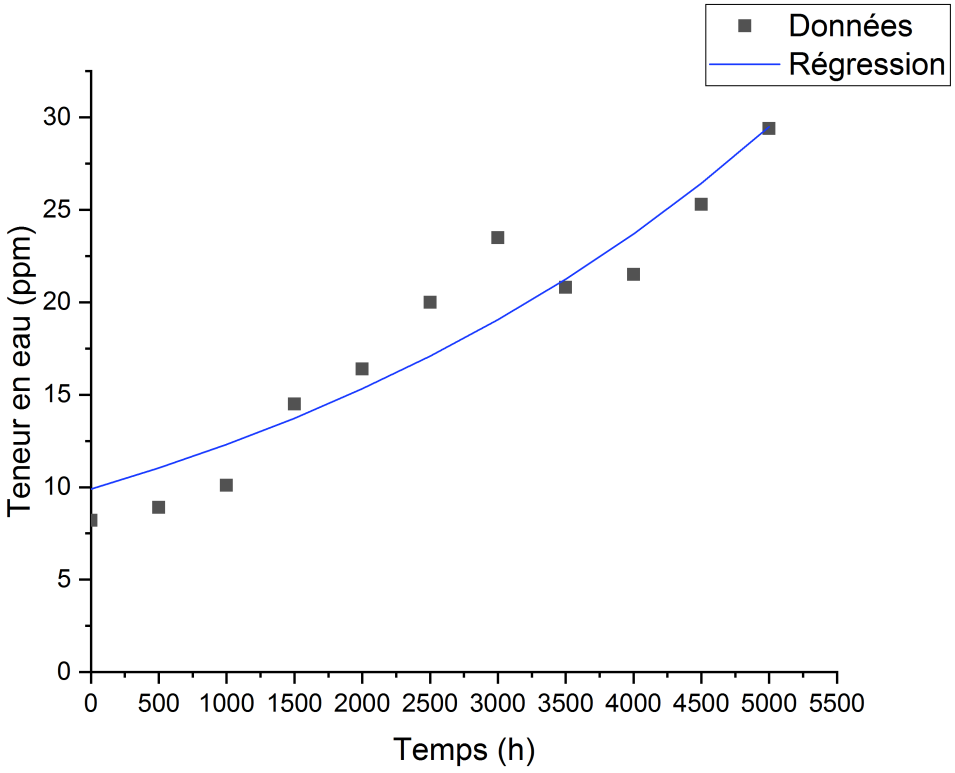


Figure 4.14 – Résultats de régression de la teneur en eau en fonction du temps de vieillissement pour T=100°C

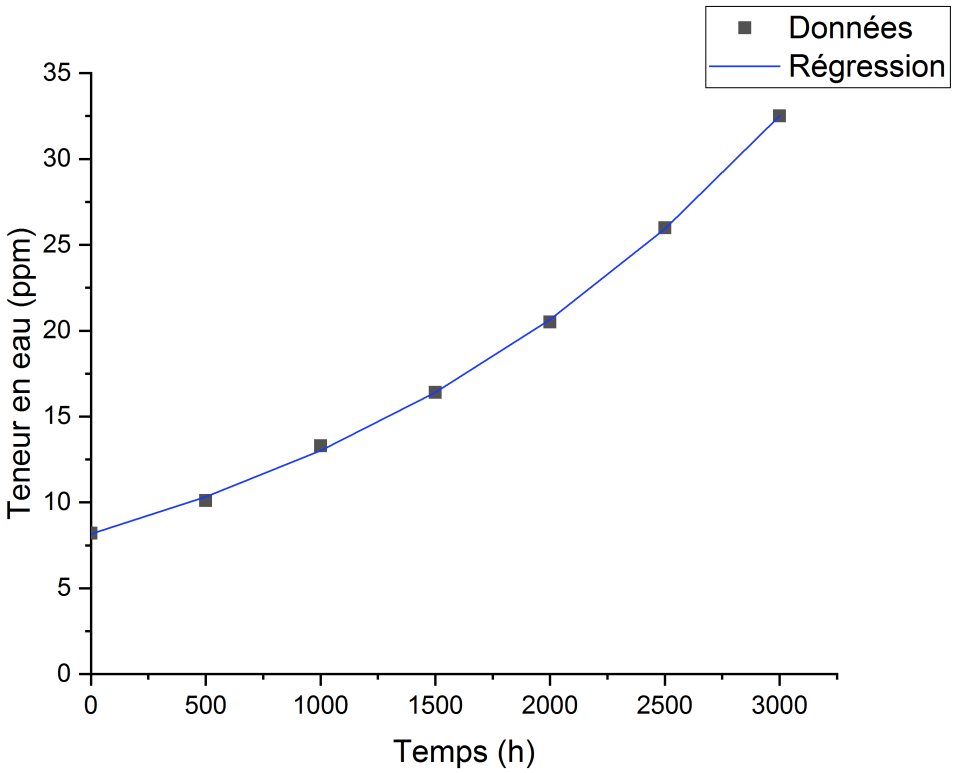


Figure 4.15 – Résultats de régression de la teneur en eau en fonction du temps de vieillissement pour T=120°C

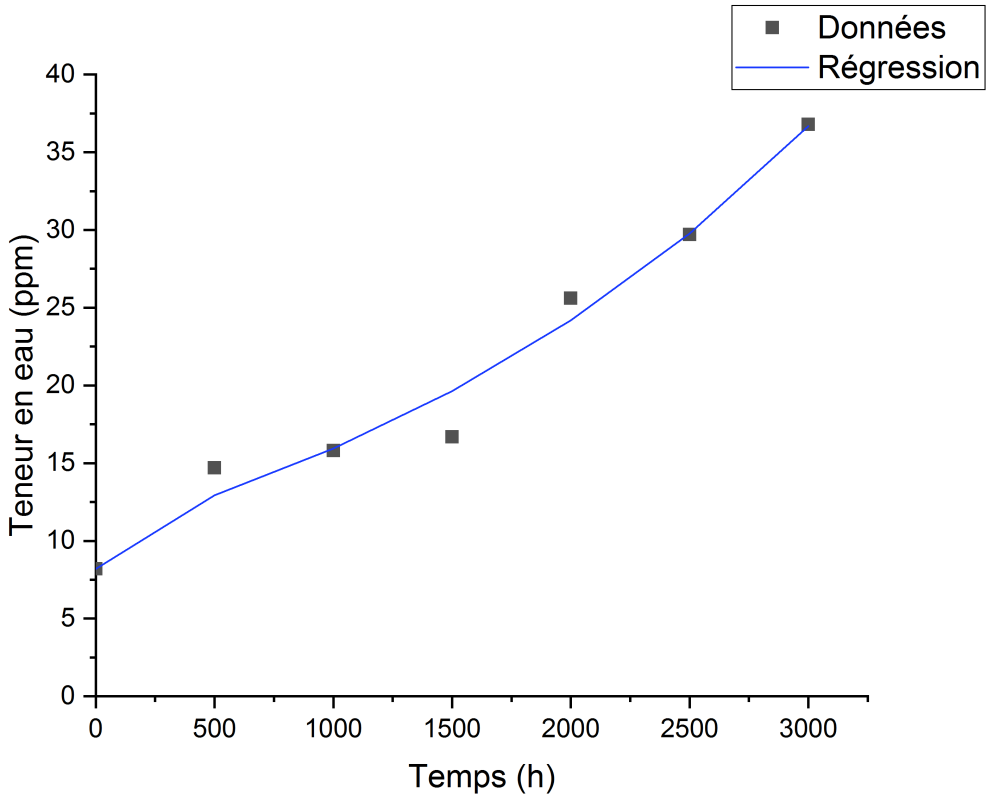


Figure 4.16 – Résultats de régression de la teneur en eau en fonction du temps de vieillissement pour T=140°C

Les résultats obtenus de la variation de la teneur en eau en fonction du temps de vieillissement ont révélé relativement une bonne concordance entre les valeurs expérimentales et après l'analyse de régressions.

On remarque que la teneur en eau croît relativement après l'augmentation des températures de vieillissement ; cela est sur tout l'intervalle du temps de vieillissement donné.

Les résultats de l'analyse de régression pour les températures de vieillissement 80°C, 100°C 120°C et 140°C sont présentés par le tableau 4.8.

Tableau 4.8 – Analyse de régression de la teneur en eau en fonction du temps.

Température	**Équation**	**R^2**	**SSE**
T=80°C	TE= $7.676\times10^{-4}\cdot e^{1.807\times10^{-3}\cdot t} + 8.732\cdot e^{1.92\times10^{-4}\cdot t}$	99.17%	3.379
T=100°C	TE=$0\cdot e^{9.954\cdot t} + 9.899\cdot e^{2.183\times10^{-4}\cdot t}$	90.12%	48.746
T=120°C	TE= -142.2$\cdot e^{5.432\times10^{-4}\cdot t} + 150.4\cdot e^{5.392\times10^{-4}\cdot t}$	99.97%	0.1524
T=140°C	TE=$10.5\cdot e^{4.169\times10^{-4}\cdot t} - 2.302\cdot e^{-2.519\cdot t}$	97.69%	13.7458

On observe que les coefficients de corrélation pour le modèle exponentiel proposé pour la teneur en eau indiquent des valeurs élevées pour toutes les quatre températures vieillissement de l'huile

Pour les températures de 80°C, 120°C et 140°C, le coefficient de corrélation R^2 est, respectivement, 99.17%, 99.97% et 97.69% ; cette valeur est moins faible pour la température 100°C et atteint 90.12%.

Ces résultats acceptables prouve que le modèle exponentiel proposé est approprié.

4.7 Résultats et analyse de régression de l'indice d'acidité

Les résultats de simulation en utilisant la méthode de régression de l'indice d'acidité en fonction du temps de vieillissement pour les températures de 80°C, 120°C et 140°C sont représentés par les figures 4.17, 4.18 et 4.19.

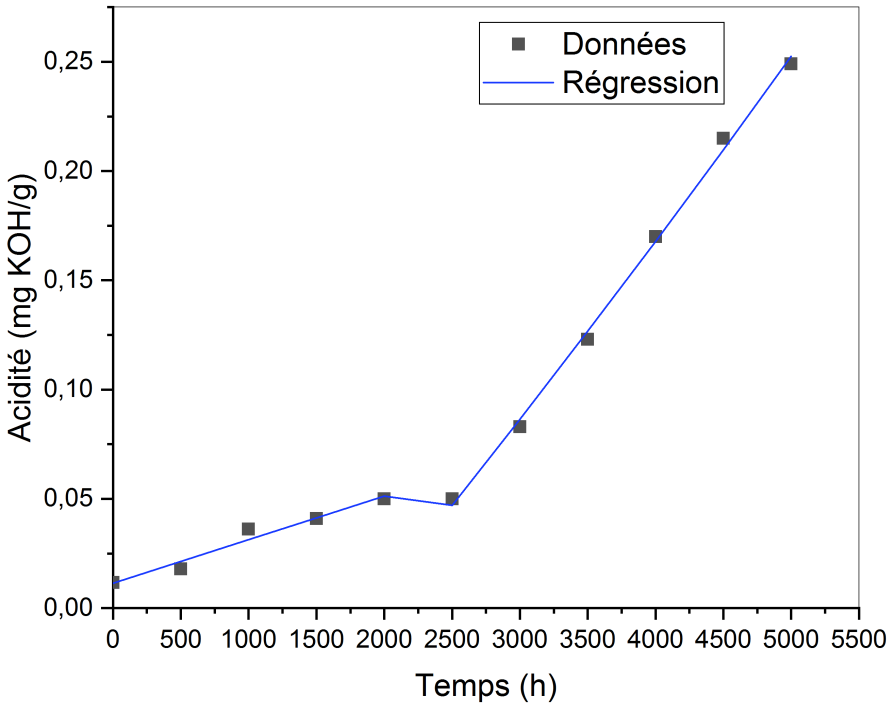


Figure 4.17 – Résultats de régression de l'indice d'acidité en fonction du temps de vieillissement pour T=80°C

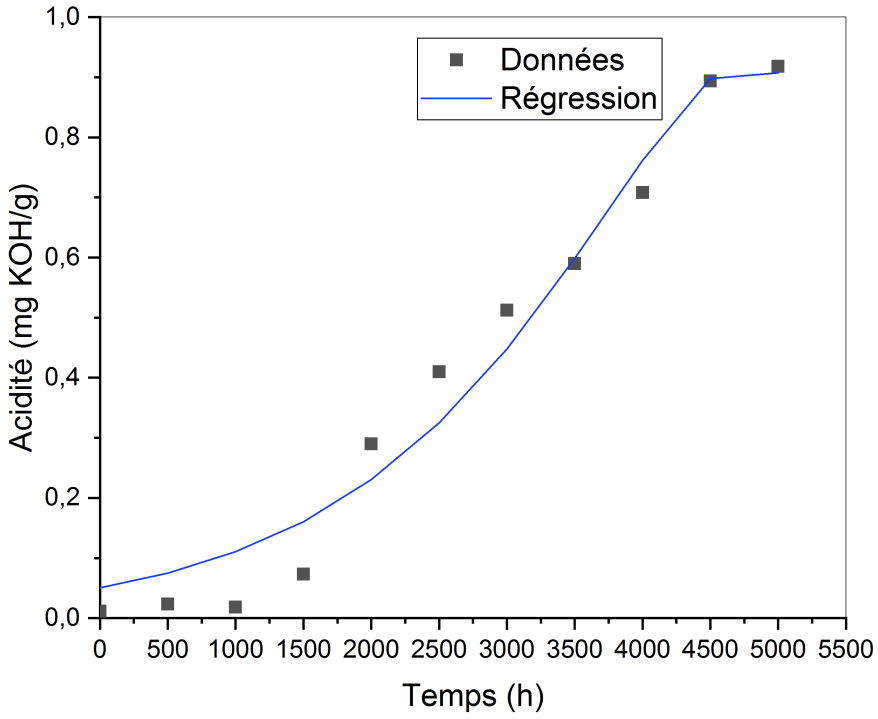


Figure 4.18 – Résultats de régression de l'indice d'acidité en fonction du temps de vieillissement pour T=120°C

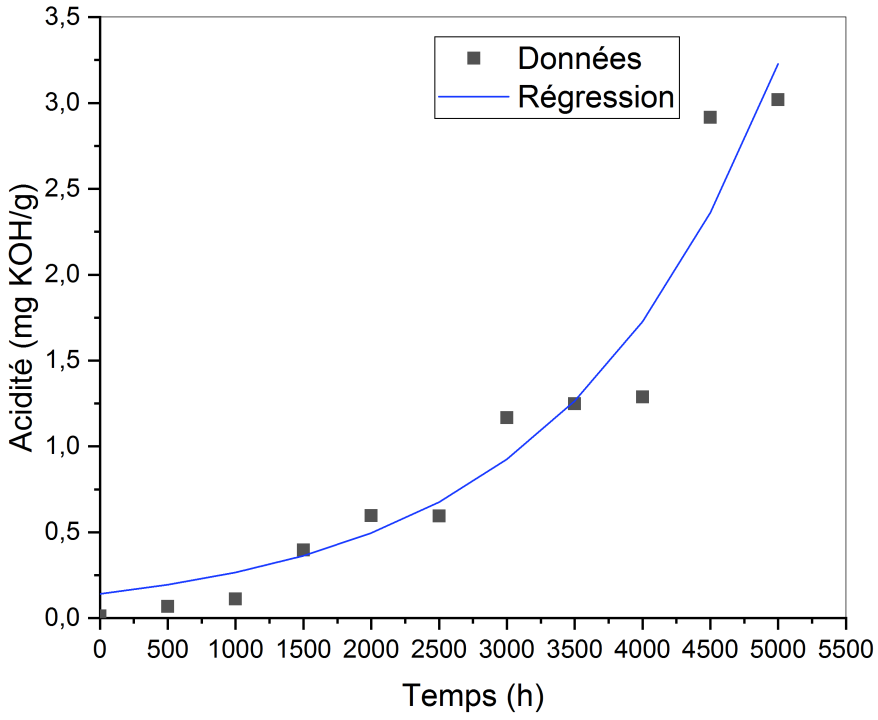


Figure 4.19 – Résultats de régression de l'indice d'acidité en fonction du temps de vieillissement pour T=140°C

On constate que les valeurs de l'indice d'acidité expérimentales et celles obtenues par l'analyse de régression sont presque identiques (bonne concordance).

Pour la température vieillissement de 80°C,le choix du modèle polynômial, sur l'intervalle de 0 à 2000, peut s'expliquer par l'augmentation légère de l'indice d'acidité en fonction du temps de vieillissement de l'huile ; cependant, dû à la dégradation rapide de l'huile, l'indice d'acidité varie sous forme exponentielle sur un intervalle de 2500 à 5000 heures.

Les résultats de l'analyse de régression pour la températures de vieillissement 80°C sont présentés par les tableau 4.9.

Tableau 4.9 – Analyse de régression de l'indice d'acidité en fonction du temps pour T=80°C

Temps(h)	**Équation**	$\mathbf{R^2}$	**SSE**
[0,2000]	IA=$1.994\times10^{-5}\cdot t + 1.142\times10^{-2}$	96.37%	3.7483×10^{-5}
[2500,5000]	IA= $5.308\cdot e^{2.795\times10^{-5}\cdot t} + -5.446\cdot e^{1.437\times10^{-5}\cdot t}$	99.73%	7.961×10^{-5}

Les coefficients de corrélation prennent des valeurs très élevées de 96.37% et 99.73% pour les deux intervalles correspondant à la température de vieillissement de 80°C.

Par contre, pour des plus hautes températures 120°C et 140°C, on remarque une augmentation importante d'une allure exponentielle de l'indice d'acidité sur tout l'intervalle.

Les résultats de l'analyse de régression pour ces températures de vieillissement de 120°C et 140°C sont donnés par le tableau 4.10.

Tableau 4.10 – Analyse de régression de l'indice d'acidité en fonction du temps pour T=120°C et T=140°C.

Température	**Équation**	$\mathbf{R^2}$	**SSE**
T=120°C	IA= $9.323\cdot e^{9.674\times10^{-4}\cdot t} + -9.273\cdot e^{9.684\times10^{-4}\cdot t}$	96.83%	3.84×10^{-2}
T=140°C	IA= $0.1419\cdot e^{6.249\times10^{-4}\cdot t}$	93.96%	0.6780

On voit que le coefficient de corrélation R^2 atteint des valeurs bien élevées de 96.83% et 93.96%, pour les températures 120°C et 140°C, respectivement.

Par conséquent, ces résultats démontrent l'existence d'une corrélation entre les valeurs de l'indice de l'acidité et les valeurs du temps de vieillissement.

4.8 Conclusion

Dans ce chapitre, une analyse de régression a été menée dans le but de corréler les résultats expérimentaux et numériques des propriétés de l'huile de transformateur avec le vieillissement thermique.

Les modèles exponentiels et polynômials proposés sont très convenables car ils donnent des coefficients de corrélations élevés ($\geq$90%).

Les propriétés électriques tels que le facteur de pertes, la permittivité relative, la résistivité et la tension de claquage ; ainsi que les propriétés physico-chimiques tels que la teneur en eau et l'acidité sont influencées par le temps et les températures de vieillissement. Ces propriétés varient fortement avec le vieillissement thermique de l'huile, ce qui conduit à sa dégradation.

Conclusion générale

Le travail réalisé dans le cadre de ce mémoire consiste à étudier une analyse de régression pour démontrer la corrélation entre les propriétés de l'huile minérale de transformateur et le vieillissement thermique.

Cette étude est réalisée à partir des données expérimentales d'un vieillissement thermique de 5000 heures d'une huile minérale de transformateur pour quatre températures de vieillissement 80°C, 100°C, 120°C et 140°C.

L'analyse et les résultats de régression obtenus à l'aide de l'ajustement "Curve-fitting" sur MATLAB permettent d'extraire les conclusions suivantes :

— D'après les résultats de régression corrélés, le modèle linéaire et exponentiel, proposés sur un intervalle de temps séparé, sont assez adéquats pour l'analyse de régression du facteur de pertes $tan\delta$; cela est fait pour les températures de vieillissement de 80° et 120°C. De-plus, pour la plus haute température de 140°C, les coefficients de corrélation ($R^2 > 90\%$), ont révélé que le modèle exponentiel de l'analyse de régression pour cette propriété de l'huile est convenable.

— La fonction exponentielle est appropriée pour l'analyse de régression de la résistivité et la tension de claquage en fonction du temps de vieillissement de 5000 heures, pour différentes températures d'essais ; l'efficacité de ce modèle suggéré correspond aux résultats obtenus par d'autres auteurs [47]. Des coefficients de corrélations dépassants 90% justifient ce choix.

— La dégradation légère de la permittivité relative nous a permit d'utiliser le modèle exponentiel et linéaire pour une haute température de vieillissement de 140°C sur un intervalle de temps segmenté ; les résultats de l'analyse de régression ont prouvé que ces fonctions sont bien acceptables avec des valeurs de coefficient de corrélation de : 94.43% et 99.58%. Pour une température égale à 80°C, l'allure exponentiel a démontré l'existence de corrélation entre la permittivité relative et le temps de vieillissement avec un coefficient de 97.35%.

— Quant aux propriétés physico-chimiques, le modèle exponentiel choisi convient aux résultats de corrélation de la teneur en eau en fonction du temps de vieillissement ; ce qui est dû à la dégradation rapide de l'huile de transformateurs après 5000 heures de vieillissement.

— Les fonctions exponentielles et linéaires ont justifié la corrélation entre l'acidité et le vieillissement thermique sur un intervalle de temps divisé pour des hautes températures de vieillissement.

— On a également pu trouver une bonne concordance entre les données expérimentales et les résultats de régression des propriétés de l'huile de transformateur.

— Sur cette base, on affirme que l'analyse de corrélation entre les propriétés électriques et physico-chimiques est bien vérifiée par l'analyse de régression.

En perspective de ce travail, on propose d'effectuer une étude de régression multiple pour la corrélation des propriétés de l'huile de transformateur et la teneur en eau combinée avec le vieillissement thermique.

On propose également d'utiliser des modèles de régression basés sur l'intelligence artificielle telle que le réseau de neuronne (ANN) pour avoir une corrélation entre les propriétés de l'huile de transformateur, ainsi que des techniques de spectroscopie.

Une analyse de régression est aussi suggérée pour la corrélation entre le vieillissement électrique et les propriétés de l'huile de transformateur.

Bibliographie

[1] Issouf Fofana et al. "Decay products in the liquid insulation of power transformers". In : *IET Electric Power Applications* 4.3 (2010), p. 177-184.

[2] R Bartnikas. "Engineering dielectrics volume III electrical insulating liquids". In : *ASTM, Philadelphia* (1994), p. 4-36.

[3] Abderrahmane Beroual, Christophe Perrier et Jean-Luc Bessede. *Insulating Oils for Transformers*. Mars 2013.

[4] Shiqiang Wang et al. "Temperature and thermal aging effects on the Frequency Domain Spectroscopy measurement of oil-paper insulation". In : (2009), p. 329-332.

[5] Sifeddine Abdi. "Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur". Thèse de doct. Alger, Ecole Nationale Polytechnique, 2012.

[6] F Guerbas et al. "Thermal aging effect on the properties of new and reclaimed transformer oil". In : (2016), p. 1-4.

[7] Vidya Moni et S. S. Gouri M. "Transformer Oil Degradation Prediction Using Machine Learning". In : *International Journal of Engineering Research amp ; Technology* 10.10 (oct. 2021), p. 105-108.

[8] Mohammad R Meshkatoddini et S Abbospour. "Aging study and lifetime estimation of transformer mineral oil". In : *American journal of engineering and applied sciences* 1.4 (2008), p. 384-388.

[9] John Winders. *Power transformers : principles and applications*. CrC Press, 2002.

[10] Mladen Banović et Jean Sanchez. "Basics of power transformers". In : *Transformers Magazine* 1.1 (2014), p. 12-15.

[11] Janvier Sylvestre N'Cho. "Développement de nouvelles méthodes de diagnostic et de régénération des huiles pour transformateurs de puissance". Thèse de doct. Ecully, Ecole centrale de Lyon, 2011.

[12] Alain Schenk. *Surveillance continue des transformateurs de puissance par réseaux de neurones auto-organisés*. Rapp. tech. EPFL, 2001.

[13] Bureau Reclamation. "Transformers : Basics, maintenance and diagnostics". In : *US Department of the Interior Bureau of Reclamation. Denver, Colorado, USA* (2005).

[14] Christophe Perrier. "Etude des huiles et des mélanges à base d'huile minérale pour transformateurs de puissance–Recherche d'une mélange optimal". Thèse de doct. Ecole Centrale de Lyon, 2005.

[15] AB Nynas Naphthenics. "Transformer oil handbook". In : *Sweden* (2004).

[16] Leila Saffidine. "Caractérisation structurale et physico-chimique des huiles diélectriques oxydées et optimisation de leur régénération par Procédés Chimiques." Thèse de doct. Université Blida1-Saad Dahlab.

[17] Norme CEI 60296. *Fluides pour applications électrotechniques – Huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareils de connexion*. Nov. 2003.

[18] Adel Saad. "Influence de la présence de matériaux sur le comportement de l'huile isolante". Mém. de mast. Alger, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumedienne, 2015.

[19] Sonia Degeratu et al. "Condition monitoring of transformer oil using thermal analysis and other techniques". In : *Journal of thermal analysis and calorimetry* 119.3 (2015), p. 1679-1692.

[20] IAR Gray. "A guide to transformer oil analysis". In : *Transformer Chemistry Service* (2009).

[21] HD Singh et J Singh. "Aging assessment of power transformer insulation oil using hybrid Meta-Heuristic trained artificial neural network". In : *International Journal of Engineering and Advanced Technology* (2019).

[22] S Abdi, A Boubakeur et Abderrahmane Haddad. "Influence of thermal ageing on transformer oil properties". In : *2008 IEEE International Conference on Dielectric Liquids*. IEEE. 2008, p. 409-412.

[23] Karunika Diwyacitta, Rahman Azis Prasojo et al. "Study on Correlation Among Oil Dielectric Characteristics, Dissolved Gases, and Operating Life of 150 kV Power Transformer." In : *International Journal on Electrical Engineering & Informatics* 9.3 (2017).

[24] S Boudraa, L Mokhnache et Issouf Fofana. "A comparative study of impact of electrical stress and thermal aging on transformer oil". In : *2014 IEEE 11th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD14)*. IEEE. 2014, p. 1-6.

[25] Nait Djoudi Amel. "Caractérisation de l'huile pour transformateurs en service". Mém. de mast. Université Mouloud Mammeri, 2014.

[26] Saliha BOUDRAA. "Maintenance des transformateurs de puissance par l'analyse de l'huile-Apport de l'Intelligence artificielle". Thèse de doct. Université de Batna 2, 2017.

[27] Djamal Belkacemi. "Etude des caractéristiques des matériaux isolants pour transformateurs". Mém. de mast. Université Mouloud Mammeri, 2012.

[28] Koutoua Simon Kassi. *Étude de l'isolation hybride en vue de son application dans les transformateurs de puissance*. Université du Québec à Chicoutimi, 2013.

[29] Oleg Shutenko et Serhii Ponomarenko. "Development of a Multiple Regression Model for Early Diagnosis of Transformer Oil Condition". In : *Arabian Journal for Science and Engineering* (2022), p. 1-14.

[30] JP Van Bolhuis, E Gulski et JJ Smit. "Monitoring and diagnostic of transformer solid insulation". In : *IEEE Transactions on Power delivery* 17.2 (2002), p. 528-536.

[31] Djaffar Bouguedad. "Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'éthylène propylène diène monomère (EPDM)". Thèse de doct. Université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou, 2010.

[32] Bun P Kang. "Thermal dependency of viscosity, power factor, and ion content of electrical insulating oils-III Predictions of power factor of oil blends through the concept of ion content". In : *IEEE Transactions on Electrical Insulation* 2 (1967), p. 121-128.

[33] Sifeddine Abdi et al. "Influence of artificial thermal aging on transformer oil properties". In : *electric power Components and systems* 39.15 (2011), p. 1701-1711.

[34] Rabah Benamar. "Influence du nombre de claquages sur les propriétés de l'huile de transformateur". Mém. de mast. Ecole Nationale Polytechnique, 2008.

[35] Jing Xiang. “Pre-Breakdown and Breakdown Study of Transformer Oil under DC and Impulse Voltages”. Thèse de doct. 2017.

[36] O Lesaint. “Prebreakdown phenomena in liquids : propagation ‘modes’ and basic physical properties”. In : *Journal of Physics D : Applied Physics* 49.14 (2016), p. 144001.

[37] Yulia Erina Sari, Tjokorda Istri Diah Karisma Dewi et Suwarno Suwarno. “The Effects of Electrical Arc Aging on Dielectric Properties and Partial Discharge Patterns of Natural Ester from Palm Oil”. In : *2019 2nd International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS)*. IEEE. 2019, p. 1-5.

[38] EL Brancato. “Insulation aging a historical and critical review”. In : *IEEE Transactions on Electrical Insulation* 4 (1978), p. 308-317.

[39] Thomas W Dakin. “Electrical insulation deterioration treated as a chemical rate phenomenon”. In : *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* 67.1 (1948), p. 113-122.

[40] Uroš Kovacević et al. “The correlation and regression between the pre-breakdown current and breakdown voltage of the vacuum switchgear in dependence of switching operation”. In : *2014 IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC)*. IEEE. 2014, p. 384-387.

[41] Mohamed Ahmed Zaid. “Correlation and regression analysis”. In : *The Statistical, Economic and Social Research and Training Centre for Islamic Countries (SESRIC), Turkey* (2015).

[42] Keith A Marill. “Advanced statistics : linear regression, part I : simple linear regression”. In : *Academic emergency medicine* 11.1 (2004), p. 87-93.

[43] Leila Dris et H. “Régression linéaire multiple et modél linéaire général”. Mém. de mast. Université Abderrahmane Mira-Béjaia, 2016.

[44] Lynn E Eberly. “Correlation and simple linear regression”. In : *Topics in biostatistics* (2007), p. 143-164.

[45] Mark Tranmer et Mark Elliot. “Multiple linear regression”. In : *The Cathie Marsh Centre for Census and Survey Research (CCSR)* 5.5 (2008), p. 1-5.

[46] Gordon K Smyth. “Nonlinear regression”. In : *Encyclopedia of environmetrics* 3 (2002), p. 1405-1411.

[47] Sifeddine Abdi et al. “The correlation of transformer oil electrical properties with water content using a regression approach”. In : *Energies* 14.8 (2021), p. 2089.

[48] Michael H Kutner et al. *Applied linear regression models*. T. 4. McGraw-Hill/Irwin New York, 2004.

[49] Nalini Ravishanker, Zhiyi Chi et Dipak K Dey. *A first course in linear model theory*. Chapman et Hall/CRC, 2021.

[50] Mehmet Korkmaz. “A study over the general formula of regression sum of squares in multiple linear regression”. In : *Numerical Methods for Partial Differential Equations* 37.1 (2021), p. 406-421.

[51] Kelly H Zou, Kemal Tuncali et Stuart G Silverman. “Correlation and simple linear regression”. In : *Radiology* 227.3 (2003), p. 617-628.

[52] Agustin Garcia Asuero, Ana Sayago et AG Gonzalez. “The correlation coefficient : An overview”. In : *Critical reviews in analytical chemistry* 36.1 (2006), p. 41-59.

[53] Parveen Ali et Ahtisham Younas. “Understanding and interpreting regression analysis”. In : *Evidence-Based Nursing* 24.4 (2021), p. 116-118.

[54] Michael Suriyah-Jaya et Thomas Leibfried. “Accelerating dielectric response measurements on power transformers—Part II : A regression approach”. In : *IEEE Transactions on Power Delivery* 29.5 (2014), p. 2095-2100.