

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene

Faculté d'Electronique et d'Informatique
Département d'Electrotechnique
Laboratoire des Systèmes Electriques et Industriels



THESE

Présenté pour l'obtention du **grade de DOCTEUR EN SCIENCES**

En : ELECTRONIQUE

Spécialité : Electrotechnique

Par : TOUDJA Tahar

Sujet

Etude de la problématique des mélanges d'huiles des transformateurs de puissance par l'analyse des propriétés physicochimiques et électriques

Soutenue publiquement le 28/02/2016, devant le jury composé de :

| | | |
|-----------------|-----------------|-----------------------|
| Mme N. Doulache | Prof. USTHB | Présidente |
| Mr H. Moulai | Prof. USTHB | Directeur de thèse |
| Mr A. Nacer | Prof. USTHB | Co-directeur de thèse |
| Mr A. Bayadi | Prof. UFA Setif | Examineur |
| Mr A. Mekhaldi | Prof. ENP | Examineur |
| Mr M. Teguar | Prof. ENP | Examineur |

DEDICACES

Je dédie cette étude :

- A ma mère.
- A feu mon père qui ne peut goûter la satisfaction de voir ce grand moment son fils reconnaissant.
- A ma famille.
- A mes filles.
- A mes petits enfants.
- A ma femme.

REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer ma vive gratitude à mes encadreurs Mr. H. Moulai et A. Nacer pour m'avoir proposé le sujet de cette étude, pour m'avoir aidé à l'accomplir, pour leurs recommandations, leurs conseils et leurs compréhensions tout au long de la rédaction de cette thèse malgré leurs charges.

J'adresse mes plus vifs remerciements à Madame N. DOULACHE-KHEMISSI, Professeur à l'USTHB pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de thèse ainsi que l'intérêt qu'elle a accordé à ce travail.

Je tiens à remercier vivement Messieurs A. BAYADI, professeur à l'UFA Sétif, A. MEKHALDI et M. TEGUAR, professeurs à l'ENP Alger pour l'honneur qu'ils me font en acceptant d'examiner ce travail et de participer au jury de soutenance.

Je remercie tout les enseignants de la faculté d'électronique et informatique notamment ceux du labo 102 pour leurs encouragements.

Mes félicitations vont également à mes anciens collègues et amis enseignants de L'ENP et L'USTHB de tout le département Génie électrique toutes options confondues, particulièrement notre invité d'honneur, le pionnier du laboratoire haute tension de l'ENP, le Professeur A. Boubakeur.

SOMMAIRE

Introduction Générale :7-8

CHAPITRE I

| | |
|---|--------------|
| I.1.Introduction :..... | 10 |
| I.2.Historique :..... | 10 |
| I.3. Généralités : | 10 |
| I.3.1. Technologie des transformateurs :..... | 10.11 |
| I.3.1.1.Types de transformateurs :..... | 11 |
| I.3.1.2. Fonctionnement et durée de vie d'un transformateur :..... | .12 |
| I.3.1.3. L'isolation d'un transformateur :..... | 13 |
| I.3.1.4. Surveillance du transformateur:..... | 13 |
| I.4.Diélectriques :..... | 14 |
| I.4.1.Phénomènes physiques dans les milieux diélectriques :..... | 14 |
| I.4.2.Création d'une polarisation :..... | 14 |
| I.4.4.Grandeurs et caractéristiques des milieux diélectriques :..... | 15 |
| I.4.5.Quelques milieux diélectriques usuels :..... | 15 |
| I.4.5.Quelques milieux diélectriques usuels :..... | 15 |
| I.4.5.1.Solide :..... | 15 |
| I.4.5.2.Gazeux :..... | 15 |
| I.4.5.3.Liquides :..... | 15 |
| I. 4.6.Utilisations des diélectriques :..... | 16 |
| I.5.Diagnostic des huiles isolantes :..... | 16 |
| I.5.2.Catégories des huiles et liquides isolants :..... | 16 |
| I.5.2.1. Classification selon l'origine des liquides :..... | 16 |
| I.5.2.1.1. Liquides de synthèse :..... | 17 |
| I.5.2.1.2. Huiles végétales :..... | .17 |
| I.5.2.1.3. Huiles minérales :..... | 18 |
| I.5.2.2.Classification selon la composition chimique :..... | 18 |
| I.5.2.2.1. Huiles minérales isolantes : | 18 |
| I.5.2.2.2.Hydrocarbures de synthèse :..... | 19 |
| I.5.2.2.3.Hydrocarbures halogénés :..... | .19 |
| I.5.2.2.4. Esters organiques :..... | 19 |
| I.5.2.2.5.Huiles silicones :..... | 20 |
| I.5.2.2.6.Liquides divers :..... | 20 |
| I.5.3.Présentation des huiles minérales :..... | 21 |

| | |
|--|-------|
| I.5.3.1.Tendance paraffinique :..... | 22 |
| I.5.3.2.Tendance naphénique :..... | 22 |
| I.5.3.3.Tendance aromatique :..... | 22 |
| I.5.3.4. Choix des huiles de bases :..... | 22 |
| I.5.4.Caractéristiques des huiles minérales isolantes :..... | 23 |
| I.5.4.1.Les propriétés physiques :..... | 24 |
| I.5.4.1.1. La viscosité :..... | 24 |
| I.5.4.1.2.Point d'écoulement :..... | 24 |
| I.5.4.1.3. Capacité et conductivité thermique :..... | 25 |
| I.5.4.1.4.Le point de feu :..... | 25 |
| I.5.4.1.5.Le point d'éclair :..... | 25 |
| I.5.4.2.Les propriétés chimiques :..... | 26 |
| I.5.4.2.1.L'oxydation des huiles minérales isolantes :..... | 26 |
| I.5.4.2.2.La teneur en eau :..... | 26-27 |
| I.5.4.2.3.La teneur en soufre :..... | 28 |
| I.5.4.2.4.L'acidité totale :..... | 28 |
| I.5.4.3.Propriétés électriques :..... | 29 |
| I.5.4.3.1. Permittivité :..... | 29 |
| I.5.4.3.2.Le facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$) : | 29 |
| I.5.4.3.3. La résistivité et Conductivité :..... | 30 |
| I.5.4.3.4.Décharges partielles :..... | 31 |
| I.5.4.3.5.Gassing :..... | 31 |
| I.5.4.3.6.Phénomène d'électrisation statique :..... | 32 |
| I.5.4.3.7.La rigidité diélectrique et tension de claquage :..... | 33 |
| I.5.4.3.7.1.Rigidité diélectrique :..... | 33 |
| I.5.4.3.7.2. Claquage des huiles minérales :..... | 33 |
| I.5.4.3.7.3.Facteurs influant sur la rigidité diélectrique des liquides :..... | 33 |
| I.5.4.3.7.3.1.Influence de la géométrie des électrodes:..... | 33 |
| I.5.4.3.7.3.2.Influence de l'eau sur la rigidité :..... | 34 |
| I.5.4.3.7.3.3.Influence des particules :..... | 35 |
| I.5.4.3.7.3.4.Influence de la température :..... | 36 |
| I.5.4.3.7.3.5.Influence du nombre de claquages :..... | 37 |
| I.5.4.3.7.3.5.Influence de la formation des gaz :..... | 37 |

| | |
|---|-----------|
| I.6. Définition et présentation des différents types et causes de vieillissement : | 37 |
| I.6.2. Différents types de vieillissement : | 38 |
| I.6.2.1. le vieillissement thermique : | 38 |
| I.6.2.2. Vieillissement électrochimique : | 38 |
| I.6.2.3. Vieillissement par décharges partielles : | 38 |
| I.6.2.4. Vieillissement électrique : | 39 |
| I.6.3. Les causes de vieillissement des huiles isolantes : | 39 |
| I.7. Avantages et inconvénients des huiles minérales isolantes : | 40 |
| I.7.1. Avantage et utilité des huiles minérales isolantes : | 40 |
| I.7.2. Inconvénients de l'utilisation des huiles minérales : | 41 |
| I.8. Conclusion : | 41 |

CHAPITRE II

| | |
|--|--------------|
| II.1. Introduction : | 43 |
| II.2 Importance de l'échantillonnage | 43 |
| II.3 Procédure d'échantillonnage | 43 |
| II.3. Avant l'échantillonnage | 43-44 |
| II.3.2 Après l'échantillonnage | 45 |
| II.4 Dispositifs d'appareillage | 45 |
| II.4.1 Couleur (ASTMD 1500) [67] | 45 |
| II.4.1.1 Principe | 45 |
| II.4.1.2 Appareillage | 46 |
| II.4.1.3 Mode opératoire | 46 |
| II.4.2 Teneur en eau (CEI 60814 [68] et NF C 27 222/CEI 422 [26]) | 47 |
| II.4.2.1 Principe | 47 |
| II.4.2.2 Appareillage | 47-48 |
| II.4.2.3 Mode opératoire | 48 |
| II.4.3 Tension de claquage (CEI 156 [69], NF C 27 222 CEI 422 [26]) | 49 |
| II.4.3.1 Principe | 49 |
| II.4.3.2 Appareillage | 49 |
| II.4.3.3 Mode opératoire | 50 |
| II.4.4 Les pertes diélectriques (CEI 247) [70] | 51 |
| II.4.4.1 Principe | 51 |
| II.4.4.2 Appareillage | 51 |
| II.4.4.3 Mode opératoire | 52 |
| II.4.5 La densité (NF ISO 279) [72] | 53 |
| II.4.5.1 Principe | 53 |
| II.4.5.2 Appareillage | 53 |
| II.4.5.3 Mode opératoire | 53 |
| II.4.6 Acidité (NF T 60-112 [73] et CEI 422/ NF C 27 222) [26, 74] | 54 |

| | |
|---|----|
| II.4.6.1 Principe..... | 54 |
| II.4.6.2 Appareillage..... | 54 |
| II.4.6.3 Réactifs | 54 |
| II.4.6.4 Mode opératoire..... | 55 |
| II.4.7 Viscosité (ASTMD 445) [75]..... | 55 |
| II.4.7.1 Principe..... | 56 |
| II.4.7.2 Appareillage | 56 |
| II.4.7.3 Mode opératoire | 57 |
| II.4.8 Point d'éclair (Norme ASTM D93) [76]49 | 58 |
| II.4.8.1 Principe..... | 58 |
| II.4.8.2 Appareillage | 58 |
| II.4.8.3 Mode opératoire..... | 59 |
| II.5 Conclusion..... | 59 |

CHAPITRE III

| | |
|---|----|
| III.1. Introduction :..... | 61 |
| III.2. Influence de la température et des claquages..... | 61 |
| III.2.1. Huile A :..... | 62 |
| III.2. 1.1.Tension de claquage moyenne en fonction de la température :..... | 62 |
| III.2.1.2.teneur en eau en fonction de la température :..... | 62 |
| III.2.1.3.Facteur de dissipation diélectrique ($T_g \delta$) en fonction de la température :..... | 63 |
| III.2.1.4.Permittivités (ϵ_r) en fonction de la température :..... | 63 |
| III.2.1.5.Résistivité (ρ) en fonction de la température avant et après claquage . | 64 |
| III.2.1.6.Tension de claquage moyenne en fonction du nombre de claquage ... | 65 |
| III.2.2.Huile B : | 65 |
| III.2.2.1.Tension de claquage moyenne en fonction de la température :..... | 65 |
| III.2.2.2.Teneur en eau en fonction de la température : | 66 |
| III. 2.2.3. Facteur de dissipation diélectrique($T_g\delta$) en fonction de la température :..... | 66 |
| III.2.2.4.Permittivités (ϵ_r) en fonction de la température :..... | 67 |
| III.2.2.5.Résistivité (ρ) en fonction de la température avant et après claquage :..... | 67 |
| III.2.2.6.Tension de claquage moyenne en fonction du nombre de claquage :...68 | 68 |
| III.2.3. Huile C :..... | 68 |
| III.2.3. 1.Tension de claquage moyenne en fonction de la température :..... | 68 |
| III.2.3.2.Teneur en eau en fonction de la température :..... | 69 |
| III.2.3.3. Facteur de dissipation diélectrique ($T_g\delta$) en fonction de la température :..... | 69 |
| III.2.3.4.Permittivités (ϵ_r) en fonction de la température :..... | 70 |
| III.2.3.5. Résistivité (ρ) en fonction de la température avant et après le claquage :..... | 70 |
| III.2.3.6.Tension de claquage moyenne en fonction du nombre de claquage :....71 | 71 |
| III.2.4.Comparaison entre les trois types d'huiles :..... | 72 |
| III.2.4.1.La tension de claquage en fonction de la température des trois types d'huile :..... | 72 |

| | |
|---|-----------|
| III.2.4.2. Teneur en eau en fonction de la température :..... | 72 |
| III.2.4.3. Facteur de dissipation $Tg(\delta)$ en fonction de la température :..... | 73 |
| III.2.4.4. La permittivité ϵ_r en fonction de la température :..... | 74 |
| III.2.4.5. Résistivité moyenne (ρ) en fonction de la température :..... | 75 |
| III.3. Influence de la teneur en eau | 76 |
| III-3-1. L'huile A' | 76 |
| III-3-1.1 La tension de claquage en fonction de la teneur en eau..... | 77 |
| III-3-1.2 $tg \delta$ en fonction de la teneur en eau | 77 |
| III-3-1.3 La résistivité en fonction de la teneur en eau | 78 |
| III-3-1.4 La permittivité en fonction de la teneur en eau | 79 |
| III-3-2. L'huile B' | 80 |
| III-3-2.1 La tension de claquage en fonction de la teneur en eau | 80 |
| III-3-2.2 $tg \delta$ en fonction de la teneur en eau | 81 |
| III-3-2.3 La résistivité en fonction de la teneur en eau | 82 |
| III-3-2.4 La permittivité en fonction de la teneur en eau | 83 |
| III-3-3 L'huile C'..... | 84 |
| III-3-3.1 La tension de claquage en fonction de la teneur en eau..... | 85 |
| III-3-3.2 $\tan \delta$ en fonction de la teneur en eau | 85 |
| III-3-3.3 La résistivité en fonction de la teneur en eau | 86 |
| III-3-3.4 La permittivité en fonction de la teneur en eau | 87 |
| III-3-4. Comparaisons entre les trois huiles | 88 |
| III-3-4.1 La tension de claquage en fonction de la teneur en eau | 89 |
| III-3-4.2 $Tg(\delta)$ en fonction en fonction de la teneur en eau | 89 |
| III-3-4.3 La résistivité en fonction de la teneur en eau..... | 90 |
| III-3-4.4 La permittivité en fonction de la teneur en eau | 91 |
| III-3-5. Interprétations: | 92 |
| Conclusion | 93 |

CHAPITRE IV

| | |
|---|------------|
| V.1. Introduction | 95 |
| IV.2. Techniques d'Essais :..... | 95 |
| IV.3. Propriétés physico-chimiques | 96 |
| IV.3.1. Aspect et couleur | 96 |
| IV.3.2. Densité..... | 97 |
| IV.3.3. Teneur en eau :..... | 97-98 |
| IV.3.4. Acidité :..... | 99 |
| IV.4. Propriétés électriques | 99 |
| IV.4.1. Tension de claquage..... | 99 |
| IV.4.2. Pertes diélectriques | 100 |
| IV.4.2.1 Facteur de dissipation ($\tan \delta$)..... | 101 |
| IV.4.2.2. Résistivité électrique (ρ)..... | 101 |
| IV.4.2.3 Permittivité électrique (ϵ_r) | 102 |
| IV.5. Propriétés thermiques | 103 |
| IV.5.1. Viscosité cinématique..... | 103 |

| | |
|---|----------------|
| IV.5.2. Point d'éclair..... | 104 |
| IV.6. Courants isothermes de charge..... | 104 |
| IV.6.1 Effet du champ électrique appliqué..... | 105 |
| IV.6.1.1 Courant de charge mesuré pour les deux huiles de base..... | 105 |
| IV.6.1.2 Courant de charge mesuré pour les mélanges..... | 106-107 |
| IV.6.2 Effet des mélanges..... | 108-109 |
| IV.6.3. Exploitation des résultats..... | 110 |
| IV.6.3.1.1 Effet du champ et de la constitution du mélange sur la résistivité Et la conductivité | 111 |
| IV.6.3.1.1 Effet du champ | 111-118 |
| IV.6.3.1.2 Effet du mélange | 118-124 |
| IV.6.3.2 Effet du champ et du mélange sur la mobilité des charges électriques..... | 124 |
| IV.6.3.2.1 Effet du champ..... | 125-131 |
| IV.6.3.2.2 Effet des mélanges..... | 131-136 |
| Conclusion | 136-137 |

Introduction Générale

Les systèmes de transport et de distribution de l'énergie électrique reposent essentiellement sur les transformateurs de puissance qui constituent l'un des éléments les plus coûteux. Il est donc nécessaire qu'ils fonctionnent correctement durant de nombreuses années. La plupart des transformateurs de puissance à travers le monde sont remplis avec des liquides isolants. Grâce à leurs bonnes propriétés thermiques, ces liquides permettent d'assurer aussi bien l'isolation électrique que le transfert de chaleur [1]. L'huile minérale est le liquide le plus utilisé dans les transformateurs de puissance, d'une part pour ses propriétés physico-chimiques et d'autre part pour son faible coût malgré sa faible résistance au feu. Actuellement, la plupart des transformateurs de puissance excèdent les 25-30ans [2-4]. Leur remplacement par des neufs, tout simplement à cause de leur âge, n'est pas économique et pose un certain nombre de contraintes techniques. Le re-remplissage est une solution souvent envisagée mais qui peut poser problème dans le sens où il reste toujours 10% de l'ancien liquide dans les bobinages et les parois de la cuve après vidange [5]. De plus, les fuites d'huiles à travers la cuve nécessitent parfois des appoints avec les huiles disponibles sur le moment et qui ne sont pas les mêmes que celles d'origine.

Des appareils et techniques de diagnostic basés sur des mesures en temps réel de la teneur en eau [6, 7], de la température [8, 9], des décharges partielles [10-12] et des réponses spectrales [13] ont été développés pour activer une alarme lorsque les valeurs seuil sont atteintes dans l'huile ou dans ce papier. Généralement, les éléments contaminants les plus influents sur le vieillissement de l'huile sont l'eau (humidité) et l'oxygène dont l'effet est fortement lié au champ de température auquel l'isolation entière est soumise.

Les propriétés physicochimiques et électriques des liquides isolants dépendent beaucoup plus des paramètres intrinsèques qui sont liés à leur structure moléculaire que des paramètres extrinsèques en rapport avec leur interaction avec les matériaux auxquels ils sont fréquemment associés [14, 15] et l'environnement ainsi que les conditions d'exploitation des transformateurs de puissance dans lesquels ils sont introduits. La présence de l'eau (humidité) dissoute dans les huiles est pratiquement inévitable et joue un rôle préjudiciable pour les propriétés de l'huile. En effet, elle diminue fortement la rigidité diélectrique de l'huile [16] et le papier isolant associé [17]. La réduction de la tension de claquage est cependant beaucoup plus prononcée pour l'huile [18]. La teneur en eau augmente naturellement avec le temps [19]; et si elle dépasse une certaine proportion, un processus de détérioration du système d'isolement a lieu si des opérations de traitement de l'huile ne sont pas exécutées à temps.

Ce travail est subdivisé en quatre chapitres.

Le premier est dédié à la recherche bibliographique sur les propriétés physico chimiques et électriques des huiles isolantes pour transformateurs de puissance.

Dans le second chapitre, nous avons présenté les équipements, appareillages et techniques utilisés pour les mesures des paramètres étudiés.

Le troisième chapitre a été consacré à l'étude des variations de la tension de claquage, du facteur de la dissipation, de la résistivité et de la permittivité en fonction de la teneur en eau, du nombre de décharges

subies et de la température dans trois huiles minérales de différents niveaux de détérioration. Dans la perspective de diagnostic élémentaire, nous entreprenons de clarifier quelques éléments intrinsèques et extrinsèques liés à la présence de l'eau, de la température et des décharges, et ayant une influence sur les propriétés physicochimiques de l'huile.

Dans le quatrième chapitre, nous avons essayé de trouver les bonnes proportions assurant des caractéristiques acceptables pour les mélanges entre une huile usagée et une autre neuve de même nature. A cet effet, nous avons considéré deux huiles naphthéniques, la Nynas Nytro 10 GBX vieille de 15 et une autre neuve, la Borak 22. Le travail a porté d'abord sur les principales caractéristiques requises pour une huile de transformateur, à savoir celles liées aux propriétés physico-chimiques, électriques et thermiques. Pour cela, nous avons mené une étude comparative sur la base d'analyses et d'observations expérimentales entre deux huiles et ensuite les mélanges à base de ces dernières.

Les variations des courants de charge sont également investiguées pour chaque mélange. Elles sont orientées vers la recherche des proportions optimales en accord avec les paramètres physico chimiques permettant d'avoir des propriétés correctes du mélange.

Cette étude est dictée par des considérations économiques et technologiques. Notre objectif principal est de trouver un mélange permettant d'obtenir les meilleures performances à moindre coût et répondant aux critères requis pour une huile de transformateur.

CHAPITRE 1

HUILES MINERALES POUR TRANSFORMATEURS

I.1.Introduction :

L'emploi d'une huile minérale en tant que moyen de refroidissement et d'isolement n'est pas nouveau. Aujourd'hui, l'huile minérale est toujours utilisée comme isolant parce qu'elle offre non seulement le meilleur compromis prix/performances, mais également un haut niveau de compatibilité avec les autres matériaux utilisés dans les transformateurs. D'autres fluides bien plus coûteux, tels que les huiles silicones, certains types d'esters, etc...., sont réservés à des applications particulières pour lesquelles le prix élevé peut être justifié [1, 20].

I.2.Historique :

Les isolants électriques étaient, à l'origine, des produits naturels non imprégnés qui, en contact direct avec l'air, s'oxydaient rapidement. Il n'était guère possible, ni évident, d'utiliser des liquides, bien qu'en 1854 on eût plongé des enroulements dans l'essence de térébenthine [21] augmentant leur tenue diélectrique, leur durée de fonctionnement et montrant que l'on peut soustraire l'isolation solide à l'oxydation directe.

Les transformateurs industriels, réalisés dès 1884, étaient du type sec. Il fallut attendre 1891 pour que l'huile de pétrole soit utilisée à titre expérimental dans l'isolation de transformateurs triphasés. Mais devant la multiplication des réseaux de distribution d'énergie électrique et l'accroissement des puissances installées, les transformateurs dans l'air deviennent énormes. Pour réduire leur volume, l'emploi de l'huile minérale se généralise dès 1905. En France, on note l'application en 1921, de la première ligne de distribution d'énergie électrique à 70 kV, en 1932, du réseau à 220 kV et, en 1960, de l'échelon actuel à 400 kV [22]. Les tensions n'ont pas changé en France ; en revanche, les puissances unitaires ont doublé tous les six ans [23].

Cet accroissement de puissance, alors que les tensions n'ont pas varié, montre que le rôle primordial de l'huile isolante est plus d'évacuer les pertes d'énergie que d'assurer son rôle diélectrique. Valable pour les transformateurs et les réactances.

Entre 1930 et le début des années 80, les askarels ont été produits pour des applications liées aux transformateurs électriques et aux appareils hydrauliques industriels. Leurs propriétés remarquables en matière d'isolation électrique et de stabilité thermique ainsi que leur résistance au feu y furent bien utiles. Cependant, sous l'influence de diverses contraintes d'emploi, les askarels, suspectés dès 1966, puis interdits dans certains pays en 1972 (En Algérie, à partir de 1985) sont peu à peu remplacés par d'autres liquides, notamment par la Borak 22 (huile minérale) dans le cas des huiles de transformateurs [24].

I.3. Généralités :

I.3.1. Technologie des transformateurs :

La première application du transformateur trouve son origine dans la nécessité de changement de tension dans les réseaux alternatifs. Sa fonction d'isolement des circuits s'est imposée par la suite pour des raisons évidentes de protection des biens et des personnes.

Aujourd'hui, les milieux industriels et tertiaires, voire domestiques, offrent un immense

Champ d'applications qui a nécessité le développement de transformateurs de tous types, dans des gammes de puissances extrêmement étendues. Le transformateur est devenu un produit très technique, pour répondre avec pertinence à l'ensemble des applications actuelles et une parfaite maîtrise industrielle.

Les transformateurs de puissance sont tous de type immergés, c'est-à-dire remplis d'huile, afin [25] d'assurer une isolation électrique efficace, par imprégnation avec des isolants cellulose (bois, papier Kraft, carton) qui sont en fait des polymères naturels, ou bien des polymères synthétiques; et [5] de réaliser une bonne évacuation de la chaleur générée par le circuit magnétique et les bobinages. Des propriétés électriques et physico-chimiques satisfaisantes, une bonne compatibilité avec les isolants solides et un faible coût, font de l'huile minérale (issue des hydrocarbures) le liquide isolant préférentiel utilisé dans les transformateurs de puissance. Elle est essentiellement employée en combinaison avec les isolants cellulose qui sont aussi très bon marché.

Les transformateurs sont équipés des accessoires standards suivants :

- Traversées ;
- Conservateur d'huile avec jauge de niveau ;
- Vanne de remplissage et de vidange ;
- Vanne pour prélèvement de l'huile ;
- Bornes pour la mise à la terre ;
- Anneaux pour le levage du transformateur ;
- Plateaux d'appui pour les vérins (cuves à radiateurs) ;
- Plaque signalétique ;
- Dessiccateur ;
- Relais Buckholtz ;
- Indicateur de température maximum de l'huile.

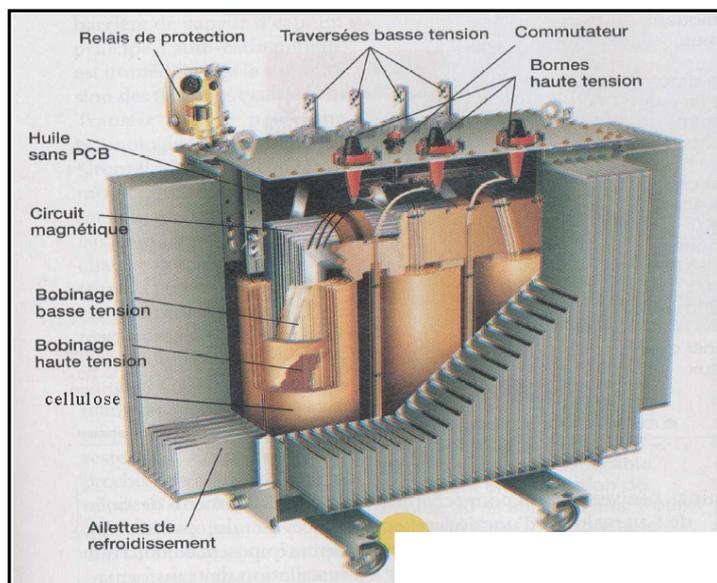


Figure (I.1) : Vue générale d'un transformateur de puissance avec ses différentes composantes

I.3.1.1.Types de transformateurs :

Il existe deux types de transformateurs de puissance :

-Les transformateurs de type galette Figure (I.2.a), constitués d'enroulements en forme de galettes rectangulaires, séparés par des écrans isolants en fibre de cellulose. Autour de ces bobines à axe horizontal est placé le circuit magnétique, formé d'un empilage de tôles.

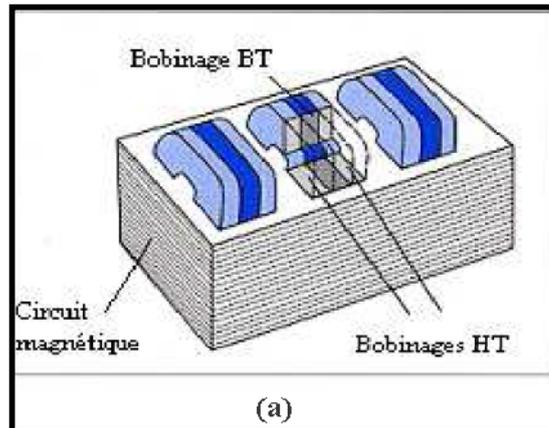


Figure (I.2.a) : Les transformateurs de type galette

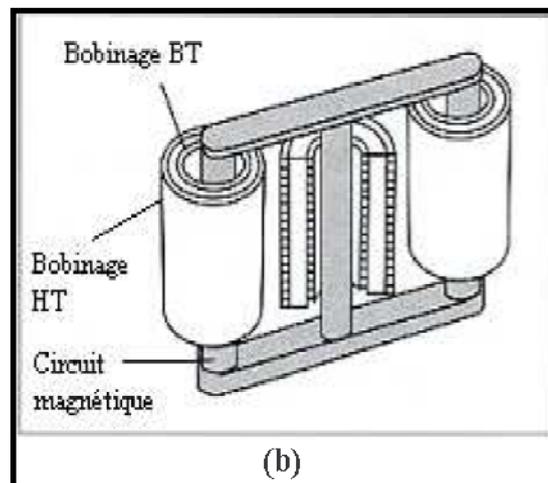


Figure (I.2.b) : Le transformateur de type colonne

-Les transformateurs de type colonne (figure. (I.2.b).) constitués d'un circuit magnétique en colonnes verticales autour desquelles sont placés les bobinages cylindriques recouverts d'isolants en fibre de cellulose.

I.3.1.2. Fonctionnement et durée de vie d'un transformateur :

On sait que la durée de vie d'un transformateur est de 30 à 40 ans environ. Le meilleur rendement d'un transformateur en service régulier et continu, fonctionnant dans un local convenablement ventilé, se situe entre 60 et 80% de sa charge nominale.

S'il fonctionne en sous régime irrégulier, il est exposé à :

- Des contraintes thermiques et électriques ;
- Un mauvais brassage et circulation de la masse du diélectrique A une hydratation condensation et dépôts (une chute de température favorise l'imprégnation en humidité des isolants papiers/cartons) et le passage de l'eau dissoute en eau libre).

S'il fonctionne en surcharge, il est exposé à :

- Un rendement inférieur ;
- À des contraintes thermiques et électriques ;
- À une dégradation accélérée du fluide diélectrique ;
- À un échauffement anormal des isolants (isolation solide) ;
- À un vieillissement prématuré des composants cellulosesiques.

I.3.1.3. L'isolation d'un transformateur :

Dans un transformateur, l'isolation est assurée par un complexe diélectrique solide (papiers ou cartons) et diélectrique liquide (huile isolante).

On appelle parties actives d'un transformateur, les enroulements et leurs isolations (papiers ou cartons). Dans la partie active d'un transformateur, entre les éléments portés à des potentiels électriques différents, l'isolement est assuré par des isolants sous deux états :

- **Liquide** : huile minérale, carbure d'hydrogène chloré (pyralène) ;
- **Solide** : organique (papier, résine synthétique, vernis) ;

Ces isolants se carbonisent à une température peu élevée, d'où la nécessité de bien surveiller les caractéristiques isolantes afin de réduire les risques. Elle s'effectue par extrapolation des caractéristiques de l'huile.

I.3.1.4. Surveillance du transformateur :

L'entretien des transformateurs répond aux normes en vigueur et notamment spécifiées dans les publications CEI 60.422 [26]. En plus de ces maintenances, un point crucial reste à résoudre et les questions suivantes se posent :

- Les transformateurs sont-ils actuellement en parfait état de fiabilité ?
- Ne sont-ils pas exposés à un risque de claquage ?
- Les huiles diélectriques des transformateurs ne sont-elles pas altérées ?

Le fonctionnement sans défaillance des transformateurs de puissance, de tension ou de courant, des disjoncteurs et sectionneurs dépend en grande partie des qualités diélectriques des huiles isolantes.

Les vibrations et desserrages, outre les conséquences multiples et dangereuses, favorisent l'absorption par l'huile de poussières de toutes sortes. La présence de l'humidité, là ou lorsque la teneur en eau dépasse un certain seuil (valeur de saturation), elle ne peut rester en solution, et de l'eau libre apparaît sous forme des gouttelettes d'eau ; l'eau libre provoque, invariablement, une diminution de la tension de claquage et de la résistivité et une augmentation du facteur de dissipation diélectrique.

Les conséquences directes des altérations d'un transformateur sont les suivantes :

- L'efficacité et le rendement du transformateur diminuent ;
- Les isolants se carbonisent et leurs capacités diélectriques régressent ;
- Les enroulements peuvent être mis en court-circuit ;
- La température du noyau accroît sans cesse.

Toutes ses conséquences conduisent dans la moindre surtension au claquage de l'appareil.

I.4.Diélectriques :

Un matériau est diélectrique s'il ne contient pas de charge électrique susceptible de se déplacer de façon macroscopique. Il est indispensable dans tous les équipements électriques. Sa performance doit s'accroître en fonction de la contrainte électrique à laquelle il est soumis. Sa rigidité électrique doit être d'autant plus élevée que la tension appliquée l'est. Les diélectriques utilisés en haute tension appartiennent au trois grandes catégories suivantes [27] :

- Les isolants gazeux : l'air, certains gaz électronégatifs (SF₆, N₂...etc.) ;
- Les isolants solides : les matériaux synthétiques (PVC, mica, papier,...etc.) ;
- Les isolants liquides : la grande gamme des huiles diélectrique (minérales,...etc.).

I.4.1.Phénomènes physiques dans les milieux diélectriques :

Les électrons présents dans un milieu diélectrique ne peuvent pas, par définition, se déplacer sur des grandes distances. Ils peuvent par contre présenter des mouvements d'amplitude très petite à notre échelle, mais qui peuvent être à l'origine de nombreux phénomènes. Ces mouvements sont souvent des mouvements d'oscillations autour du noyau : le nuage électronique peut être déformé et ainsi créer un dipôle électrostatique. Il en va de même pour le déplacement global des atomes au sein du matériau (ils créent également des dipôles) [28].

I.4.2.Création d'une polarisation :

En soumettant le matériau à un champ électrique de tels dipôles peuvent être créés. S'ils existaient déjà, cela peut avoir comme effet de les aligner tous dans le même sens. D'un point de vue microscopique, on peut relier l'amplitude de l'onde au dipôle créé via la notion de polarisabilité, qui est une caractéristique propre à chaque atome. Il est cependant impossible de mesurer de telles grandeurs microscopiques. On préfère utiliser une grandeur macroscopique, la polarisation, qui vaut la somme de tous les dipôles du matériau. Cette polarisation vient donc de différents effets physiques :

- La polarisation électronique, toujours présente, est due au déplacement et à la déformation de chaque nuage électronique ;
- La polarisation atomique est due aux déplacements des atomes ;
- La polarisation d'orientation existe lorsque des dipôles déjà présents sont tous alignés entre eux.

La polarisation \vec{P} est souvent proportionnelle au champ électrique \vec{E} qui l'a créée (ce cas est dit linéaire) :

$$\vec{P} = \epsilon_0 \chi \vec{E} \dots\dots\dots (I.1)$$

Avec ϵ_0 la permittivité du vide et χ la susceptibilité électrique du matériau, qui est un nombre complexe. Dans le cas d'un diélectrique anisotrope, χ est un tenseur de rang 2 [28].

I.4.4. Grandeurs et caractéristiques des milieux diélectriques :

Les matériaux diélectriques sont caractérisés en particulier par :

- leur rigidité diélectrique
- leur permittivité diélectrique ϵ
- leur angle de perte tangente delta

I.4.5. Quelques milieux diélectriques usuels :

I.4.5.1. Solide :

- Le verre, utilisé pour faire des isolateurs de lignes haute tension ;
- Céramique, très utilisée pour les matériels HTB des postes électriques ;
- La plupart des plastiques, en particulier polyéthylène sous sa forme réticulée (XLPE) et PVC, tous deux utilisés pour les câbles ;
- Le Polypropylène, utilisé en particulier dans les condensateurs en HTA ou HTB ;
- Le mica, qui n'est guère plus utilisé de nos jours dans l'industrie électrotechnique ;
- La bakélite, autrefois très utilisée pour l'appareillage électrique basse tension ;
- Le téflon, utilisé pour certaines pièces des disjoncteurs à haute tension.

I.4.5.2. Gazeux :

- L'air ;
- L'hexafluorure de soufre ;
- L'azote.

I.4.5.3. Liquides :

- Le pyralène, autrefois utilisé dans les transformateurs, mais qui tend à disparaître à cause de ses risques.

- L'huile minérale, qui a remplacé le pyralène dans les transformateurs
- L'eau pure. Si l'eau usuelle est conductrice, une eau parfaitement pure est un très bon isolant. La difficulté de garder une eau très pure rend toute utilisation industrielle difficile.

I.4.6.Utilisations des diélectriques :

Les diélectriques étant de bons isolants électriques et thermiques, et sont donc utilisés pour gainer les câbles électriques afin d'éviter des contacts avec d'autres câbles ou des personnes. Ainsi ils sont utiles dans les condensateurs. Dans le cas, très simple, du condensateur plan, on peut rapprocher les plaques sans risque de contact ou de claquage. On insère ainsi des couches de diélectriques dans les condensateurs industriels, ce qui permet d'augmenter la capacité en diminuant l'encombrement [28]. D'autre part, si on la soumet à un champ électrique suffisamment puissant, toute substance s'ionisera et deviendra conductrice.

I.5.Diagnostic des huiles isolantes :

Les huiles et liquides isolants sont utilisés comme imprégnant d'isolations solides ou comme produits de remplissage de matériels électriques très divers : transformateurs (de puissance, de distribution, de traction, de four, de mesure...), réactances, condensateurs, câbles, traversées, disjoncteurs, changeurs de prise, etc. [29]. Les volumes liquides employés varient de quelques litres pour les condensateurs, à quelques dizaines de milliers de litres pour les transformateurs de puissance. Leur rôle principal est d'éliminer l'air et les autres gaz de façon à améliorer la tenue diélectrique de l'isolation solide, sachant que la rigidité diélectrique des liquides est nettement supérieure à celle des gaz. Cependant, dans beaucoup d'application ils servent à la fois à l'isolation électrique et l'évacuation de la chaleur d'un assemblage, comme dans le cas des transformateurs. Ces liquides sont également utilisés pour leur pouvoir extingueur d'arcs électriques (dans les chambres de coupure des commutateurs en charge et de certains disjoncteurs), en raison de leur pouvoir lubrifiant pour les matériels renfermant des pièces en mouvement (sélecteurs de prises, pompes immergées) et, dans certains cas, pour améliorer la résistance au feu (transformateurs de distribution).

I.5.2.Catégories des huiles et liquides isolants :

I.5.2.1. Classification selon l'origine des liquides :

Il est difficile de choisir un système de classification des liquides isolants. Ils pourraient être classés en fonction de leurs propriétés isolantes, en fonction du type d'équipement dans lequel ils sont utilisés.

Nous avons choisi de les classer en fonction de leur origine :

- Les huiles minérales sont des produits « naturels » obtenus directement par raffinage de bruts pétroliers. Leur composition chimique est extrêmement compliquée (plusieurs milliers de molécules différentes) et peut varier dans de larges proportions.

- Les huiles végétales sont également des produits « naturels ». Leur composition est plus simple (quelques dizaines de produits), mais elle peut également varier dans de larges proportions.
- Les liquides de synthèse ont, au contraire, une composition simple, bien définie. Leurs propriétés sont donc constantes [1].

I.5.2.1.1. Liquides de synthèse :

Les liquides de synthèse sont utilisés chaque fois que les propriétés requises ne sont pas satisfaites par les huiles minérales. C'est notamment le cas lorsqu'il s'agit d'améliorer la résistance au feu (transformateurs) ou lorsque l'on recherche une meilleure stabilité thermique et de grandes performances diélectriques (câbles et condensateurs) [30].

Il existe quatre types principaux de liquides de synthèse :

- Les hydrocarbures aromatiques : ces liquides peuvent être classés en deux groupes les alkybenzènes et les autres hydrocarbures aromatiques ;
- Les hydrocarbures aliphatiques tels les polyoléfines, qui sont des hydrocarbures insaturés à chaîne droite ou ramifiée, possédant une double liaison en bout de chaîne ;
- Les esters issus de réactions d'acides organiques et d'alcools : Ces produits offrent d'excellentes propriétés lubrifiantes et des opérabilités aux températures extrêmes (esters de pentaérythritol) ;
- Les silicones : Ils sont tous obtenus à partir des grands intermédiaires de la pétrochimie. Des produits perfluorés ont également été proposés dans le domaine des condensateurs et des transformateurs, pour certaines applications très particulières. Mais le coût d'accès de ces produits (≈ 100 fois celui des huiles minérales) en limite l'utilisation.

Les polychlorobiphényles (PCB où polychlorobiphényles selon la nomenclature) [31] sont également des liquides de synthèse et ont été utilisés largement pendant une trentaine d'années. Leur persistance dans l'environnement a conduit à leur bannissement ; cependant, ils sont encore présents dans certains appareils âgés. Seuls des produits biodégradables sont maintenant acceptés.

I.5.2.1.2. Huiles végétales :

Elles sont en général peu toxiques et biodégradables. Ces qualités sont dues notamment à une faible résistance à l'oxydation et à l'hydrolyse. Ces deux caractéristiques, qui sont favorables pour l'aspect éco toxicologique, représentent un inconvénient important pour les applications électrotechniques. Par ailleurs, leur tenue diélectrique n'est pas très élevée. Pour ces raisons, les huiles végétales sont relativement peu utilisées (essentiellement dans certains types de condensateurs pour courant continu) bien que leur emploi dans les transformateurs ait été proposé récemment [32].

I.5.2.1.3. Huiles minérales :

Pour obtenir des huiles minérales de qualité diélectrique, les bruts pétroliers doivent être raffinés suivant un procédé qui inclut habituellement une distillation, suivie d'une opération de déparaffinage, d'une extraction par solvant et d'une hydrogénation catalytique.

La composition d'une huile minérale est généralement définie par sa teneur en carbone paraffinique (Cp), en carbone naphhténique (Cn) et en carbone aromatique (Ca) (voir figure I.3). Cp et Cn ont une influence prépondérante sur la densité, la viscosité et le comportement à basse température (point d'écoulement, point de trouble). La présence d'aromatiques améliore la résistance à l'oxydation (plus faible formation de boues), les propriétés de gassing et la rigidité en impulsion. Suivant le brut d'origine, on différencie les huiles naphhténiques des huiles paraffiniques. (Tableau I.1) [1].

Au niveau international, la norme CEI 60296 spécifie les propriétés requises pour les huiles minérales utilisées dans les transformateurs, et la norme CEI 60465, celles des huiles pour câbles.

| Type d'hydrocarbure | Type de brute pétrolier | | |
|---------------------|-------------------------|--------|---------------|
| | Paraffiniques | Mixtes | Naphhténiques |
| Paraffiniques | 60 | 40 | 20 |
| Naphhténiques | 25 | 40 | 65 |
| Aromatiques | 15 | 20 | 15 |

Tableau (I.1) : Composition des bruts pétroliers en (°%)

Dans le cas des transformateurs, on s'est aperçu qu'une analyse régulière de l'huile minérale permettait de suivre l'évolution de l'appareil, de diagnostiquer son état de dégradation [33]. La norme CEI 60599 fournit les éléments d'un tel diagnostic, basé sur la connaissance des processus de dégradation de l'huile et de la cellulose.

I.5.2.2. Classification selon la composition chimique :

I.5.2.2.1. Huiles minérales isolantes :

Les huiles minérales isolantes résultent de base lubrifiante choisie, provenant de distillats de pétrole sélectionnés soumis à un raffinage poussé. C'est des liquides dont les performances en service n'ont cessé de s'améliorer depuis maintenant plus d'un siècle. La première phase de leur développement a concerné l'amélioration de leur stabilité à l'oxydation qui, depuis 30 ans, a atteint un niveau satisfaisant, permettant leur utilisation pendant toute la durée de vie de matériels les plus contraints thermiquement. Depuis 25 ans, la deuxième phase de leur évolution, relative à leur stabilité sous contraintes électriques et ionisantes, s'est terminée avec succès, les constructeurs pouvant disposer d'huiles minérales stables sous décharges électriques [24].

I.5.2.2.2. Hydrocarbures de synthèse :

Elaborés principalement par l'industrie pétrochimique, ces liquides appartiennent à deux groupes de liquides : les polybutènes et les hydrocarbures aromatiques. Ils ont révélé un comportement diélectrique meilleur que celui des huiles minérales dans la réalisation de liquides à haute viscosité pour câbles (polybutènes) et à fort pouvoir d'absorption gazeuse sous ionisation (alkylbenzènes). Ils peuvent être utilisés en mélange avec les huiles minérales pour améliorer une caractéristique particulière, par exemple la viscosité ou l'absorption gazeuse sous ionisation. C'est actuellement la catégorie qui renferme le plus de produits commerciaux [24].

I.5.2.2.3. Hydrocarbures halogénés :

Les huiles minérales et les hydrocarbures de synthèse sont inflammables et produisent, sous l'action d'arcs électriques de puissance, des gaz eux-mêmes inflammables et explosibles (hydrogène, méthane, etc.). La nécessité de réduire les risques d'incendie des matériels électriques est à l'origine de la synthèse des hydrocarbures halogénés, principalement des dérivés aromatiques chlorés et des polychloroalcanes.

Les premiers hydrocarbures halogénés connus, et désignés sous le terme générique d'askarels, sont des polychlorobiphényles (PCB), obtenus à partir du biphényle et pouvant être utilisés en mélange avec des chlorobenzènes. Ils n'ont pas de point de feu et sont ininflammables, pour autant que l'ininflammabilité d'un liquide résulte de l'ininflammabilité de ses vapeurs. Ces produits sont connus commercialement sous les noms de Pyralène, Arochlor, etc. Ces produits présentent une stabilité chimique éprouvée par des décennies d'utilisation. Non biodégradables et pouvant donner des produits toxiques à haute température, ils ont été interdits à la vente dès 1986 dans la CEE [24].

I.5.2.2.4. Esters organiques :

Les esters pour l'électrotechnique, nés dans les années cinquante, sont les premiers produits hydrocarbonés à groupement fonctionnels. Ils résultent de la condensation d'un acide organique sur un alcool avec élimination d'une molécule d'eau. Ces composés sont modérément polaires du fait de l'électronégativité des atomes d'oxygènes présents dans le squelette hydrocarboné. On distingue différents types d'esters, selon que l'on part d'acides minéraux ou d'acides organiques.

A partir d'acides minéraux, on obtient les esters arylphosphoriques qui possèdent un bon comportement au feu (point de feu $\sim 350^{\circ}\text{C}$), mais n'ont pas de bonnes propriétés électriques. En revanche, les esters d'acides organiques représentés au début par le dioctylsébaçate (DOS) et les esters comme les huiles végétales présentent de bonnes propriétés électriques. Ce sont, comme les hydrocarbures halogénés, des liquides dipolaires de constante diélectrique de l'ordre de 3 à 5 à 50 Hz et 90°C et qui ont permis d'obtenir des liquides pour condensateurs à diélectrique mixte satisfaisants.

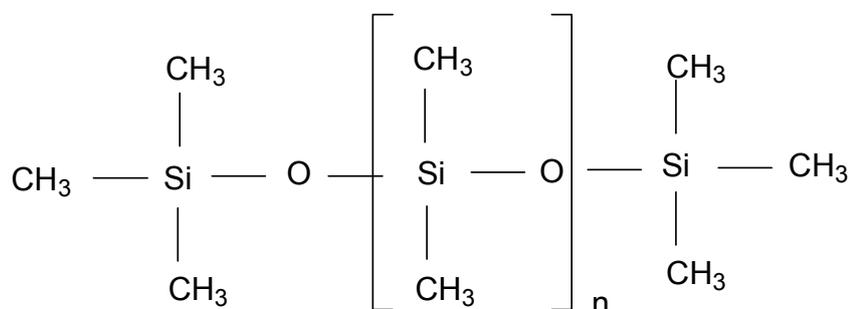
Depuis le début des années quatre-vingts, les esters organiques pour hautes températures (phtalates ou esters du pentaérythrol) ont été étudiés pour emploi dans les transformateurs en remplacement des PCB. Ils peuvent supporter des échauffements de plus de 300°C

Actuellement, on compte plus d'une dizaine de marques commerciales d'esters organiques. Tous ces produits sont biodégradables et non toxiques [34].

I.5.2.2.5. Huiles silicones :

Les silicones pour l'électrotechnique, polymères liquides du diméthylsiloxane, ou polydiméthylsiloxanes (PDMS), peuvent être considérées comme relevant de la chimie minérale. Les silicones liquides présentent simultanément de bons comportements à basse température (point d'écoulement -60°C) et à haute température (température d'utilisation 150°C), appréciables dans certains matériels soumis à des variations thermiques importantes.

Ces huiles sont constituées d'une chaîne moléculaire linéaire, dont les éléments sont formés d'atomes de silicium et d'oxygène alternés. Les groupements organiques latéraux saturant les valences libres de l'atome de silicium sont dans ce cas des groupements méthyle. La formule générale est la suivante :



La valeur de l'indice (n) caractérise son degré de polycondensation, il est environ de 30 [29].

I.5.2.2.6. Liquides divers :

Ces liquides peuvent correspondre à des conceptions nouvelles: transformateurs à points chauds limités par enthalpie de vaporisation, bobines cryogéniques ou condensateurs de puissance à champs électrique élevé.

| Catégorie | Types | Applications | Caractéristiques |
|---------------------------|---|---|--|
| Huiles minérales | Naphténique, paraffinique | Matériel à haute tension, transformateurs de puissance. | Bas point d'écoulement, stabilité à l'oxydation, bon indice de viscosité |
| Hydrocarbures de synthèse | Polybutènes Alkyl benzènes Hydrocarbures alcoylés à noyaux arome. condensés (DIPN) | câbles traversés condensateurs condensateurs | Faibles pertes diélectriques Absorption gazeuse sous décharges partielles Bonne rigidité diélectrique au |

| | | | |
|---------------------------|---|---|--|
| Hydrocarbures de synthèse | Alkylbiphényles (MIPB) Alkyldiarylalcanes (BT, DBT) | condensateurs | choc de foudre Biodégradabilité Absorption gazeuse sous décharges partielles |
| Hydrocarbures halogénés | Askarels (PCB, TCB) Polychlorodiphénylmétanes (TCBT, TCB) Polychloroalcanes | Transformateurs condensateurs Transformateurs Transformateurs | Ininflammabilité Ininflammabilité et biodégradabilité |
| Esters organiques | Huiles végétales Esters simples (BCN, DOS, DOP) Phtalates (DEHP) Esters complexes, esters du pentaérythrol | Condensateurs pour générateur de choc Condensateurs au papier Remplacement des PCB en mélange avec d'autres liquides. Transformateurs de distribution et de traction | Faibles pertes diélectriques à fréquence > à 1000 Hz Permittivité relative, à 20°C, supérieure à 5. Utilisés pour augmenter le point de feu des liquides Point de feu > à 300 °C. |
| Huiles silicones | Polydiméthylsiloxanes (PDMS) polyméthylphénylsiloxane | Transformateurs de distribution et de traction | Bon indice de viscosité, point de feu > à 300 °C Absorption gazeuse sous décharges partielles |

Tableau (I .2) : Caractéristiques et applications des diverses catégories d'huiles diélectriques

I.5.3.Présentation des huiles minérales :

Une huile minérale isolante ou diélectrique est une huile qui présente une faible conductivité électrique du fait d'une densité de charges peu importante. Elle se compose principalement [35] :

- D'une huile dite de base (ou d'un mélange d'huiles de base) obtenue selon des procédés traditionnels de raffinage du pétrole brut ;
- De composés chimiques appelés additifs, en teneur très variable, qui permettent d'atteindre les spécifications d'emploi des huiles finies. La composition d'une huile minérale reflète, en général, celle du distillat d'origine.

- Les huiles de base en électrotechnique répondent à trois grandes classes de tendances chimiques. Elles sont définies par leur teneur en carbone paraffinique (C_P), en carbone Naphténique (C_N) et en carbone aromatique (C_A).

I.5.3.1.Tendance paraffinique : [36]

Dans ce type d'huile, la tendance paraffinique ou la présence d'hydrocarbures paraffiniques prédomine. Ces hydrocarbures sont des molécules complexes à structure saturée et à chaîne droite ramifiée ou non, mais non cycliques.

Les caractères de cette famille d'huiles riches en hydrocarbures paraffiniques sont :

- Une faible densité pour une viscosité donnée ;
- Une variation relativement faible de la viscosité en fonction de la température ;
- Une faible volatilité pour une viscosité donnée ;
- Un faible pouvoir solvant

I.5.3.2.Tendance naphénique :

C'est une huile riche en hydrocarbures naphéniques, c'est à dire, il y a présence d'hydrocarbures cycliques à liaisons saturées. Les caractéristiques physiques et chimiques de ces hydrocarbures se traduisent en particulier par :

- Une densité relativement élevée pour une viscosité donnée ;
- Des variations assez rapides de viscosité en fonction de la température ;
- Une plus grande volatilité que les fonctions paraffiniques correspondantes de même viscosité Un pouvoir solvant relativement élevé. Ce type d'hydrocarbures renferme les propriétés les plus recherchées pour les huiles de graissages.

I.5.3.3.Tendance aromatique :

Ce sont des huiles composées de fonctions à noyau benzéniques se caractérisant par une densité très élevée, un indice de viscosité très faible, une très faible résistance à l'oxydation, un point d'aniline très bas (soit un pouvoir solvant très élevé) et une facilité d'émulsion avec l'eau. L'utilisation de ces hydrocarbures dans la fabrication des huiles est très limitée en raison de leur altérabilité. Ils sont facilement oxydables et provoquent la formation des dépôts résineux ou asphaltiques accompagnés de dérivés corrosifs. La fabrication d'huiles finies lubrifiantes, isolantes ou autres, est orientée par les tendances des huiles de base.

Le point d'aniline de l'huile, qui est défini comme la température minimale pour laquelle des volumes égaux d'huile et d'aniline sont miscibles en toute proportion, mesure le pouvoir solvant de l'huile. Sa vapeur est en relation avec la teneur en hydrocarbures aromatiques de l'huile, mais est influencée également par d'autres facteurs chimiques : ramifications, insaturation et masse moléculaire.

I.5.3.4. Choix des huiles de bases :

Le choix des huiles de base est déterminé par rapport :

- A la nature chimique recherchée de l'huile : paraffinique, naphénique ou aromatique ;

- Aux caractéristiques physiques et chimiques que l'on désire conférer à l'huile finie : la viscosité, la densité, l'indice d'acidité, la résistance à l'oxydation, etc...

L'obtention d'une huile finie apte à répondre aux exigences des diverses contraintes d'utilisation, fait appel à l'usage d'un certain nombre d'additifs. Ces derniers, qui sont d'une importance capitale dans l'industrie des huiles minérales isolantes sont des produits chimiques incorporés en petite quantité dans l'huile de base, pour améliorer certaines propriétés tels que l'indice de viscosité, le pouvoir antioxydant pouvant retarder l'action de l'oxygène sur l'huile en service, le point d'écoulement, ...etc

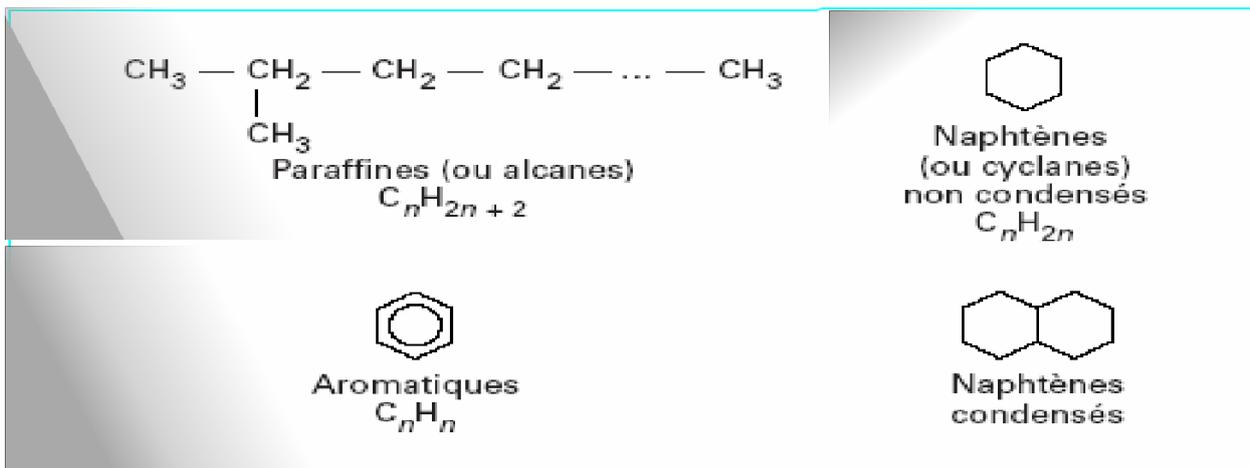


Figure (I-3) – Les différents types d'hydrocarbures

I.5.4. Caractéristiques des huiles minérales isolantes :

Les liquides utilisés en électrotechnique le sont d'abord pour leurs propriétés isolantes. Les performances diélectriques des liquides seront caractérisées de plusieurs façons, notamment par la mesure de la conductivité et la tenue au claquage.

Le comportement des liquides au vieillissement (stabilité thermique, à l'oxydation et à l'hydrolyse) doit également être pris en compte. Lorsque le liquide est avant tout un fluide de transfert thermique, les propriétés prépondérantes seront principalement la viscosité et la capacité thermique.

Dans quelques cas particuliers, on s'intéressera spécialement au comportement du produit vis-à-vis du feu, les propriétés diélectriques étant secondaires [23].

Le choix d'une huile isolante repose sur un nombre important de propriétés telle que : [24]

- Les propriétés physiques ;
- Les propriétés chimiques ;
- Les propriétés électriques.

I.5.4.1. Les propriétés physiques :

I.5.4.1.1. La viscosité :

La viscosité d'un fluide se définit comme la propriété qui caractérise sa résistance à l'écoulement. D'autre part, elle traduit les forces qu'opposent les molécules d'huile à une force tendant à les déplacer.

La viscosité d'une huile est une caractéristique importante lorsqu'il s'agit de lubrification ou de refroidissement. Plus la viscosité est faible, plus le meilleur refroidissement est abouti.

D'autre part la viscosité et sa variation avec la température sont considérablement importantes pour le transfert thermique. En effet, plus le liquide est visqueux, plus il est difficile de le faire circuler dans l'appareil pour refroidir les parties actives chaudes.

La viscosité des hydrocarbures est corrélée à leur masse moléculaire : plus un produit est léger plus sa viscosité est faible. Cependant, plus un produit a une faible masse moléculaire, plus il est volatil, et plus il est inflammable. Le choix d'un liquide est donc toujours un compromis [1].

Le choix d'une huile dépend essentiellement de la valeur de la viscosité η , sa diminution avec la température, s'exprime à partir de nombreuses lois empiriques qui ont été proposées.

En général, on considère des relations du type [37]:

$$\lg \eta = A + [B / (T - T_0)] \dots\dots\dots (I.2)$$

Avec :

A et B : deux constantes caractéristiques du produit ;

T : température (en K) ;

T₀ : température ambiante.

Il existe deux types de viscosité : la viscosité dynamique qui visualise l'aspect microscopique et la viscosité cinématique exprimé en centistokes (cst) qui est la plus importante car elle traduit l'aspect macroscopique.

I.5.4.1.2. Point d'écoulement :

Le point d'écoulement est également un paramètre important dans le choix d'un liquide destiné à évacuer les calories. Il est défini comme la température la plus basse à laquelle le fluide coule encore lorsqu'il est refroidi, sans agitation, dans des conditions normalisées. Le fait que le liquide atteigne une consistance qui l'amène à se figer est lié à la masse moléculaire, à la composition du liquide et au mélange de différentes molécules [38].

La connaissance de cette caractéristique est primordiale pour l'utilisation de transformateurs dans les pays froids. Les liquides isolants utilisés dans l'électrotechnique se figent généralement à des températures allant de -60°C pour (les polybutènes, huiles silicones) à -30°C pour (les huiles minérales). Cette caractéristique se détermine au moyen de la norme ISO 3016 [39].

I.5.4.1.3. Capacité et conductivité thermique :

La capacité thermique massique croît avec la température et décroît avec la masse volumique, elle est exprimée en joules par kilogramme kelvin.

Dans le cas des huiles minérales, elle peut être calculée par la relation : [1]

$$C_p = (1684 - 3.39 T) / \sqrt{\rho_{15}} \quad [J / (kg.K)] \dots\dots\dots (I.3)$$

Avec :

ρ_{15} masse volumique à 15 °C ;

A 20°C, la capacité thermique varie de 1000 à 2300 J/ (kg.K).

La conductivité thermique est inversement proportionnelle à la masse volumique et décroît avec la température. Elle est mesurée en Watt par mètre Kelvin, elle exprime le flux thermique s'écoulant en régime permanent sous l'effet d'un gradient thermique entre deux isothermes du liquide. Elle décroît lorsque la température et la masse volumique augmentent. La valeur moyenne est $\lambda = 0.14 \text{ W} / (K. m)$

I.5.4.1.4. Le point de feu :

C'est la température minimale pour laquelle la combustion des vapeurs d'un liquide sera entretenue. Le point de feu est déterminé par une méthode en coupe ouverte. Après avoir noté la température correspondant au point d'éclair, on poursuit la chauffe du liquide jusqu'à ce que la coupelle s'enflamme. La température correspondante est le point de feu du liquide. On considère en général que, pour que le risque d'inflammation devienne négligeable, il faut que la température du liquide reste inférieure au point d'éclair moins 25 à 30 °C [1].

I.5.4.1.5. Le point d'éclair :

Le chauffage progressif d'un liquide provoque le dégagement de vapeurs, qu'il s'agisse d'un produit pur ou d'un mélange. Dès que la concentration en vapeur au-dessus du liquide devient suffisante pour former un mélange inflammable dans l'air, le mélange brûle à l'approche d'une flamme. La température correspondante est appelée point d'éclair du liquide [1].

Les huiles les plus fluides doivent présenter un point d'éclair supérieur à 95 °C, alors que les huiles de classe (I) doivent avoir un point d'éclair supérieur à 140 °C.

La combustion des huiles minérales libère une grande quantité d'énergie. La norme CEI61100 permet de classer les liquides isolants en fonction de leur point de feu et de leur pouvoir calorifique inférieur (CPI) (qui caractérise la quantité d'énergie produite par la combustion totale du produit) [40] (voir Tableau I-3).

Les huiles minérales les plus courantes ont des points de feu compris entre 110 et 190 °C suivant leur type, et ont un pouvoir calorifique inférieur de l'ordre de 48 MJ/kg. Elles sont classées (O1).

Des huiles minérales de masses moléculaires très élevées sont également employées pour les transformateurs devant résister au feu. Elles ont un point de feu supérieur à 300 °C et sont classées K1 [41].

| Classement sur le point de feu | | Classement sur l'énergie de combustion | |
|--------------------------------|---------------------|--|--------------------|
| Classe | point de feu | Classe | PCI |
| O | < 300°C | 1 | >42MJ/Kg |
| K | >300°C | 2 | 32 < PCI < 42MJ/Kg |
| L | Pas de point de feu | 3 | PCI < 32MJ/Kg |

Tableau (I-3)-Classification des liquides isolants vis-à-vis du feu (selon la norme CEI61100) [40]

I.5.4.2. Les propriétés chimiques :

I.5.4.2.1. L'oxydation des huiles minérales isolantes :

L'oxydation de l'huile minérale résulte principalement de l'action simultanée de l'oxygène moléculaire et de la température en présence de matériaux de construction des appareils (cuivre, fer, cellulose, etc.). L'action de l'humidité et du champ électrique et encore mal connue sur le phénomène d'oxydation.

L'oxydation constitue le facteur prédominant dans le vieillissement des isolants liquides, et plus particulièrement dans celui des huiles minérales. On désigne ainsi un ensemble de réactions chimiques complexes et lentes au cours desquelles les hydrocarbures réagissent avec l'oxygène dissous [42].

Les huiles comme tous les produits naturels s'oxydent en donnant des produits de dégradation qui se caractérisent d'abord par une évolution de la couleur et de l'odeur, liée à la formation de composés acides légers, puis pour une apparition de dépôt de résidus agressifs, liée au acides lourds, et accompagnée généralement d'une augmentation de la viscosité. Les conséquences de l'oxydation de l'huile pour les isolations sont :

- Une mauvaise évacuation de la chaleur par suite de l'accroissement de la viscosité et de la présence de dépôts ;
- Une détérioration des propriétés électriques de l'huile ; sa conductivité et sa tangente de l'angle de pertes augmente ;
- Une augmentation des pertes dans les isolations imprégnées qui peuvent entraîner le claquage thermique ;
- L'apparition de l'acidité dans l'huile.

I.5.4.2.2. La teneur en eau :

Au départ, lorsque l'huile est neuve et traitée, elle a une faible teneur en eau (<10ppm pour l'huile minérale). Cette teneur va augmenter au cours de la vie du transformateur suite à la pénétration d'humidité provenant de l'atmosphère mais aussi avec la dégradation du papier.

Cette mesure est un outil indispensable pour juger de l'état de vieillissement d'une huile d'un

transformateur, d'autant plus que l'humidité est un facteur qui diminue les propriétés diélectriques d'un isolant. L'essentiel de cette analyse consiste à ramener cette teneur en eau en pourcentage de saturation par rapport à la solubilité de l'eau pour connaître l'état de l'huile.

Il a été montré que dans une huile vieillie, les produits de dégradation augmentent la quantité d'eau qu'elle peut contenir (la saturation), par suite des blocages de molécules d'eau par liaison hydrogène avec des groupements carboxyles [43]. Le comité de normalisation des spécifications CEI a d'ailleurs inclus cette remarque dans ses documents figure (I .4) [26].

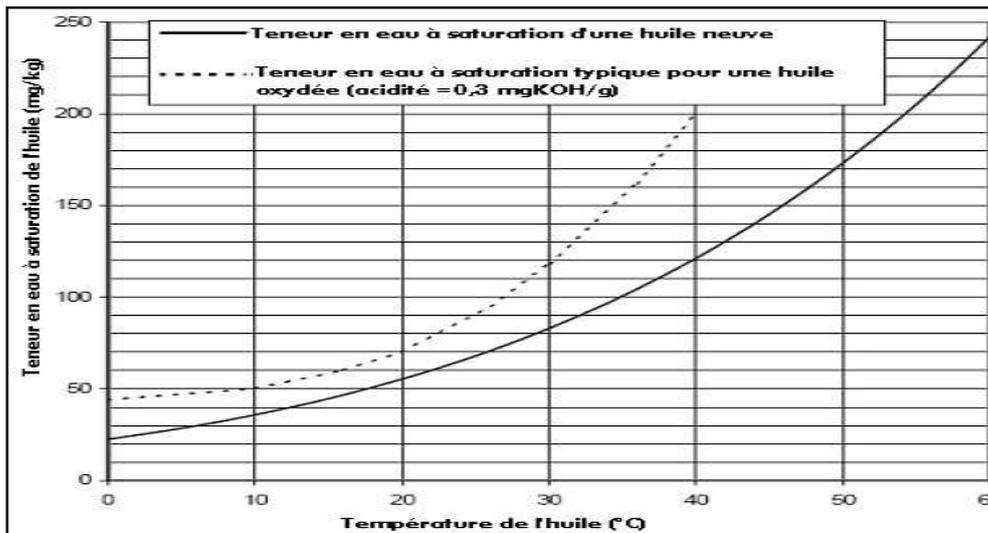


Figure (I .4) : Evolution de la teneur en eau à saturation en fonction de la température pour une huile minérale neuve et vieillie (i. e. acide)

L'eau peut être trouvée dans l'huile sous forme dissoute, sous forme dispersée (gouttelettes d'eau) ou en émulsion (apparition de deux phases non miscibles). La solubilité W_s de l'eau dans l'huile est donnée en mg/l ou ppm. Elle dépend de la température, l'état et le type de l'huile. La variation de la solubilité de l'eau dans l'huile est exprimée par:

$$W_s = W_{oil} e^{(-B/T)} \dots\dots\dots (I.4)$$

W_s : est la solubilité de l'eau dans l'huile (mg/l ou ppm),

T : est la température de l'huile (K),

W_{oil} et B : sont des constantes propres au liquide.

Plus la température augmente et plus la solubilité de l'eau dans l'huile est importante. Cette variation de solubilité avec la température peut se révéler comme problématique. En effet, lorsque l'appareil est chaud, l'eau peut se dissoudre en plus grande quantité, et lorsque l'appareil refroidit, la solubilité de l'eau diminuant à nouveau peut laisser apparaître de l'eau libre. Ainsi, il convient toujours de déterminer la solubilité de l'huile à la même température que celle à laquelle l'huile a été prélevée.

Le comité de normalisation pour les fluides électrotechniques a établi un facteur de correction [26] qui permet de ramener la valeur de la teneur en eau d'une huile minérale prélevée à une certaine température (> 20°C) à la température de 20°C pour avoir un critère de comparaison:

$$f = (2.24)^{0.04.T_s} \dots\dots\dots (I.5)$$

Où

f : est le facteur de correction,

T_s : est la température d'échantillonnage de l'huile (°C).

Cependant, cette relation (équation I.5) est encore sujette à discussion pour des raisons notamment de non reproductibilité sur toutes les huiles minérales. Au contact d'une atmosphère humide, l'eau se dissout peu à peu dans l'huile. C'est pourquoi les transformateurs dits «respirant » sont toujours munis d'un dessiccateur pour assécher l'air. La teneur en eau d'une huile est souvent exprimée par un pourcentage de saturation à une température donnée, encore appelée humidité relative:

$$\text{Saturation en \%} = (\text{Teneur en eau} / W_s) * 100 \dots\dots\dots (I.6)$$

Pour une huile minérale isolante neuve, la solubilité de l'eau est donnée par la relation suivante [26] :

$$\text{Log } W_s = 7.0895 - (1567/T) \dots\dots\dots (I.7)$$

I.5.4.2.3. La teneur en soufre :

Une huile minérale peut contenir des traces de soufre, soit sous la forme de soufre libre, soit sous forme de composés sulfurés; les premiers sont très corrosifs, les seconds le sont beaucoup moins tant que la température ne dépasse pas 100°C environ.

La présence de soufre est détectée par la corrosion d'une lame de cuivre électronique immergée dans une huile à 140 °C pendant 19 heures (norme NFT60-131 (CEI 296A)); la coloration qu'elle prend permet de juger si les composés soufrés sont corrosifs ou non [44].

I.5.4.2.4. L'acidité totale :

L'acidité représente les dérivés d'acides formés au cours du vieillissement de l'huile. Sa détermination procure le moyen le plus direct pour apprécier et suivre l'altération de l'huile.

Elle est exprimée par la mesure de l'indice d'acidité qui est le nombre de mg de KOH nécessaire pour neutraliser un gramme d'huile.

L'acidité d'une huile neuve est très faible en service. Elle est de l'ordre de 0.02 à 0.03 mg de KOH/g d'huile en service [24, 27]. Aux premiers stades d'oxydation, elle augmente pour atteindre, après un certain temps de service, une valeur où elle reste constante. Cette stabilité s'explique par les dépôts qui précipitent.

I.5.4.3. Propriétés électriques :

Les propriétés électriques des liquides dépendent de leur formulation (composition, constitution moléculaire, etc...) et de leur condition d'utilisation ou conditionnement. Par conditionnement, il faut comprendre l'élimination de tout ce qui ne constitue pas le liquide lui-même : résidus de synthèse, particules, gaz, molécules d'eau. Ces impuretés peuvent être plus ou moins éliminées par les opérations de traitement qui comprennent des phases de déshydratation et de dégazage sous vide et en température, ainsi que des opérations de filtration de l'ordre du μm [5].

I.5.4.3.1. Permittivité :

La permittivité relative ϵ_r d'un produit est définie comme le rapport entre la capacité d'un condensateur rempli de ce produit et la capacité du même condensateur vide :

$$\epsilon_r = C_p / C_0 \dots\dots\dots (I-8)$$

Dans la pratique, ϵ_r est obtenue en comparant le condensateur plein au condensateur dans l'air. L'erreur commise sur la détermination de ϵ_r est faible, puisque la permittivité relative de l'air (à 25 °C et sous pression atmosphérique) vaut 1,0005. La permittivité absolue ϵ est le produit de la permittivité relative ϵ_r par la permittivité du vide ($\epsilon_0 = 8,85 \times 10^{-12}$ F/m) :

$$\epsilon = \epsilon_r \epsilon_0 \dots\dots\dots (I-9)$$

La permittivité est une caractéristique intrinsèque d'un produit. Elle dépend essentiellement de la structure chimique et caractérise la polarité de la molécule. Dans les chaînes hydrocarbonées, les dipôles sont de faible intensité :



La permittivité des hydrocarbures est faible et voisine de 2. La présence d'hétéroatomes (oxygène, chlore...), en créant des dipôles de forte intensité, confère aux molécules une permittivité élevée. La permittivité décroît avec la température et la fréquence du courant.

Cependant, pour les produits polaires et visqueux, on observe au-dessous d'une certaine température, une brusque chute de la permittivité due à l'immobilisation des dipôles [45].

I.5.4.3.2. Le facteur de dissipation diélectrique (tan δ) :

Le facteur de dissipation diélectrique d'un matériau isolant est la tangente d'angle de pertes qui est l'angle complémentaire du déphasage entre la tension appliquée et le courant qui résulte lorsque le diélectrique se compose exclusivement du matériau isolant [46]. Sous tension alternative sinusoïdale de fréquence f et de pulsation $\omega = 2\pi f$, les pertes par conduction sont caractérisées par la tangente de l'angle de perte δ , ou facteur de dissipation (le déphasage entre courant et tension étant $(\pi/2 - \delta)$) tel que :

$$\text{Tg } \delta = \sigma / (\epsilon \epsilon_0 \omega) = 1 / (\epsilon \epsilon_0 \rho \omega) \dots\dots\dots (I-10)$$

où :

$\tan \delta$ est un nombre adimensionnel et ω représente la pulsation du réseau.

Tout diélectrique soumis à une tension continue ou alternative est toujours le siège de pertes électriques qui se traduisent par un échauffement plus au moins important du liquide.

La cause principale de ces pertes est, de toute évidence, la présence de courant qui traverse le liquide sous un champ électrique. Cette caractéristique est très sensible à la présence de produits de vieillissement de l'huile.

Il existe une relation entre le facteur de dissipation diélectrique et l'acidité de l'huile. Une acidité élevée est accompagnée par une valeur élevée de $\tan \delta$, mais l'inverse n'est pas vérifié.

Une valeur défavorable de $(\tan \delta)$ peut être due à la dissolution dans l'huile des produits qui n'ont pas pour origine l'altération de l'huile [47].

De même que la résistivité, $(\tan \delta)$ varie avec la température. Une des raisons de l'augmentation de $\tan \delta$ avec la température est l'accroissement de la mobilité des charges dans le liquide dû à la diminution de la viscosité η [1]. Une huile neuve possède un facteur de dissipation diélectrique inférieur ou égal à $5 \cdot 10^{-3}$ [48].

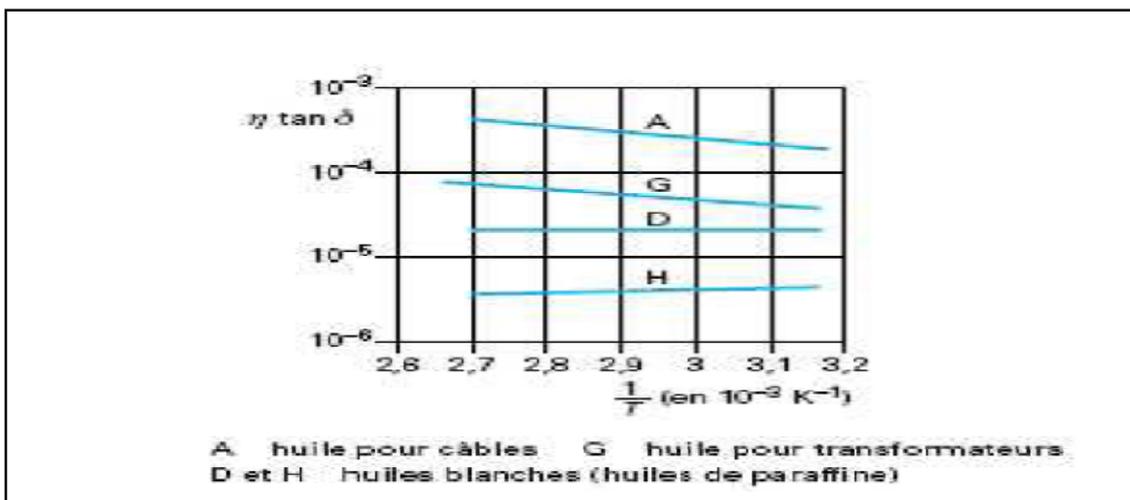


Figure (I .5) : Variation du produit $\eta \cdot \tan \delta$ en fonction de l'inverse de la température absolue pour quatre huiles différentes [49]

I.5.4.3.3. La résistivité et Conductivité :

Tout liquides ; pour être isolant électrique, doit conduire le moins possible d'électricité lorsqu'une tension lui est appliquée. Sa conductivité doit être la plus faible possible.

Tout diélectrique soumis à une tension continue ou alternative est toujours le siège de pertes électriques qui se traduisent par un échauffement plus au moins important du liquide.

La cause principale de ces pertes est de toute évidence la présence de courant qui traverse le liquide. Ce courant caractérisant la conductivité électrique du fluide est le résultat de déplacement des charges libres existantes (positive et négative), sous l'effet du champ électrique [38].

La résistivité est une propriété fortement dépendante du conditionnement. Ainsi ; la résistivité d'une huile est influencée par la présence de substances étrangères considérées comme impuretés (poussières, particules, gaz et humidité) ; qui même en quantité aussi faible que quelques ppm (mg/litre) ont une influence.

Les phénomènes de conduction dans les liquides ont fait l'objet de nombreuses études et publications [50]. Pour plus de détails sur les résultats de ces études, on se reportera à l'article Conduction électrique dans les liquides [28].

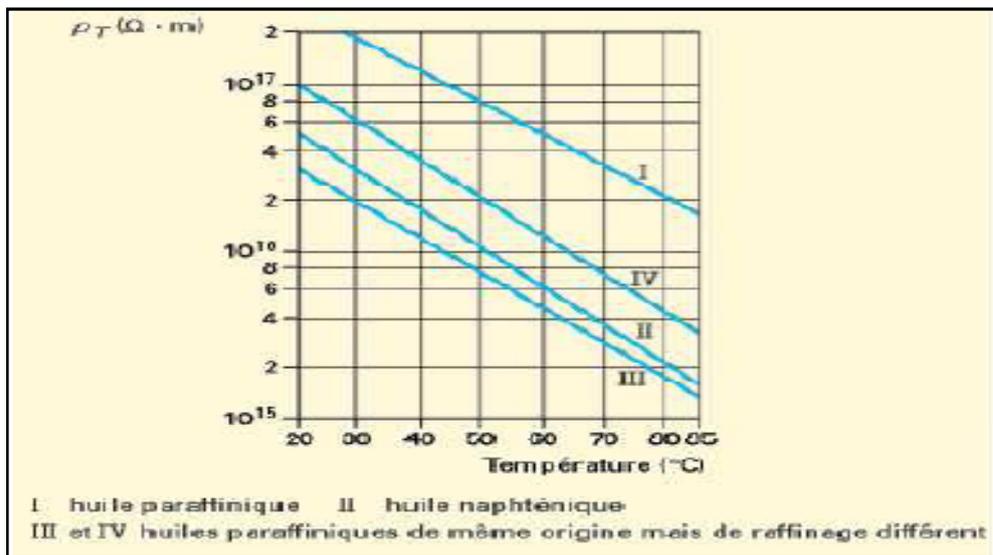


Figure (I.6) : Variation de la résistivité des différentes huiles minérales (courant continu) [51]

I.5.4.3.4. Décharges partielles :

Sous l'effet du champ électrique et des inhomogénéités locales (gaz, humidité, particules), il peut apparaître des micro-décharges qui décomposent l'huile en générant des gaz. Les gaz formés par les décharges partielles dans l'huile contiennent de l'hydrogène en très grande proportion et de petites quantités d'hydrocarbures [41]. En effet la partie d'isolation la plus faible peut claquer sans que l'isolation entière ne subisse une rupture diélectrique.

A long terme, ces décharges peuvent devenir nocives si elles tendent à se fixer sur les isolants solides imprégnés et parviennent à un niveau suffisant pour les détériorer.

I.5.4.3.5. Gassing :

On appelle gassing (en mm^3/mm), la vitesse de variation du volume de gaz pendant 120 min d'application de la tension (10 kV à $80^{\circ}C$). Si le volume de gaz augmente, le produit aura un gassing positif alors que, s'il diminue, il aura un gassing négatif.

Pour les équipements électriques, l'emploi d'imprégnant absorbant les gaz est toujours préférable.

La tension, la température et le temps d'application de la tension ont une forte influence sur le comportement d'une huile en gassing.

I.5.4.3.6. Phénomène d'électrisation statique :

Le problème de l'électrisation de l'huile dans les grands transformateurs de puissance est apparu au début des années 1970, suite au claquage d'un certain nombre d'appareils peu de temps après leur mise en service. De nombreuses études [41, 52, 53] ont montré que ces claquages étaient dus à l'apparition de charges électrostatiques créées par la circulation très rapide de l'huile à travers les enroulements.

La séparation des charges entre l'huile et les surfaces isolantes (isolants celluloses) et leur accumulation en des zones distinctes conduisent à l'apparition d'un champ électrostatique qui se superpose au champ électrique alternatif de l'appareil. Des décharges partielles ou des décharges glissantes peuvent alors survenir, voire un arc électrique, conduisant au claquage du transformateur.

Ce phénomène est principalement dû aux mouvements ioniques, entre l'huile qui est en contact avec la cellulose, cette dernière se charge en général positivement et la surface du papier négativement FigureS (I .7 - I.8) [53, 54].

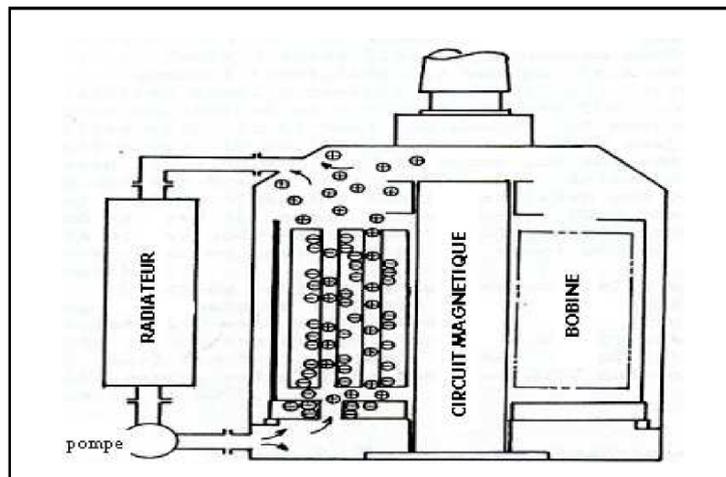


Figure (I .7) : Génération et accumulation de charges dans un transformateur

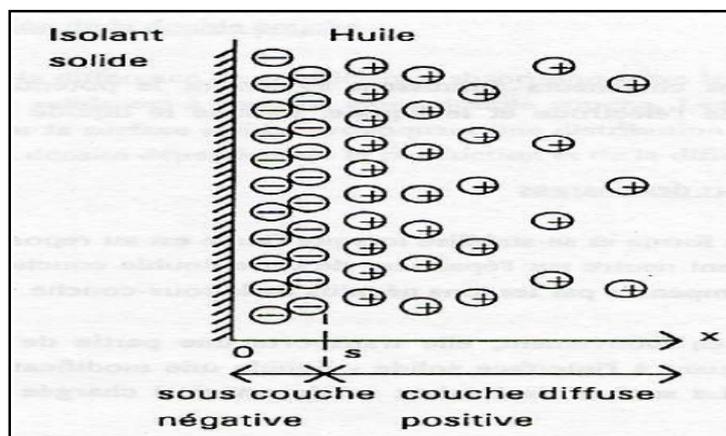


Figure (I .8) : Génération et accumulation de charges dans un transformateur de puissance

I.5.4.3.7. La rigidité diélectrique et tension de claquage :

I.5.4.3.7.1. Rigidité diélectrique :

Elle correspond à la valeur maximale du champ électrique qui peut être appliqué à un isolant sans qu'il n'y ait passage d'un arc électrique entre les deux électrodes. Toutes les huiles sont de bons isolants mais la résistance au claquage dépend de la nature de l'huile et de sa qualité. Cependant, quelque soit la qualité d'une huile, sa rigidité est influencée par la présence de polluants extérieurs qui la réduisent fortement. La détermination de la rigidité n'est en rien un critère de la qualité de fabrication de l'échantillon mais un essai conventionnel destiné à déceler son état. La norme CEI 296 recommande, pour les huiles traitées, une tension de claquage qui soit supérieure à 50 kV.

La rigidité diélectrique moyenne E_c est donnée par la relation suivante :

$$E_c = U_c / e \quad \dots\dots\dots (I-11)$$

E_c : est la rigidité en kV /mm ;

U_c : est la tension de claquage en kV ;

e : est la distance inter-électrode en mm.

I.5.4.3.7.2. Claquage des huiles minérales :

Les défaillances électriques du matériel électrique sont dues, dans une très large mesure, au claquage électrique des isolations. On désigne ainsi l'étape ultime d'une succession de processus irréversibles où tout milieu diélectrique (solide, fluide, gaz) est soudainement traversé par un arc électrique entre conducteurs soumis à une différence de potentiel [55].

La tension de claquage d'une isolation ne dépend pas uniquement des propriétés des matériaux mais d'un très grand nombre des facteurs (mise en œuvre, environnement, type de tension utilisée, etc....). Les conséquences d'un claquage sont plus ou moins catastrophiques, selon le milieu où il se produit : un milieu gazeux aisément renouvelé, peut être réutilisé après coupure de l'arc, un liquide également, quoique les bulles de gaz produites, souvent en abondance, peuvent constituer ultérieurement un danger : un solide, imprégné ou non, sera très généralement dégradé de façon irrémédiable et incapable de soutenir à nouveau la tension.

I.5.4.3.7.3. Facteurs influant sur la rigidité diélectrique des liquides :

I.5.4.3.7.3.1. Influence de la géométrie des électrodes:

La géométrie des électrodes est très importante, à cause de la rigidité qui varie avec leurs formes. Pour cela, il faut éviter la formation des pointes sur le bobinage où le champ électrique est plus intense. A cet effet, des études sont faites pour prévenir les claquages.

Les cellules utilisées pour les essais industriels (réalisé sous tension alternative 50HZ) et celles qui sont élaborées pour des études fondamentales présentent plusieurs similarités de conception et de mise en œuvre. La première (fig. I.9), de réalisation simple, est faite pour des mesures

systematiques rapides des tensions de claquage ; la distance entre électrodes est fixe (quelques millimètres à quelques centimètres). Les essais se font à température ambiante et sous pression atmosphérique, et les profils d'électrodes et leur écartement son fixé par les normes. Ces configurations d'électrodes créent un champ uniforme ou quasi uniforme. Les secondes cellules représentées sur la figure (I.10), bien plus complexes, permettent la mesure simultanée de diverses grandeurs (courant, émission lumineuse) et de faire varier plusieurs paramètres (distance entre électrodes, pression appliquée au liquide, température, rayon de courbure des électrodes) [28].

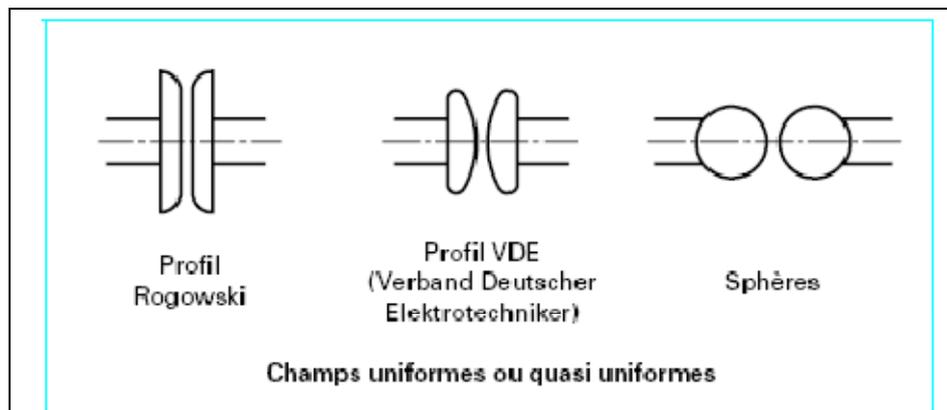


Figure (1.9) : Configurations d'électrodes utilisées pour l'étude du claquage en champs uniformes ou quasi uniformes

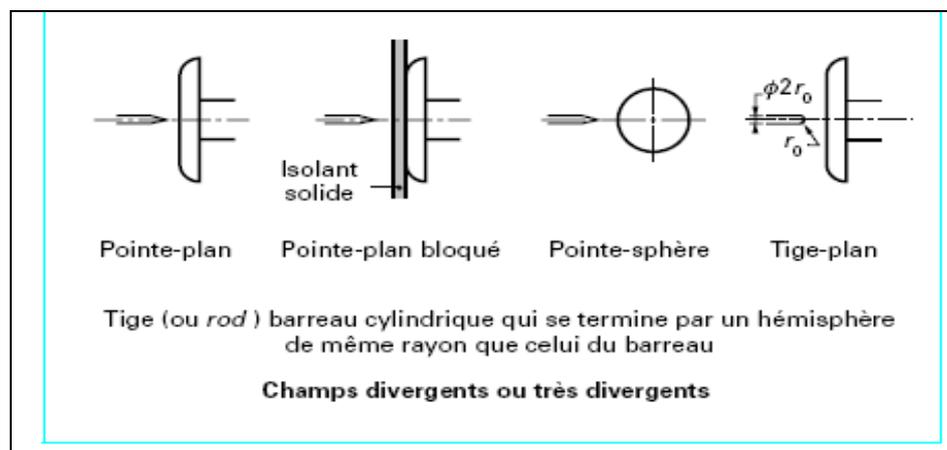


Figure (1.10) : Configuration d'électrodes utilisées pour l'étude du claquage aux champs divergents

I.5.4.3.7.3.2. Influence de l'eau sur la rigidité :

L'eau constitue un danger potentiel pour les isolations ; elle peut intervenir soit à court terme (par son action directe ou indirecte), soit à long terme (en favorisant certains processus de dégradation).

Selon les conditions expérimentales ou celles rencontrées dans la pratique, la présence d'eau a plus ou moins d'effet sur la rigidité.

En champ alternatif uniforme et sur de faibles distances (quelques millimètres), la rigidité décroît d’abord lentement quand la teneur en eau augmente, puis plus rapidement à l’approche de la saturation, comme le montre la (figure I-10); le paramètre important n’est pas la teneur absolue en eau, mais sa valeur relative, résultat vérifié non seulement dans les huiles minérales, mais également dans les liquides d’imprégnation de condensateurs : au voisinage de la saturation, des gouttelettes d’eau peuvent se former et s’allonger sous l’influence du champ ; elles se comportent comme des objets conducteurs allongés qui donnent lieu à des renforcements de champ entraînant une baisse de la rigidité. Rappelons que l’accroissement de la teneur en eau contribue à abaisser la rigidité de l’huile renfermant soit des particules de cellulose, soit même des particules de cuivre ou d’acier [56].

En champ divergent et en champ uniforme ou quasi uniforme sur une grande distance (5cm), la rigidité de l’huile n’est pratiquement pas affectée par la teneur en eau [57]. On en conclut que la génération de streamers dans ces conditions n’est pas ou peu influencée par la présence d’eau.

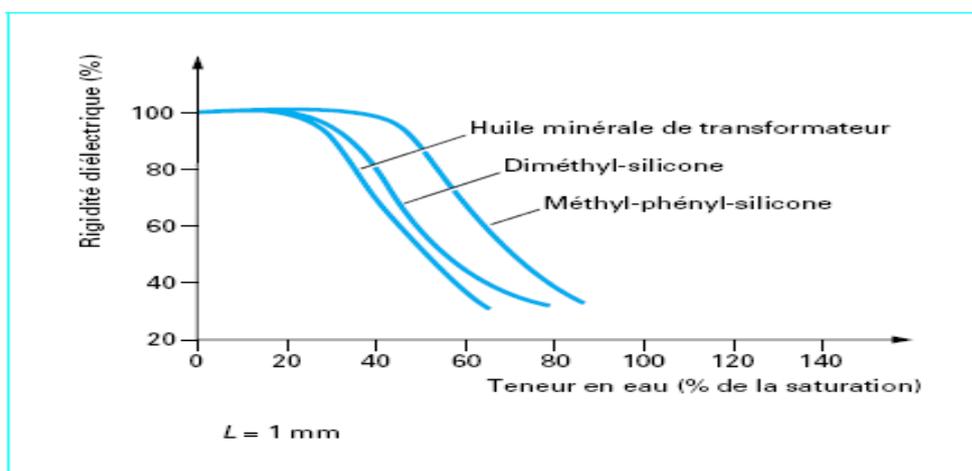


Figure (I-11) : Influence de la teneur relative en eau sur la rigidité sous tension alternative mesurée entre électrodes planes et parallèles [58]

I.5.4.3.7.3. Influence des particules :

On sait depuis longtemps que les particules, dans la pratique industrielle, sont l’une des causes majeures d’abaissement de la rigidité, qu’il s’agisse de liquides mais aussi de gaz et de solides, sous tension alternative, continue et même impulsionnelle, surtout en champ uniforme (ou quasi uniforme).

Un liquide en service peut contenir des particules très diverses par la taille, la forme et la nature (particules organiques, minérales, isolantes, conductrices). Dans les grands volumes d’huile, leurs dimensions peuvent atteindre plusieurs centaines de micromètres ; de manière générale, les particules submicroniques, omniprésentes, sont difficiles et même impossibles à identifier et à compter.

L'influence de ses particules a été principalement mise en évidence en mesurant l'évolution des tensions de claquage soit en améliorant la filtration, soit en ajoutant au liquide des concentrations connues de petites particules ($l \leq 50 \mu\text{m}$) [39]. Le danger qu'elles présentent dépend fortement de leur nature et de leur forme.

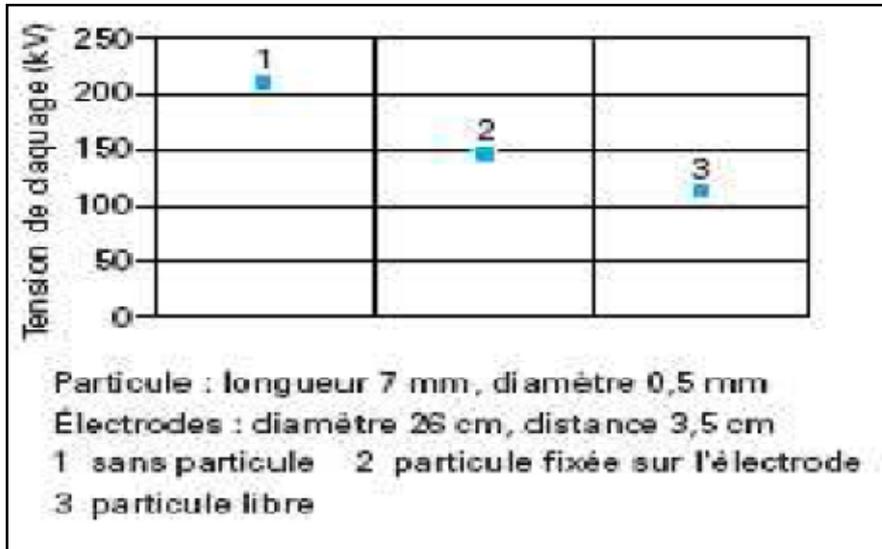


Figure (I.12) : Influence de la présence d'une particule métallique sur le claquage d'une huile minérale en champ uniforme [59]

I.5.4.3.7.3.4. Influence de la température :

L'augmentation de la température entraîne la diminution de la rigidité diélectrique de l'huile [60]. Elle agit indirectement par la modification de la permittivité, de la résistivité et du facteur de dissipation diélectrique entraînant très probablement un phénomène du type claquage thermique.

La quantité de gaz dissous augmente avec la température provoquant des décharges partielles et des réactions chimiques avec le milieu. Les gaz le plus souvent rencontrés sont : L'hydrogène, le méthane, l'éthane, l'éthylène, l'acétylène, etc....

La concentration d'un gaz dans l'huile et sa pression dans la phase gazeuse satisfait la loi de HENRY dépendant de la température :

$$C_i = K_i P_i \dots\dots\dots (I-12)$$

$$K_i = A_i E_i^{(B/T)} \dots\dots\dots (I-13)$$

Avec :

C_i : concentration du gaz (en $\mu\text{g/g}$) ;

A_i : constante ($\mu\text{moles/g/atm}$) ;

p_i : pression (en mm Hg) ;

B_i : constante (en Kelvin) ;

T : température (en Kelvin).

On peut aussi noter que la température peut accélérer des réactions chimiques avec le milieu ambiant (oxygène de l'air) ou avec des impuretés présentes dans le liquide et ainsi diminuer la durée de vie [61, 62]. Selon la norme CEI 354, un dépassement de 6°C permanent réduit de 50% la durée de vie du transformateur [63].

I.5.4.3.7.3.5. Influence du nombre de claquages :

Il a été observé par plusieurs chercheurs, que la tension de claquage de l'huile, dans un système de configuration donnée, augmentait en fonction du nombre d'essais, restait ensuite constante et puis diminuait [34].

Ceci peut être expliqué par l'élimination, des bulles de gaz et des gouttelettes d'eau suspendues, par les premiers claquages. Cependant des claquages répétés et nombreux détériorent le liquide [64].

I.5.4.3.7.3.6. Influence de la formation des gaz :

Dans un appareil dont l'isolation comporte de l'huile, la présence de points trop chauds, de décharges partielles ou d'un arc électrique se traduit par la décomposition de l'huile et la formation de gaz. Ces gaz, en partie se dissolvent dans l'huile et en partie s'en dégagent, pour venir se rassembler soit en certains points de l'appareil, soit comme c'est souvent le cas dans des accessoires spécialement conçus pour les collecter. La nature des gaz formés, leurs proportions relatives, la vitesse du dégagement gazeux varient avec la nature et l'intensité du défaut qui leur donne naissance et d'autre part avec la constitution de l'isolation détériorée. L'analyse des gaz dégagés ou dissous peut donc, dans une certaine mesure servir à caractériser le défaut et sa gravité [65].

I.6. Définition et présentation des différents types et causes de vieillissement :

On peut appeler vieillissement toute évolution lente et irréversible (dans les conditions d'utilisation), d'une ou de plusieurs propriétés du matériau considéré.

Cette évolution peut résulter de modifications de la structure des macromolécules qui assurent sa cohésion mécanique, de sa composition, ou de sa morphologie.

Le vieillissement pose bien entendu des problèmes lorsqu'il se traduit par une altération des propriétés fonctionnelles comme l'aspect, la résistance mécanique, ou des propriétés plus spécifiques de l'utilisation (isolation électrique, toxicité, etc...).

Le vieillissement peut être :

- **naturel** : vieillissement d'un matériau soumis à l'influence des éléments naturels (intempéries, ect...) ou bien un vieillissement d'un matériau dans ses conditions d'utilisation ;
- **accélééré** : vieillissement réalisé dans des conditions telles que la durée de vie sont raccourcies ;
- **artificiel** : cas particulier du vieillissement accéléré réalisé dans des appareils de vieillissement simulant de façon plus ou moins fidèle un (climat) naturel.

I.6.2. Différents types de vieillissement : [44]

I.6.2.1. le vieillissement thermique :

Provoqué par l'action de longue durée de hautes températures sur le diélectrique. Le vieillissement thermique dépend de la structure du diélectrique. La dégradation de matériaux est activée par la présence d'oxygène. Les principaux processus de vieillissement thermique sont :

- La rupture des chaînes multimoléculaires, accompagnée par une dégradation des propriétés électriques et mécaniques ;
- Le dégagement de gaz à faible poids moléculaire ;
- L'oxydation conduisant à l'apparition d'acides carboxyliques.

I.6.2.2. Vieillissement électrochimique :

Le processus de vieillissement électrochimique a lieu surtout sous l'action d'une tension continue de longue durée d'application, ainsi qu'une tension alternative de faible fréquence. Le courant de fuite circulant à travers le diélectrique a un caractère électrolytique, lié au transfert d'ions. Ces ions peuvent être métalliques ou pas :

- Les ions non métalliques se déchargent au niveau des électrodes et peuvent former des substances actives se combinant avec le diélectrique.
- Les ions métalliques peuvent, après neutralisation, pénétrer dans le diélectrique et y créer souvent des chemins conducteurs (dendrites).

Lors du processus du vieillissement électrochimique, la température du diélectrique augmente ; cette augmentation engendre non seulement une augmentation de la conductivité du matériau, mais aussi une activation des réactions chimiques qui sont la cause du vieillissement. Pour retarder le vieillissement électrochimique, on utilise des « stabilisateurs », qui empêchent la formation d'acides. Le vieillissement électrochimique est le plus souvent observé dans l'isolation à papier imprégné des diélectriques chlorés.

I.6.2.3. Vieillissement par décharges partielles :

Les décharges partielles peuvent être internes ou bien externes. Dans le premier cas, elles se produisent à l'intérieur du matériau, et dans le second, à la surface de séparation du matériau avec d'autres milieux. Dans le dernier cas, on parle de décharges superficielles. Le terme DP externe est très rarement utilisé pour désigner des décharges incomplètes dans les gaz.

La décharge partielle interne apparaît dans les cavités gazeuses que renferme accidentellement l'isolation. D'une manière plus générale, elles sont provoquées par toutes sortes d'impuretés. Il est très compliqué d'étudier le vieillissement par décharge partielle, car il se fait en même temps que les autres types de vieillissement.

I.6.2.4. Vieillessement électrique :

Le vieillissement électrique des diélectriques en HT est le facteur principal qui limite la durée de vie de leurs propriétés et les fiabilités des systèmes où ils sont utilisés. Malgré toutes les précautions prises durant les différentes phases de mise en œuvre et de construction des systèmes, dans quelques cas les isolants se détériorent avec le temps conduisant à une rupture totale, pas seulement la nature du diélectrique en question mais également les conditions où il est utilisé.

Le mécanisme de claquage électrique et dans beaucoup de cas basé sur le phénomène d'avalanche électrique. Un électron issu de l'électrode acquiert suffisamment d'énergie pour libérer un second électron dans le diélectrique.

L'effet d'avalanche commence alors puisque chacun des deux électrons peut à nouveau libérer d'autres électrons et ainsi de suite jusqu'au claquage du diélectrique.

I.6.3. Les causes de vieillissement des huiles isolantes : [5]

Les principaux agents présents dans les transformateurs, susceptibles de dégrader les huiles isolantes et la cellulose, sont l'oxygène et l'humidité. L'oxygène est présent sous forme dissoute dans l'huile et l'humidité est présente dans le papier (même après séchage, il reste de l'humidité, supérieure à 0.2% en masse). Ses sources de vieillissement sont d'autant plus présentes dans le cas des transformateurs de puissance, qui sont dits « respirant » en contact avec l'atmosphère par l'intermédiaire d'un conservateur et d'un dessiccateur.

L'oxygène et l'humidité amènent respectivement la dégradation de l'huile par oxydation et hydrolyse. A ces deux facteurs de vieillissement « naturels », s'ajoutent deux autres catalyseurs non négligeables qui sont la température et le champ électrique. Enfin, la présence des matériaux de construction de l'appareil, tels que le fer, le cuivre ou la cellulose, vient s'ajouter aussi comme catalyseur de vieillissement. La figure (I-13) résume succinctement le mécanisme de dégradation des isolants électriques des transformateurs de puissance.

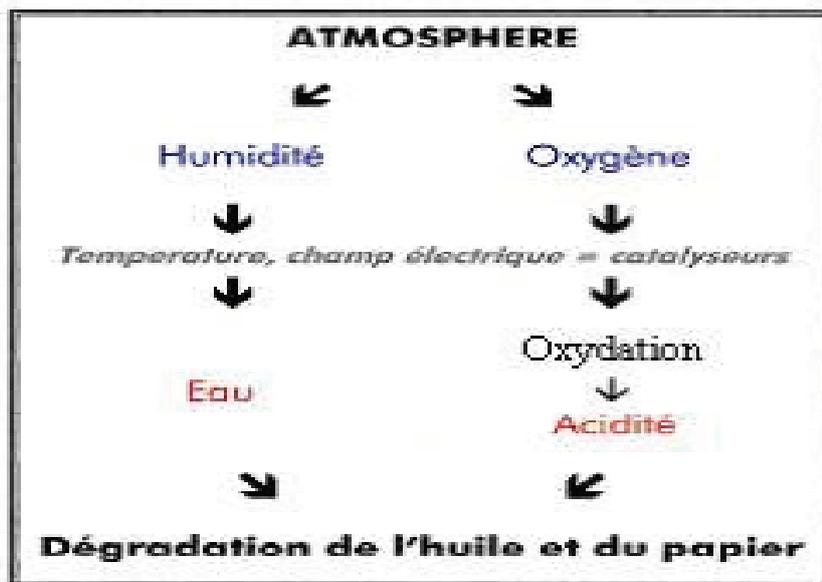


Figure (I-13)- Synthèse du mécanisme principal de dégradation des isolants électriques, dans un transformateur de puissance dit « Respirant ».

I.7. Avantages et inconvénients des huiles minérales isolantes :

I.7.1. Avantage et utilité des huiles minérales isolantes :

Les transformateurs remplis d'huile immergés ont été développés depuis plus d'un siècle. Cette technologie est toujours très utilisée, dans les transformateurs de puissance. Contrairement aux transformateurs de distribution qui peuvent être secs aussi, différentes raisons expliquent cette préférence :

- Par rapport aux solides, les liquides refroidissent et isolent à la fois le transformateur. Ainsi, les transformateurs immergés sont plus compacts que les transformateurs secs de même puissance ;
- Les solides permettent d'obtenir des performances diélectriques équivalentes aux liquides, mais à des coûts beaucoup plus élevés ;
- Les isolants solides utilisés seuls présentent des risques énormes aux décharges partielles (inclusions gazeuses) pour les niveaux de tension des transformateurs de puissance. Les analyses d'huiles (teneur en eau, analyse de gaz...etc.) permettent de diagnostiquer l'état du transformateur, à moindre coût ;
- Les transformateurs immergés sont moins bruyants que les secs et provoquent ainsi moins de nuisance sonore ;
- L'huile minérale et particulièrement les huiles minérales naphténiques, ont une faible viscosité comparée aux autres huiles isolantes pour transformateurs. Ceci permet une bonne évacuation de la chaleur et un démarrage à froid correct, mais aussi une bonne imprégnation des isolants celluloseux.

I.7.2. Inconvénients de l'utilisation des huiles minérales :

L'un des inconvénients des huiles minérales est leur inflammabilité. En effet, ces huiles possèdent un point éclair relativement bas (entre 140 et 150°C). Ceci pose alors un problème pour les appareils installés près de la population tels que les transformateurs de traction ou de distribution.

Ce problème est moins important pour les gros transformateurs de puissance qui sont en général installés loin de la population. Cependant, il reste toujours grave du fait que ces derniers peuvent provoquer d'importants dégâts aux installations qu'ils alimentent : centrale nucléaire, industries et les particuliers.

Les principaux problèmes en rapport avec la toxicité sont liés au fait que certaines molécules polyaromatiques contenues dans les huiles minérales sont classées comme cancérigènes. Du point de vue écotoxicité, les huiles minérales peuvent être néfastes à l'environnement lorsqu'il y a des fuites au niveau du transformateur, dans le sens où elles sont potentiellement cumulables (bioaccumulation, contamination de la chaîne alimentaire possible).

I.8. Conclusion :

La recherche bibliographique répartie sur notre premier chapitre nous a permis d'acquérir des connaissances sur les huiles isolantes en général, de l'huile minérale pour transformateur en particulier, et d'approfondir la compréhension sur les études de la variation des paramètres électriques et physico-chimiques des huiles minérales et de la complexité des phénomènes intervenant dans le claquage des diélectriques liquides. En effet, une bonne compréhension de ces derniers, fait appel à des connaissances de disciplines diverses telles que l'influence de la température et le nombre de claquages sur l'état de dégradation de l'huile minérale isolante.

Donc, il n'est pas évident de comprendre ce qui se passe dans notre échantillon d'huile avant de continuer notre étude sur ce dernier. Pour une meilleure compréhension, nous présentons dans le chapitre II les dispositifs expérimentaux et techniques d'essais et de mesure.

CHAPITRE 2
DISPOSITIFS EXPERIMENTAUX
ET TECHNIQUES DE MESURE

II.1 Introduction

L'analyse diélectrique de maintenance n'est pas un critère de la qualité de fabrication des fluides isolants, mais un essai conventionnel destiné à déceler leur état plus ou moins grand de pollution physique, par de l'eau, d'autres matières en suspension ou des gaz. Elle peut conclure ou non à l'opportunité d'effectuer un traitement de séchage, filtration et dégazage sur les appareillages concernés.

II.2 Importance de l'échantillonnage

La valeur des résultats des essais dépend en grande partie de la stricte observation des conditions d'échantillonnage. Il est donc indispensable d'effectuer les prélèvements avec les précautions voulues, afin que les échantillons soient réellement représentatifs du fluide contenu dans le matériel. En effet, une méthode de prélèvement appliquée à la légère, ou la contamination du matériel nécessaire au prélèvement et du récipient contenant l'échantillon, conduisent à des conclusions erronées en ce qui concerne la qualité. Elles entraîneront une perte de temps, des efforts et des frais occasionnés par le prélèvement, le transport et les essais de l'échantillon.

Il est fortement recommandé de suivre scrupuleusement les modes opératoires et des précautions décrits dans les normes citées plus bas. Les prélèvements ne doivent être effectués que par des personnes dûment habilitées (sécurité et risques électriques) et parfaitement informées des normes et procédures d'échantillonnage et prélèvements.

L'interprétation des résultats d'analyse et leur signification sont nettement améliorées si on utilise le même type de matériel et les mêmes techniques de prélèvement durant toute l'opération d'échantillonnage.

Dans ce chapitre, nous allons présenter les différentes procédures qui permettent de déterminer les propriétés physico-chimiques, électriques et thermiques de l'huile isolante selon des normes internationales. (Voir normalisation)

II.3 Procédure d'échantillonnage

II.3.1 Avant l'échantillonnage

- s'assurer du respect des consignes de sécurité et de prévention des risques électriques.
- la norme CEI 60475 en vigueur impose que les prélèvements soient effectués par un personnel qualifié.

- remplir soigneusement la fiche de prélèvement et étiquette.
- porter les équipements de protection (gants, lunettes).
- sauf agrément et qualification spécifique, il est recommandé d'effectuer les prélèvements hors tension.
- effectuer le prélèvement le plus rapidement possible après la mise hors tension de l'installation et noter la température du fluide.
- vérifier que le niveau du fluide est apparent et satisfaisant.
- vérifier l'absence de surpression dans le matériel.
- éviter le prélèvement en plein air en cas de mauvais temps (pluie, brouillard, grand vent).
- s'assurer que le prélèvement est effectué par une personne compétente ou uniquement sous le contrôle direct d'agents responsables, qualifiés et expérimentés dans la manipulation d'huile isolante.
- utiliser uniquement des récipients secs et propres.
- veiller tout particulièrement à l'absence dans le matériel de prélèvement et des récipients de toute trace d'impuretés solides, comme poussières, fibrilles. L'emploi de chiffons pour le nettoyage est particulièrement déconseillé.
- s'assurer que toutes les précautions nécessaires pour éviter la pollution de l'environnement ou les risques liés à la sécurité sont strictement respectées.
- n'utiliser que du matériel à usage unique.
- selon la norme, l'échantillonnage est à prélever à l'endroit où le fluide est censé être le plus dégradé. En partie basse de la cuve de préférence quand cela est possible.
- vérifier la propreté des endroits ou orifices de prélèvement. Ne pas utiliser de chiffon pelucheux. Laissez couler le fluide (vanne basse) avant l'échantillonnage (purge). Recueillir ce fluide dans un bidon (déchets).
- Agir très méthodiquement, dans les règles et sans précipitation.
- Lorsque le transformateur est muni d'une vanne basse (ou de prélèvement) l'échantillonnage est possible sous tension (pour des personnes expérimentées et habilitées). Lorsqu'il n'existe pas de vanne, le prélèvement est réalisable :

1. au niveau du DGPT (direction générale poste transformation) sous tension et lorsque le transformateur est équipé d'un capot de protection BT (basse tension).
2. Hors tension : par un orifice situé sur la plateforme (vérifier l'absence de surpression et absence de conservateur).

II.3.2 Après l'échantillonnage

- Veiller à éviter toute introduction de substances étrangères
- Refermer le flacon et seringue aussitôt après le prélèvement
- Vérifier l'étanchéité et absence de fuite, essuyer soigneusement
- Refermer l'orifice de prélèvement
- Bien vérifier le non écrasement des joints, vérifier l'étanchéité
- Nettoyer les orifices de prélèvement ainsi que le flacon ou seringue
- Conserver l'échantillon à l'abri de la lumière
- Etiqueter le flacon ou la seringue en notant les références de l'appareil
- Finir la rédaction du bordereau de prélèvement
- Envoyer le prélèvement au laboratoire d'analyse le plus rapidement possible
- Faire des vérifications de sécurité

Remarque :

- Le matériel de prélèvement, à usage unique, sera renouvelé à chaque transformateur.
- Il est rappelé que quelque soit le volume nécessaire aux essais envisagés (3 fois minimum le volume requis) tous les récipients d'échantillonnage doivent être remplis à 98 % de leur capacité.

II.4 Dispositifs d'appareillage

II.4.1 Couleur (ASTMD 1500) [67]

II.4.1.1 Principe

La couleur d'une huile est déterminée en lumière transmise et exprimée par un nombre obtenu en comparaison avec une série de couleurs normalisées (Tableau (II.1)). L'indice de couleur de l'huile est de 0.5 à 8.

II.4.1.2 Appareillage

- Colorimètre.
- Cuve en quartz.
- Afficheur.
- Clavier.



Figure (II.1) : Appareil de mesure de la couleur

II.4.1.3 Mode opératoire

- Remplir la cuve d'essai avec une quantité d'huile à analyser.
- Vérifier que les fenêtres d'extrémité de la cuve de l'échantillon sont propres.
- Tenir la cuve par les cotés.
- Attendez que l'échantillon se dépose, en donnant aux bulles d'air le temps de se disposer.
- Placer la cuve dans le colorimètre.
- Appuyer sur la touche READ.
- Lire la valeur de la couleur qui est affichée sur l'écran.

Le résultat de la mesure est affiché sur l'écran d'affichage. Vérifier que la valeur chromatique est comprise dans les tolérances spécifiées dans la plage de valeur précisée dans le certificat de conformité.

Le tableau (II.1) présente les correspondances entre les numéros et les couleurs :

Tableau (II.1) : Numéro significatif pour chaque type de couleur [67]

| Numéro | couleur |
|--------|-------------------|
| <0.5 | Blanc pur |
| 1.5 | Blanc crème |
| 2 | Extra pale |
| 2.5 | Citron extra pale |
| 3 | Citron pale |
| 3.5 | Orange extra pale |
| 4 | Orange pale |
| 4.5 | Orange |
| 5 | Rouge clair |
| 6 | Rouge foncé |
| 7et8 | Rouge bordeaux |

II.4.2 Teneur en eau (CEI 60814 [68] et NF C 27 222/CEI 422 [26])

II.4.2.1 Principe

Réaction de l'eau avec une solution d'iode et de dioxyde de soufre (anhydre sulfureux) dans un mélange de pyradine et de méthanol (réaction de K.FISCHER)



II.4.2.2 Appareillage

1. Seringue en verre
2. Colorimètre **KARL FISHER** de marque BAUR composé de :
 - Imprimante incorporée, menu d'affichage, touches de commande et d'un clavier
3. Le vase de titrage est composé de :

- Tube de séchage, d'une électrode génératrice, d'une électrode indicatrice, d'un barreau d'agitation magnétique et d'un bouchon avec septum.



Figure (II.2) : Appareil de mesure de la teneur en eau

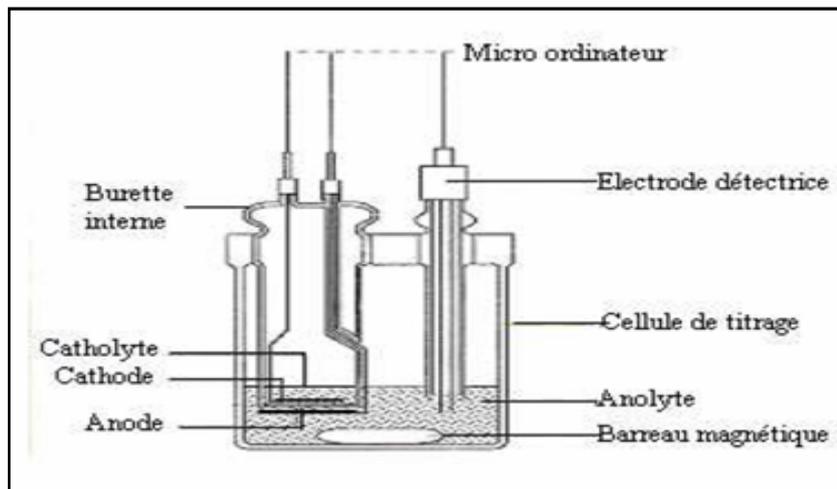


Figure (II.3) : Cellule de mesure de coulométrie [26]

II.4.2.3 Mode opératoire

- Appuyer sur la touche STAR, l'afficheur demande d'attendre ; lorsque le dérivé atteint une valeur stable (l'appareil se stabilise), un bip sonore se fait entendre et l'indication « prêt à doser » est affichée
- L'introduction de l'échantillon se fait à travers le septum avec une seringue en verre de haute précision.
- Rincer la seringue avec l'huile à analyser avant l'injection.
- Remplir la seringue avec l'huile.
- Peser la seringue.
- Appuyer sur la touche STAR pour pouvoir injecter l'huile.
- Injecter une certaine quantité d'huile.
- Repeser la seringue et introduire le poids de l'huile injectée en utilisant le clavier.
- Appuyer sur touche ENTER.
- La valeur de la teneur en eau en ppm est affichée sur l'écran et le résultat est imprimé sur l'imprimante incorporée.
- Trois essais sont réalisés.
- La teneur en eau est la moyenne arithmétique des valeurs trouvées pour les trois essais.

II.4.3 Tension de claquage [26]

II.4.3.1 Principe

L'huile en essai est soumise à un champ alternatif croissant, obtenu par augmentation de la tension à vitesse constante jusqu'à l'obtention du claquage.

II.4.3.2 Appareillage

L'appareil utilisé pour la mesure de la tension de claquage est appelé **Spintermètre** de marque BAUR, il est composé de :

- Le capot de protection.
- Une cellule d'essai en matière moulée transparente de 0.4 litre avec couvercle.

- Deux portes électrodes et deux électrodes constituées par deux sphères en laiton poli de 12,5 mm de diamètre écartées l'une de l'autre de 2,5 mm.
- Alimentation en tension (câble de raccordement au secteur).
- Transformateur haute tension.
- Jeu de jauges d'épaisseur pour le réglage de l'écart entre les électrodes.
- Imprimante à papier normal.
- Panneau de commande.
- Agitateur magnétique.

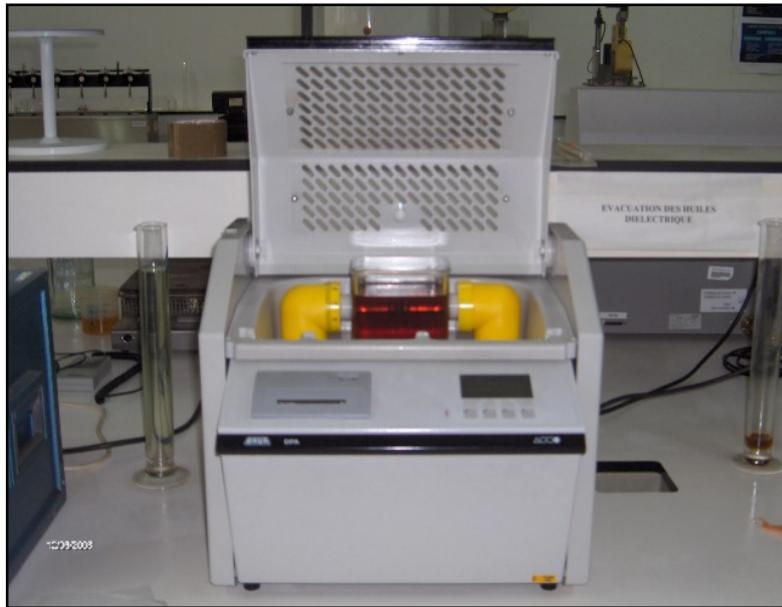


Figure (II.4) : Appareil de mesure de la tension de claquage (Spintermètre)

II.4.3.3 Mode opératoire

- Ouvrir le capot de protection
- Régler l'écart entre les deux électrodes à 2,5 mm
- Rincer la cuve et les électrodes avec l'huile à analyser.
- Remplir la cuve avec l'huile de façon à éviter la formation de bulles d'air, jusqu'à ce que le niveau d'huile dépasse d'environ 20mm la partie supérieure des électrodes.

- Remuer éventuellement la cuve d'essai plusieurs fois de manière à obtenir une répartition homogène des impuretés contenues dans l'huile isolante de façon à éviter la formation de bulles d'air.
- Placer la cuve dans le Spintermètre.
- Fermer le capot de protection.
- Ouvrir le panneau de commande.
- Régler le spintermètre selon la norme CEI 156 [69].
- Appuyer sur la touche **STAR** pour commencer les essais.
- On effectue six essais consécutifs pour un même remplissage de la cuve du spintermètre, avec un temps de repos de 2 minutes entre deux essais.
- La tension de claquage est la moyenne arithmétique des valeurs trouvées pour les 5 derniers essais ; cette valeur est affichée sur l'afficheur.
- **La rigidité diélectrique (Re) :**
C'est la valeur du champ électrique correspondant à la tension de claquage exprimée en kV /cm (où Tc est la tension de claquage).

$$RE = (4,5 \times Tc) + 5 \dots \dots \dots \text{II-1} \quad \text{RE : RIGIDITE DIELECTRIQUE}$$

Tc : tension de claquage

II.4.4 Les pertes diélectriques (CEI 247) [70]

II.4.4.1 Principe

Le système de mesure DTL mesure les valeurs de $\tan \delta$ avec le plus grand degré de précision. Il détermine des caractéristiques comme le degré de pureté, la teneur en eau et le degré de vieillissement des liquides isolants.

II.4.4.2 Appareillage

La mesure des pertes diélectriques se fait au moyen d'un appareil de marque BAUR DTL constituée de :

- Panneau de commande constitué d'un clavier et un afficheur.
- Un capot de protection.

- La cellule de mesure.
- Touche de vidange de la cellule de mesure.
- Imprimante matricielle.
- Alimentation en tension (câble de raccordement au secteur).



Figure (II.5) : Appareil de mesure des pertes diélectrique

II.4.4.3 Mode opératoire

- Régler le DTL selon la norme CEI 250 [71].
- Remplir la cellule en versant lentement et de manière continue l'huile.
- Appuyer sur le bouton de la vanne d'évacuation pour le rinçage de la cellule qui se fait au moins 3 fois.
- Remplir la cellule de mesure avec l'huile à mesurer.
- Fermer et verrouiller le capot de protection.
- Appuyer sur la touche **STAR**.
- L'huile à analyser est chauffée jusqu'à la température de mesure qui est de 90°C.
- Les résultats sont affichés et imprimés automatiquement sur l'imprimante.

II.4.5 La densité (NF ISO 279) [72]

II.4.5.1 Principe

Le densimètre donne directement par simple lecture, pour une mesure faite à 15°C, la valeur de la masse volumique.

II.4.5.2 Appareillage

- Densimètre : choisir un densimètre approprié à la tension superficielle de l'huile à examiner.
- Eprouvette cylindrique de 250 ml, le diamètre de l'éprouvette doit être de plusieurs millimètres plus grand que le densimètre.
- Thermomètre avec une précision de 0.2°C



Figure (II.6) : Appareillage de mesure de la densité (éprouvette, densimètre et thermomètre)

II.4.5.3 Mode opératoire

- Laisser le liquide atteindre l'équilibre thermique du milieu ambiant et le verser dans l'éprouvette. Éviter la formation de bulles d'air dans le liquide.
- Noter la température du liquide à 0.2°C près.
- Introduire soigneusement le densimètre dans l'huile, le maintenir par le sommet de la tige.
- Relâcher le densimètre lorsqu'il est approximativement dans sa position d'équilibre.

- Effectuer la correction pour la différence entre la température du liquide et celle de référence du densimètre (15°C), ensuite celle de la masse volumique.

II.4.6 Acidité (NF T 60-112 [73] et CEI 422/ NF C 27 222) [26, 74]

II.4.6.1 Principe

La prise d'essai est dissoute dans un mélange de toluène et d'alcool isopropylique. La solution homogène obtenue est titrée avec du KOH, en présence de bleu alcalin comme indicateur.

II.4.6.2 Appareillage

- Burette en verre de 2 ml graduée en dixièmes de millilitres, une fiole conique de 250ml bouchée à l'émeri, une éprouvette et une balance.



Figure (II.7) : dispositif de mesure de l'acidité

II.4.6.3 Réactifs

- Ethanol 96°
- KOH : Solution d'Hydroxyde de potassium. (0.1N)
- Bleu alcalin

- Toluène
- HCL : solution d'acide chlorhydrique (0.1N)

II.4.6.4 Mode opératoire

Préparation des solutions :

- Solution de titrage : Mélanger trois volumes de toluène et deux volumes de l'éthanol, ajouter 2 ml d'une solution indicatrice.
- Solution indicatrice : Elle contient 2 g de bleu alcalin dissous dans 100 ml d'éthanol contenant 1 ml de HCL 0.1 mol/l.

L'essai consiste à suivre les étapes suivantes :

- Verser 50 ml de solution de titrage dans une fiole conique
- Neutraliser le HCL (contenu dans la solution de titrage) avec KOH 0.1N
- Ajouter à la solution ainsi obtenue la prise d'essai
- Neutraliser avec KOH jusqu'au virage
- Noter le volume de KOH versé
- L'indice d'acide **Ia** est calculé selon la formule suivante :

$$\mathbf{Ia = \frac{A \times N \times 56,1}{M} \dots\dots\dots II-2}$$

A : volume de la solution de potasse (millimètres) utilisé pour titrer la prise d'essai.

N : normalité de la solution de potasse.

M : masse, en gramme, de la prise d'essai qui est de :

- 10g pour les huiles diélectriques
- 5 g pour les huiles de graissage.

II.4.7 Viscosité (ASTMD 445) [75]

II.4.7.1 Principe

Il consiste à mesurer le temps nécessaire mis par un volume déterminé de prise d'essai, contenu dans un tube capillaire (calibré) en verre immergé dans un bain d'huile maintenu à une température exactement contrôlée, pour s'écouler sur une distance bien définie.

La viscosité cinématique V est calculée à partir de la formule suivante :

$$V = C \times T \dots\dots\dots \text{II-3}$$

Où :

C : constante du tube capillaire utilisé.

T : temps d'écoulement observé en seconde.

II.4.7.2 Appareillage

La viscosité se mesure au moyen d'un appareil appelé viscosimètre composé de :

- Bain d'huile de silicone qui permet d'immerger les tubes capillaires.
- Thermomètre.
- Les tubes de type UBBELOHDE.
- Une résistance de chauffage.
- Chronomètres.
- Un régulateur de température.



Figure (II.8) : Appareil de mesure de la viscosité
Cinématique absolue

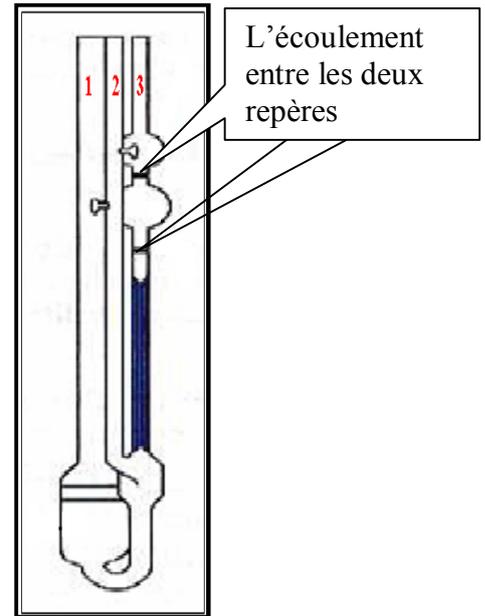


Figure (II.9) : Capillaire Ubbelhode

II.4.7.3 Mode opératoire

- Chauffer le bain d'huile à la température d'essai voulue.
- Choisir le tube capillaire (équipé d'un support) propre et sec avec une constante correspondant au grade de l'huile.
- Verser une quantité d'huile dans le réservoir du tube capillaire, en inclinant l'instrument d'un angle de 30°C par rapport à la verticale jusqu'à une hauteur limitée par deux traits.
- Tremper le tube capillaire dans le bain et le laisser pendant le temps requis (15 à 20 minutes) pour atteindre l'équilibre de la température d'essai.
- Aspirer un volume de la prise d'essai du tube jusqu'à un niveau déterminé
- Mesurer en seconde le temps d'écoulement de l'huile entre les deux points déterminés.

II.4.8 Point d'éclair (Norme ASTM D93) [76]

II.4.8.1 Principe

Le produit à essayer est chauffé progressivement et sans interruption à l'allure de 2 à 3°C par minute. La plus basse température à laquelle la flamme de la veilleuse provoque l'inflammation des vapeurs émises est le point d'éclair en vase clos du produit considéré.

II.4.8.2 Appareillage

Le point d'éclair se détermine à l'aide d'un appareil de marque **PETROTEST**

Il comprend essentiellement :

- Tête multi fonction
- Multi détecteur
- Agitateur
- Coupe à essai avec couvercle (creuset)
- Allumeur (gaz)
- Afficheur
- Interrupteur
- Connexion gaz



Figure (II.10) : Appareil de mesure du point d'éclair

II.4.8.3 Mode opératoire

- Allumer l'appareil et l'alimenter avec le gaz naturel.
- Remplir le creuset jusqu'à ce que le produit atteigne le niveau de remplissage gravé à l'intérieur du creuset.
- Poser le creuset au centre de la plaque chauffante ménagée à cet effet.
- Poser le couvercle sur le creuset.
- Régler la flamme.
- Régler la consigne de température d'inflammation de démarrage de l'essai
- Démarrer l'opération en actionnant la touche RUN.
- Dès qu'un éclair se produit, un bip sonore nous indique la fin de l'essai.

II.5 Conclusion

Ce chapitre nous a permis de conclure ce qui s'en suit :

- L'opération de prélèvement est essentielle, elle conditionne la fiabilité des résultats d'analyses, mais aussi la pertinence du diagnostic.
- Il est indispensable d'adapter et de suivre les modes de fonctionnement des différents dispositifs expérimentaux ainsi que les techniques d'essais et de mesure conformes aux normes internationales, afin d'avoir des résultats fiables et représentatifs.
- Les analyses physico-chimiques des huiles avec des dispositifs de mesure conçus pour être en conformité avec les normes internationales, permettent non seulement d'évaluer l'état général de l'huile, mais aussi de déceler la cause d'une dégradation ou l'origine d'un agent contaminant et, dès lors, de prendre la mesure appropriée pour assurer le bon fonctionnement du matériel.
- Il est prépondérant aussi de disposer d'un nombre maximum de données, la précision et la fiabilité des résultats en dépendent rigoureusement.

CHAPITRE 3
PROPRIETES DES HUILES ANALYSEES

III.1. Introduction :

L'analyse diélectrique de maintenance n'est pas un critère de la qualité de fabrication des fluides isolants, mais un essai conventionnel destiné à déterminer l'état interne des huiles isolantes à partir des résultats de six tests normalisés (l'indice de couleur, la viscosité cinématique, l'indice d'acidité, le facteur de dissipation, la rigidité diélectrique et la teneur en eau). A partir de leurs valeurs, une décision du type de traitement est prise (garder l'huile, la filtrer, la régénérer ou la jeter).

Dans ce chapitre, nous allons présenter différentes techniques d'essais et de mesures utilisées dans le but d'étudier les variations des paramètres physico-chimiques d'une huiles minérale naphthénique utilisée par la SONELGAZ dans ses transformateurs de puissance en fonction de la variation de la température, de la teneur en eau et l'effet des décharges électriques à des niveaux d'énergies contrôlée. Ceci, dans l'objectif d'aller jusqu'à un état de dégradation avancé de l'huile [77-80].

Pour la réalisation de cette étude, notre choix s'est porté sur trois types d'huiles naphthéniques à savoir :

- Une huile (A) neuve, de type BORAK22 ;
- Une huile (B) régénérée, de type BORAK22 ;
- Une huile (C) en service (30 ans de service), de type BORAK22.

Nous avons effectué nos essais dans le laboratoire d'analyse « CREDEG/SONELGAZ » : Centre de recherche et de développement d'électricité et du gaz.

III.2. Influence de la température et des claquages

Afin d'étudier l'effet de l'augmentation de la température et le nombre de claquages sur les paramètres physico-chimiques d'une huile minérale isolante d'un transformateur (03 types d'huiles étudiées).

Nous avons scindé notre étude en :

- L'étude préliminaire, qui consiste de voir l'état de l'huile à la température ambiante à travers la plupart des paramètres physico-chimiques et électriques.
- La variation de la tension de claquage en fonction de la température et le nombre de claquages.
- Les variations des paramètres physico-chimiques en fonction de la température tel que : la teneur en eau, le facteur de dissipation diélectrique, la permittivité et la résistivité.

Ensuite, commenter les résultats de chaque type d'huile avant et après claquage, dans le but de voir les conséquences du nombre de claquages et l'effet de la température sur la dégradation de cette huile isolante.

Nous terminerons par une comparaison entre les trois types d'huiles que nous avons traitées précédemment.

III.2.1. Huile A :

III.2. 1.1.Tension de claquage moyenne en fonction de la température :

La tension moyenne de claquage pour l'huile A augmente avec la température. Chaque point de la figure III.1 représente la moyenne de 10 séries de 6 de claquages successifs effectués à la même température avec un intervalle de 2 minutes entre deux 2 séries. L'amélioration de la rigidité passe d'une valeur en deçà des recommandations des normes (30 kV) à la température ambiante à des valeurs acceptables à 80 et 100 °C supérieures à 50 kV. La courbe de tendance est de la forme :

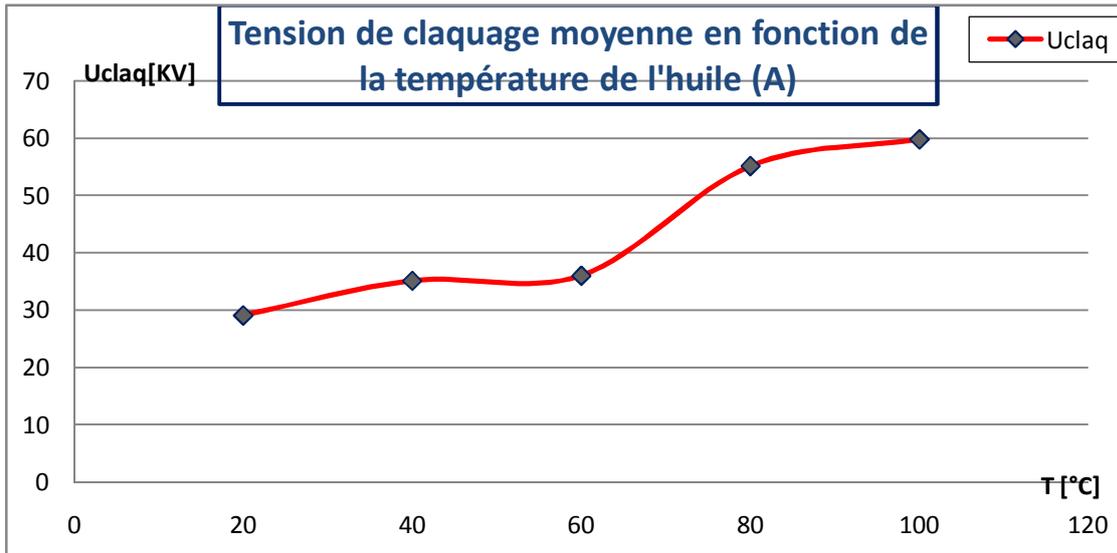


Figure III.1

III.2.1.2.Teneur en eau en fonction de la température :

La teneur en eau diminue au fur et à mesure que la température de l'huile augmente. Elle atteint des valeurs inférieures à 20 ppm, tolérées par les normes, à partir de la température de 70 °C. La variation semble être plus stable pour l'huile après sa soumission aux séries de décharges. La figure III.2 présente de telles variations et montre que l'application des 60 claquages n'influe pas beaucoup de manière globale sur la teneur en eau.

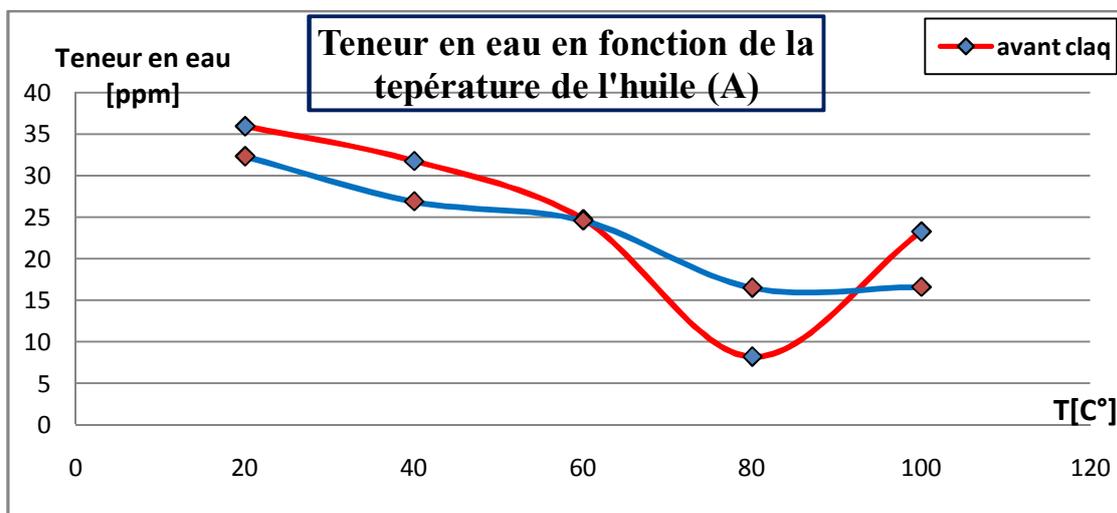


Figure III.2.

III.2.1.3. Facteur de dissipation diélectrique ($Tg \delta$) en fonction de la température :

La variation du facteur de dissipation en fonction de la température de l'huile est difficile à interpréter. Il a tendance à augmenter jusqu'à la température de 80 °C, puis diminue à la valeur de 100 °C. Ces variations sont exprimées sur la figure III.3. Elles peuvent être imputées à l'éventuelle sensibilité des échantillons d'huile à l'humidité environnante à ces niveaux de température. Ceci est autant valable pour l'huile avant les séries de claquage que pour la même huile après claquages.

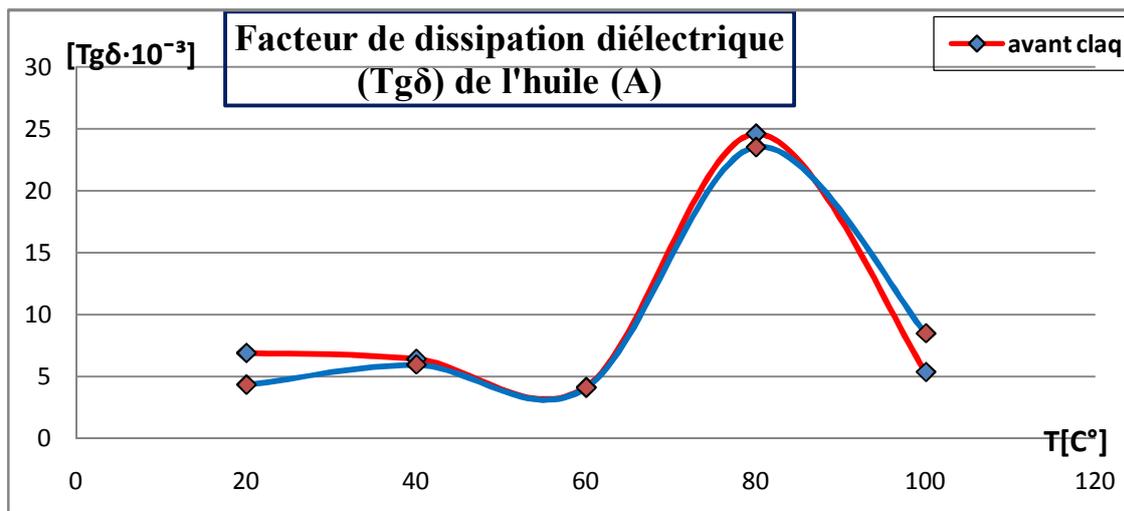


Figure III.3.

III.2.1.4. Permittivité (ϵ_r) en fonction de la température :

La figure III.4 montre la variation de la permittivité relative de l'huile (A) en fonction de la température qui présente une tendance à l'augmentation, bien que celle-ci soit relativement modeste (de 2.18 à 2.23 avant soumission aux séries de claquage et de 2.2 à 2.25 après claquages). Les valeurs de la permittivité mesurées après claquage sont plus élevées que celles mesurées avant. Ce résultat semble montrer que l'huile a subi une dégradation moléculaire sensible à la suite des séries de claquage, car les valeurs élevées de la permittivité caractérisent l'état de vieillissement (dégradation) de l'huile.

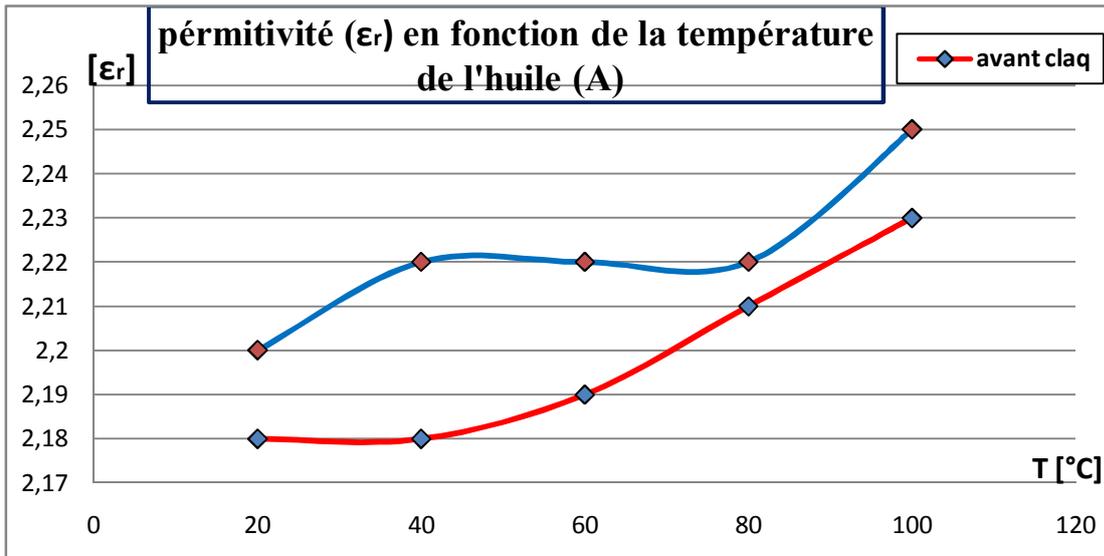


Figure III.4.

III.2.1.5. Résistivité (ρ) en fonction de la température avant et après claquage :

La variation de la résistivité, à l'image de $\text{tg}\delta$, montrent une certaine difficulté d'interprétation (figure III.5). Elle augmente avec la température jusqu'à 60 °C pour diminuer brusquement à 80 °C et reprendre avec une augmentation pour $T=100^\circ\text{C}$. La température de changement brusque est toujours 80°C. D'autre part, elle varie peu lorsque la mesure est faite en polarité positive ou en polarité négative. Les mêmes variations ont été obtenues sur la même huile après sa soumission aux séries de décharges (figure III.6). Ces variations ont été relevées dans des travaux antérieurs [81].

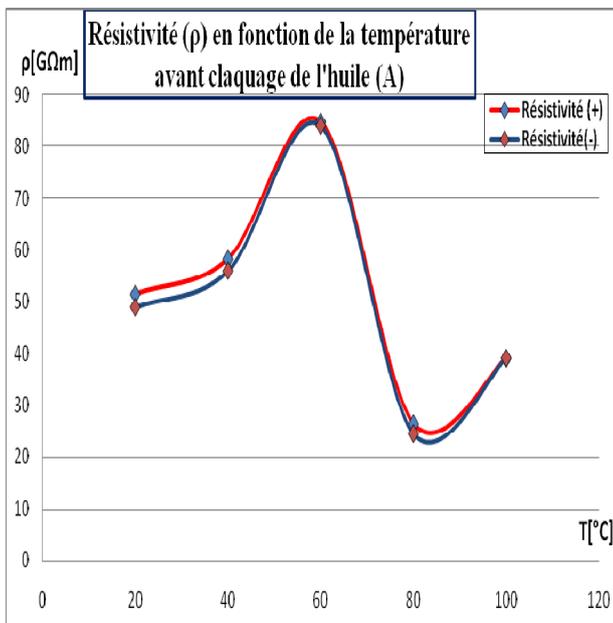


Figure III.5.

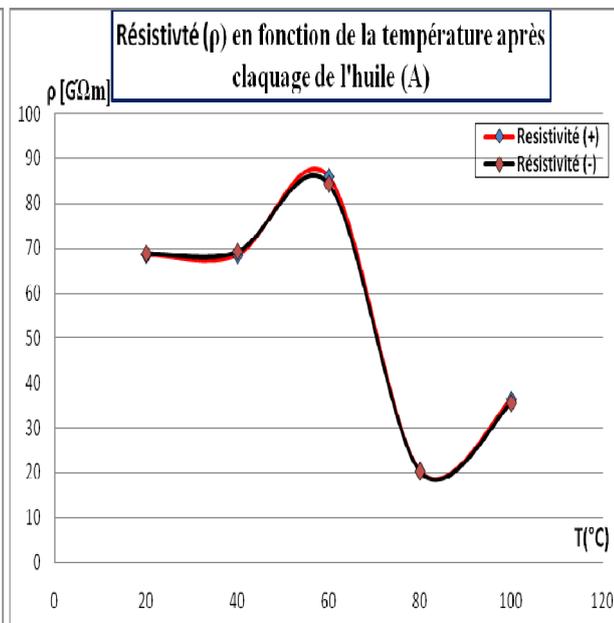


Figure III.6.

III.2.1.6. Tension de claquage moyenne en fonction du nombre de claquage :

A température ambiante, la tension de claquage a tendance à augmenter lorsque l'huile est soumise aux décharges électriques de faible puissance, jusqu'à un certain nombre suffisamment grand pour ensuite décroître ; Ceci met à contribution en un premier temps ces décharges pour évaporer les traces d'eau contenues dans l'huile, notamment lorsque la teneur dépasse le seuil de miscibilité, pour ensuite commencer à décroître lorsque la teneur en eau descend au dessous de 10 ppm. Pour les températures élevées, tel qu'illustré par la figure III.7 pour $T=100\text{ }^{\circ}\text{C}$, la tension de claquage diminue au fur et à mesure que le nombre de claquages augmente, et ce pour l'huile A. Ce résultat paraît quelque peu inattendu du fait que cette huile contient une forte teneur en eau à l'origine (36 ppm). Malgré cela, l'effet de la température a prédominé par rapport à celui de la teneur en eau. D'ailleurs, la mise à cette température (100°C) de l'huile a réduit cette teneur en eau à 23.3 ppm pour l'huile d'origine et à 16.6 ppm pour la même huile après lui avoir appliqué les décharges.

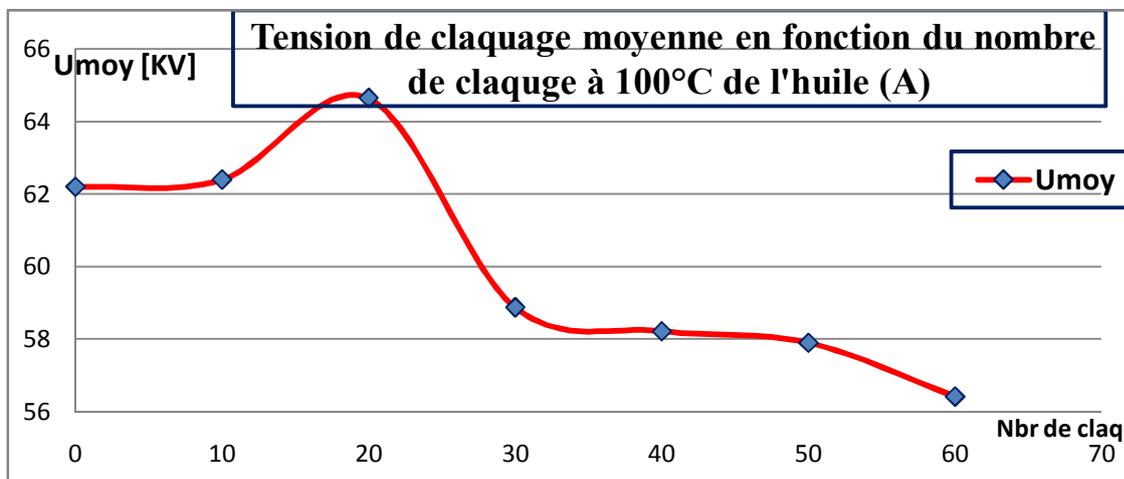


Figure III.7

III.2.2. Huile B :

III.2.2. 1. Tension de claquage moyenne en fonction de la température :

La tension de claquage augmente également pour l'huile B lorsqu'on la soumet à des gradients de température croissants. La figure III.8 montre la variation pour cette huile. La tension de claquage dépasse les 70 kV à la température de $100\text{ }^{\circ}\text{C}$. Cette tension est largement au dessus de celle préconisée par les normes les plus sévères. Ceci montre que le problème d'eau dans l'huile est facile à résoudre s'il n'y avait pas l'effet du papier sur l'augmentation de la teneur en eau.

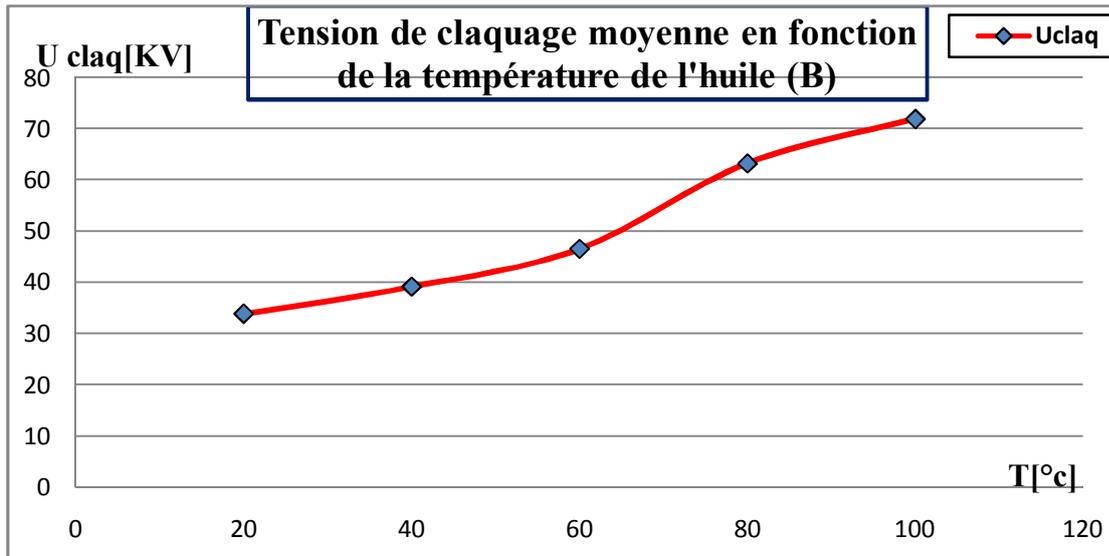


Figure III.8

III.2.2.2. Teneur en eau en fonction de la température :

Avant claquage, la teneur en eau diminue avec la température dans cette huile. Par contre, elle présente une tendance à augmenter après avoir subit la série de claquages, avec cependant une stabilisation autour de 25 ppm pour les températures supérieures à 40°C.

Nous remarquons qu'à partir de 70°C, la teneur en eau après claquage est supérieure à celle d'avant claquage (Figure III.9).

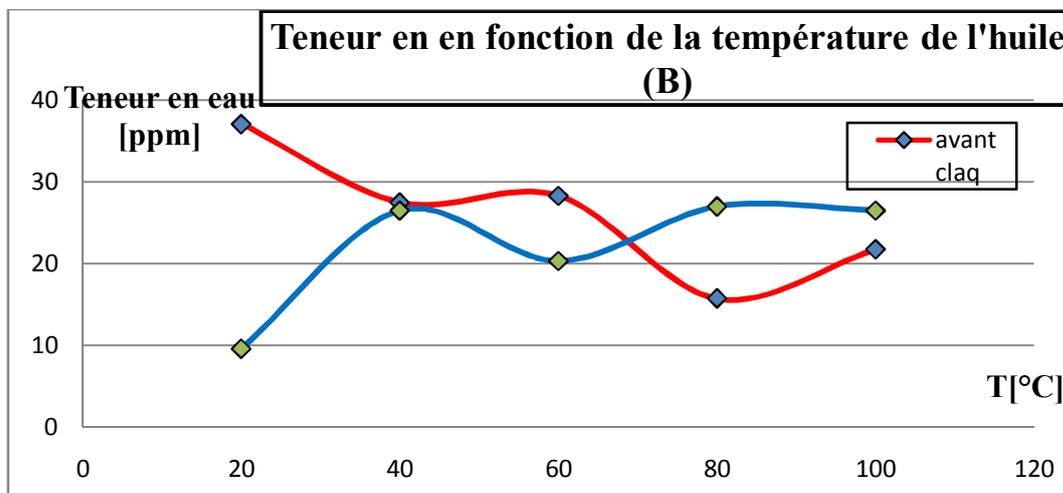


Figure III.9.

III. 2.2.3. Facteur de dissipation diélectrique ($Tg\delta$) en fonction de la température :

Pour cette huile, le facteur de dissipation présente une tendance à l'augmentation avec la température avec toujours un pic autour de la température caractéristique de 80 °C.

La figure III.10 montre de telles variations pour la même huile avant et après les séries de claquage.

Nous remarquons aussi que ce facteur devient plus faible après la série de claquages pour des températures supérieures à 60°C.

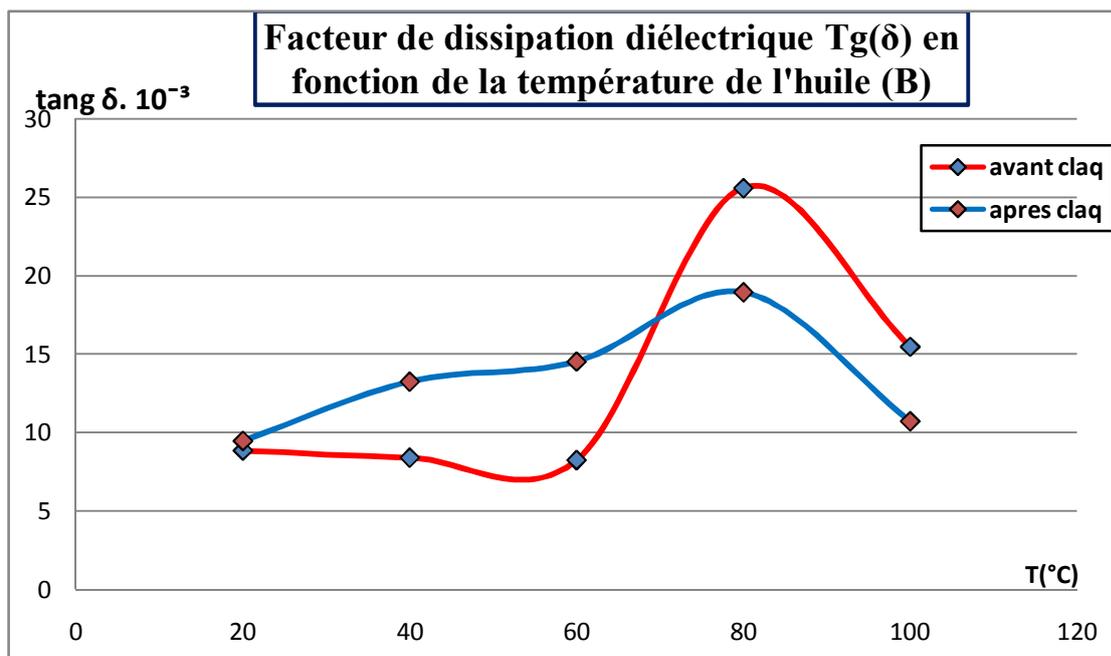


Figure III.10.

III.2.2.4. Permittivité (ϵ_r) en fonction de la température :

La figure III.11 présente la variation de la permittivité relative de l'huile avant et après claquage en fonction de la température. Les valeurs de la permittivité après claquage sont plus importantes que celles d'avant claquage pour des températures supérieures à 40 °C.

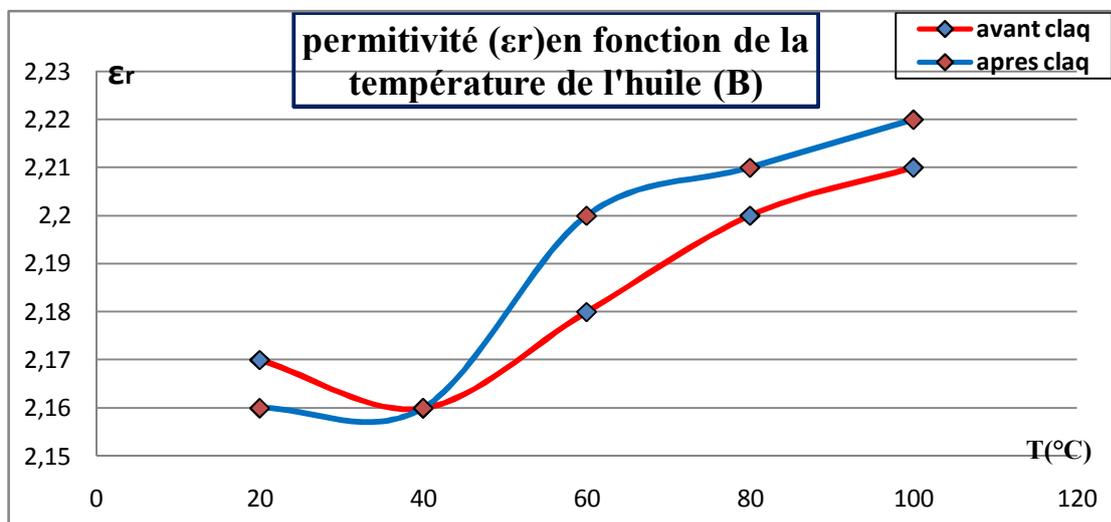


Figure III.11

III.2.2.5. Résistivité (ρ) en fonction de la température avant et après claquage :

Les figures III.12 et III.13 représentent la variation de la résistivité en fonction de la température avant et après les séries de claquages. Ces variations sont difficiles à interpréter et diffèrent selon le cas. Cependant, les séries de décharges semblent ne pas avoir d'influence significative sur toute la plage de température, entre 20 et 100 °C.

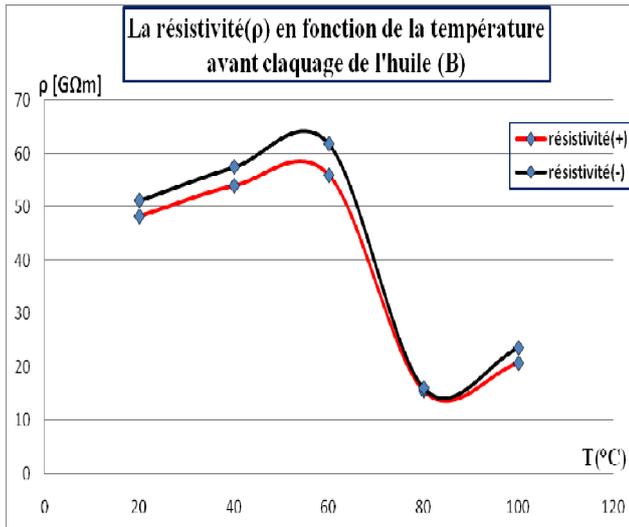


Figure III.12.

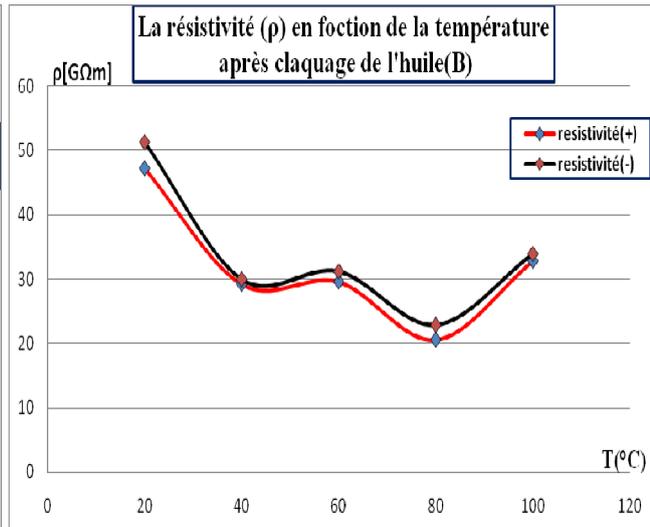


Figure III.13.

III.2.2.6. Tension de claquage moyenne en fonction du nombre de claquage :

La tension de claquage pour cette huile à 100°C présente aussi la particularité de diminuer avec le nombre de claquages. La figure III.14 montre de telles variations. La tendance globale est cependant difficile à pronostiquer du fait que le nombre de claquages est relativement faible.

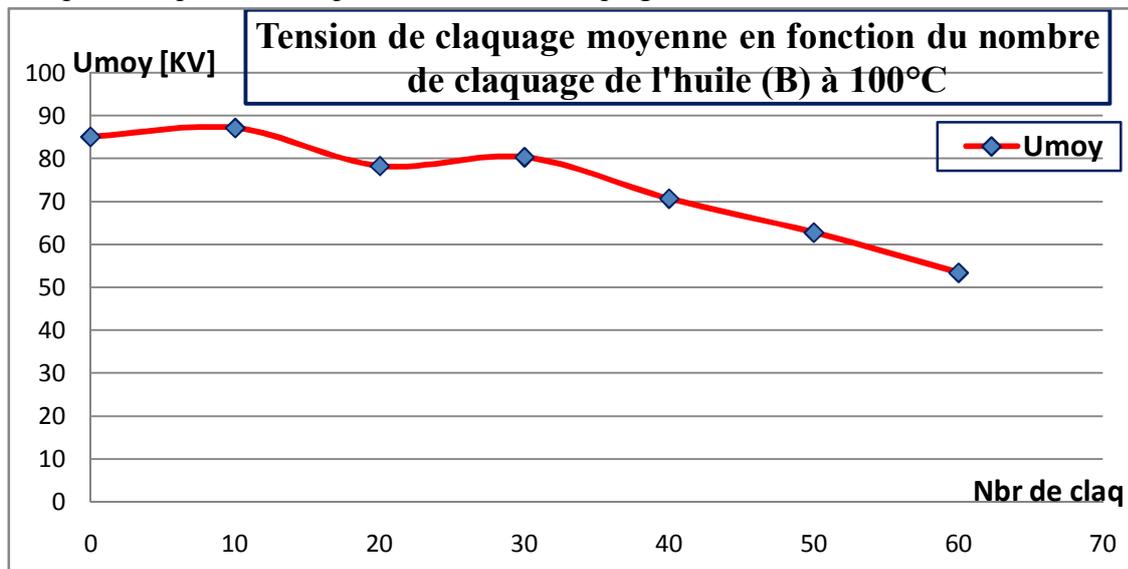


Figure III.14.

III.2.3. Huile C :

III.2.3. 1. Tension de claquage moyenne en fonction de la température :

La figure III.15 montre les variations de la tension de claquage dans l'huile B en fonction de la température. La tendance à l'augmentation pour atteindre la valeur acceptable de l'ordre de 60 kV à la température de 100 °C.

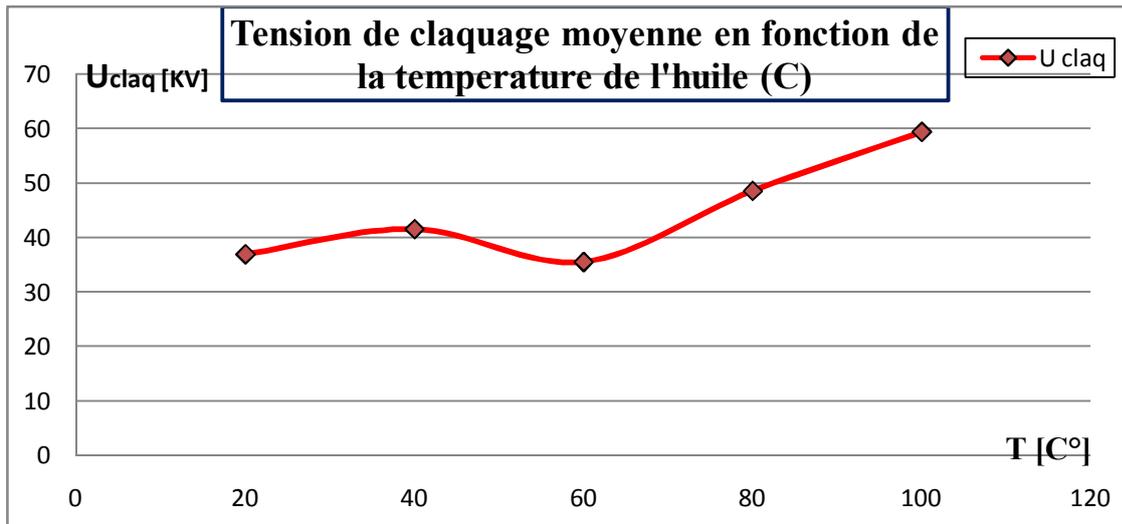


Figure III.15.

III.2.3.2. Teneur en eau en fonction de la température :

La teneur en eau diminue avec la température dans cette huile; elle tend cependant à se stabiliser à partir de 40 $^{\circ}C$ pour les deux échantillons : avant et après les séries de claquage.

Ce qui suggère que d'autres paramètres que ceux intrinsèques à l'huile interviennent dans la fixation des particules d'eau. Ceci est conforté par la saturation de l'huile dont le niveau augmente de plus en plus que l'huile est âgée. Ce résultat a été rapporté dans d'autres travaux complémentaires [81]. On remarque qu'à partir de 60 $^{\circ}C$, la teneur en eau après claquage est supérieure à celle d'avant claquage (figure III.16).

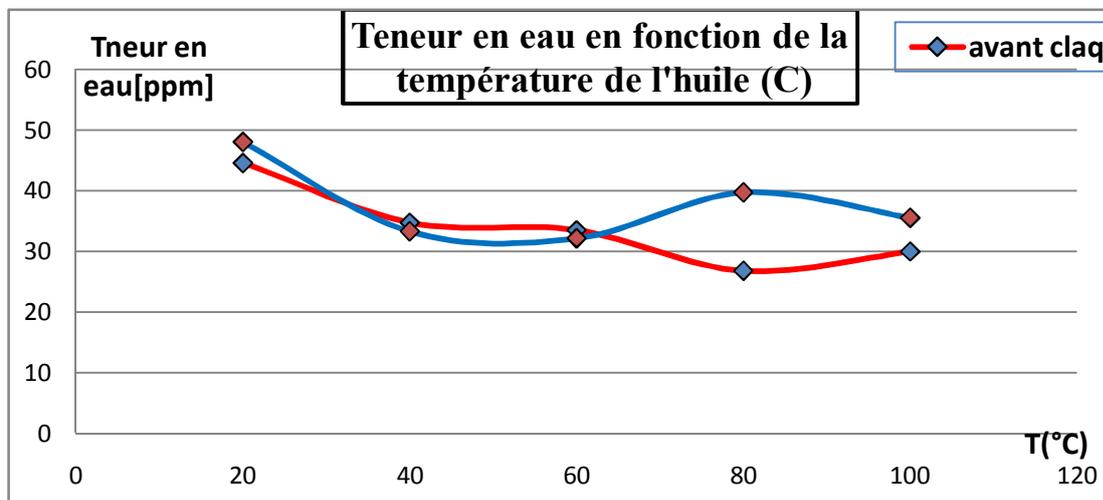


Figure III.16.

III.2.3.3. Facteur de dissipation diélectrique ($Tg\delta$) en fonction de la température :

Le facteur de dissipation varie peu en fonction de la température, et ce pour les deux états : avant et après application des décharges. Ceci est explicité par la figure III.17.

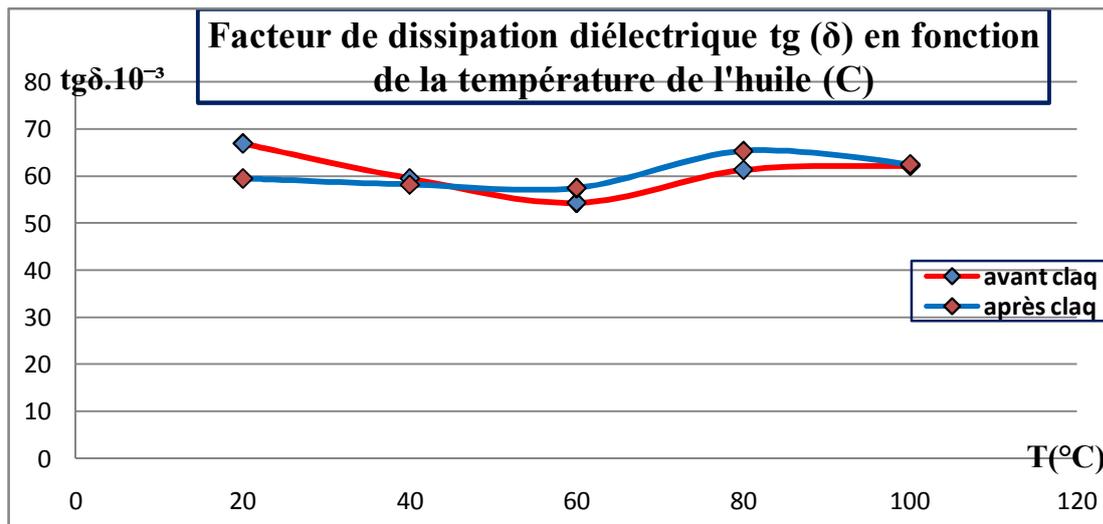


Figure III.17.

III.2.3.4. Permittivités (ϵ_r) en fonction de la température :

La permittivité augmente toujours en fonction de la température pour les deux cas. Cependant, il y a un semblant de stabilité à partir de 80 °C. L'écart entre les deux courbes de la figure III. 18 grandit au fur et à mesure que la température est accrue.

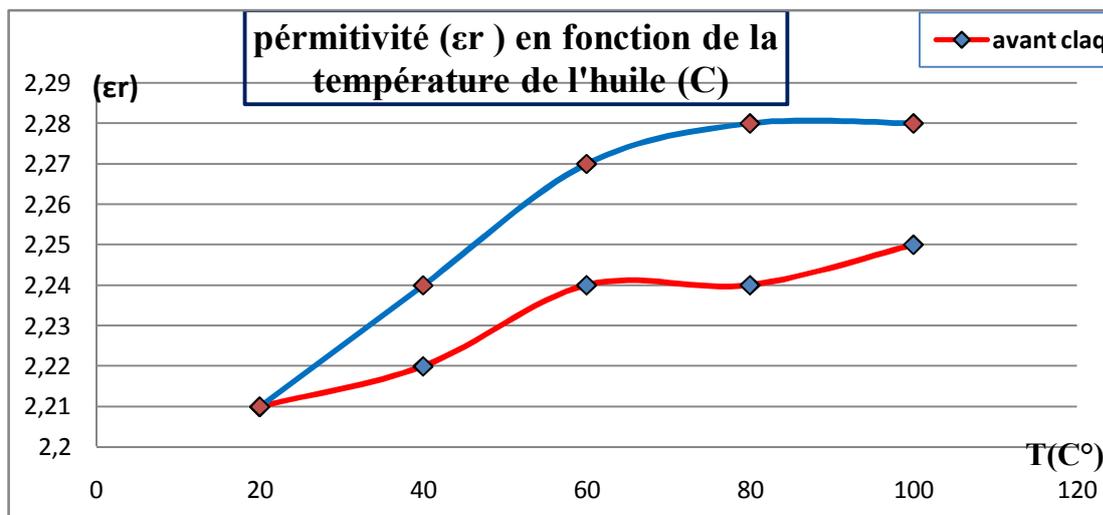


Figure III.18.

III.2.3.5. Résistivité (ρ) en fonction de la température avant et après le claquage :

La résistivité pour cette huile varie de manière difficile à interpréter pour cette huile surtout lorsqu'elle n'est pas soumise aux décharges (figure III.19) où elle présente un pic, mais à la température de 60 °C cette fois-ci. Après la série de claquage, la résistivité tend à diminuer légèrement sans présenter de pic (figure III.20).

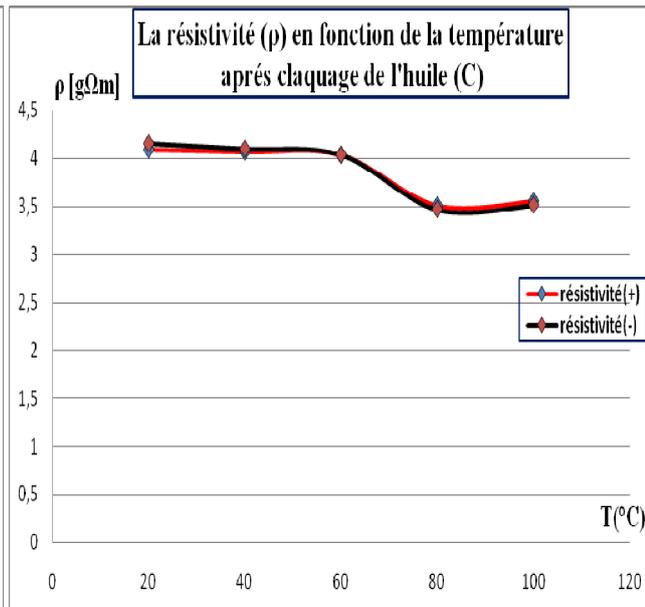
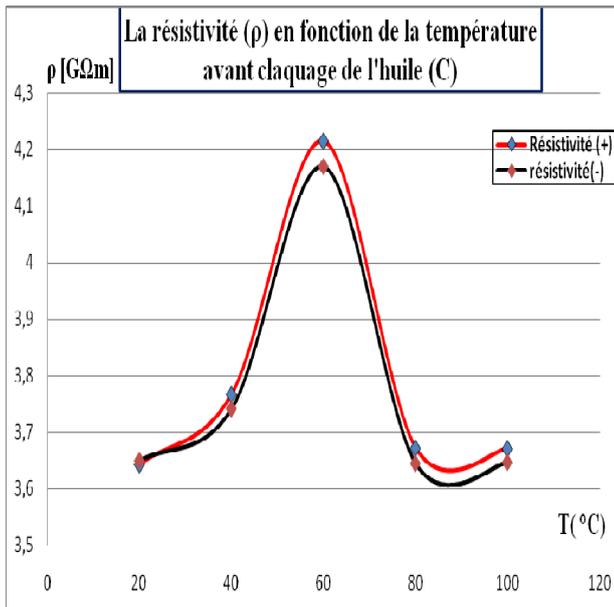


Figure III.19.

Figure III.20.

III.2.3.6. Tension de claquage moyenne en fonction du nombre de claquage :

La tension moyenne de claquage diminue avec l'augmentation du nombre de ces claquages lorsque l'huile est à la température de 100 °C (figure III.21). Ceci signifie que l'huile se dégrade plus vite à température élevée lorsqu'elle est soumise à des séries de décharges. Cet effet a été trouvé sans effet significatif et parfois avec un effet améliorant de la rigidité pour les températures ambiantes.

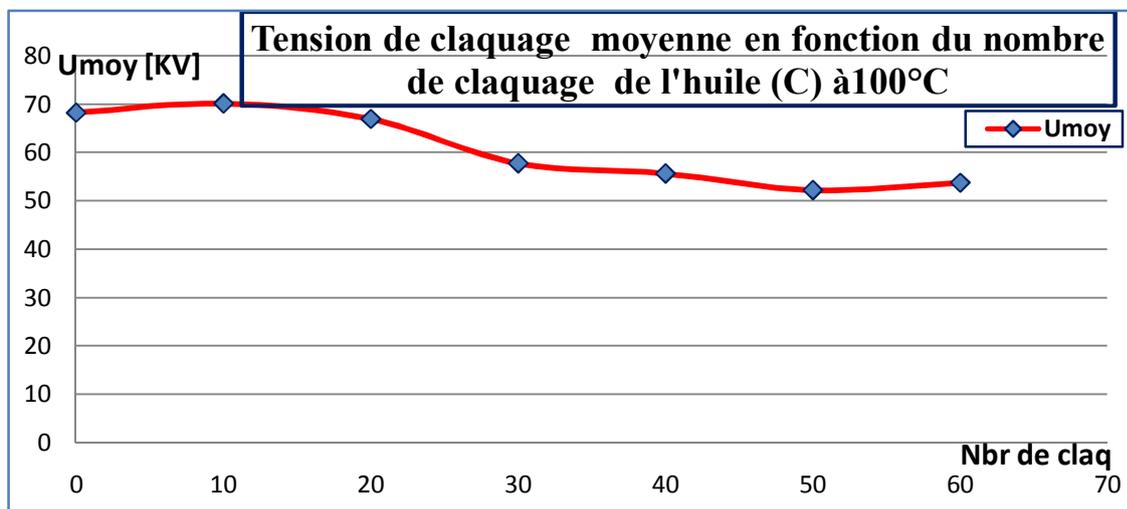


Figure III.21.

III.2.4.Comparaison entre les trois types d'huiles :

III.2.4.1.La tension de claquage en fonction de la température des trois types d'huile :

Les trois huiles présentent des caractéristiques croissantes de la tension de claquage en fonction de la température (figure III.22). Elles atteignent des rigidités acceptables pour la température de 80 °C.

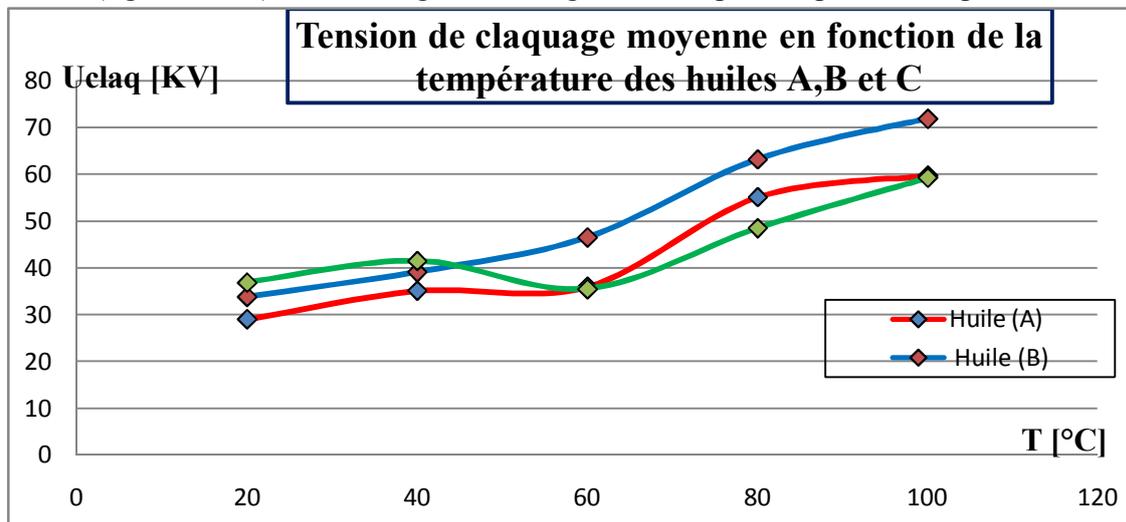


Figure III.22.

III.2.4.2.Teneur en eau en fonction de la température :

Pour les trois huiles, la teneur en eau diminue fortement avec la température (figure III.23). Cette diminution est cependant moins importante pour l'huile C qui avait une teneur à l'origine bien plus importante. La décroissance de la teneur en eau est moins importante dans les huiles ayant subi des décharges car ces dernières ont déjà diminué cette teneur à des niveaux relativement bas à partir desquels la réduction de l'eau devient plus difficile soit par le biais de la température ou des décharges (figure III.24).

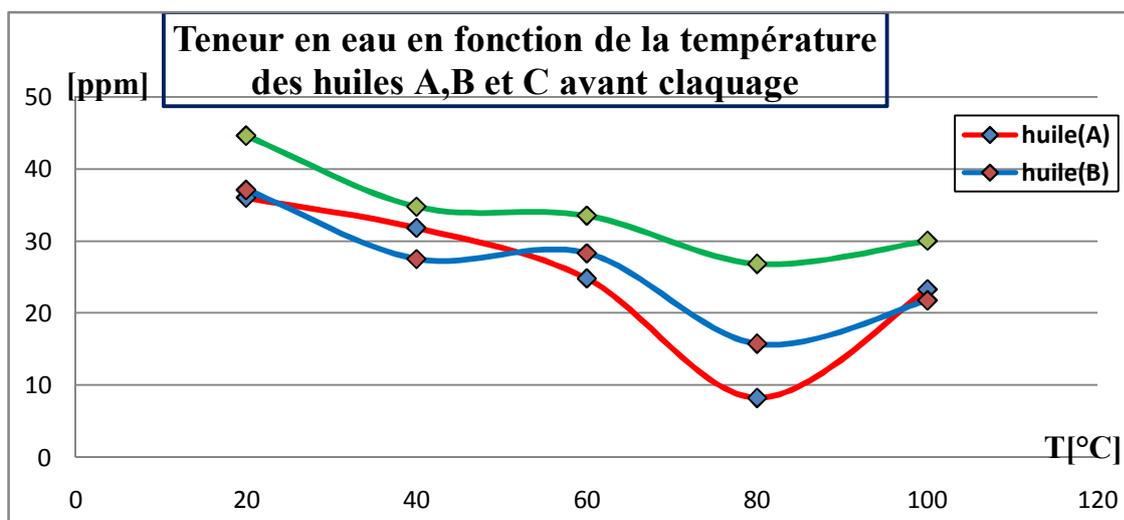


Figure III.23.

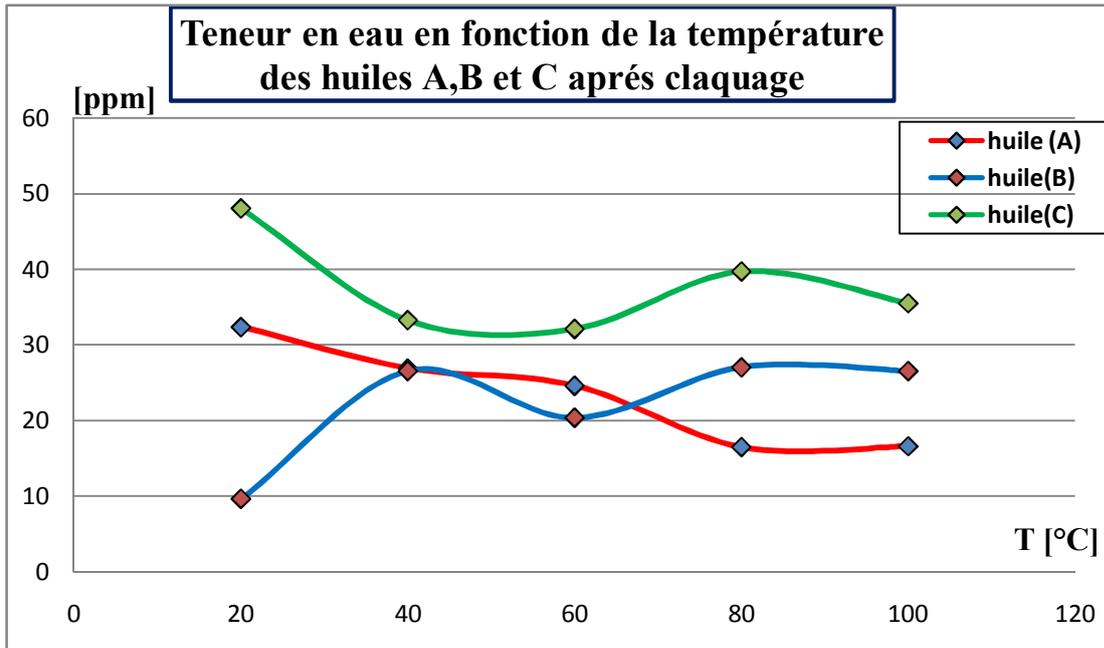


Figure III.24.

III.2.4.3. Facteur de dissipation diélectrique $Tg(\delta)$ en fonction de la température :

Les figures III.25 et III.26 montrent les variations du facteur de dissipation en fonction de la température pour les trois huiles étudiées. Nous remarquons que la courbe qui caractérise l'huile C se situe bien au dessus de celles des deux autres huiles. Une fluctuation de cette caractéristique est observée à la température de 80 °C.

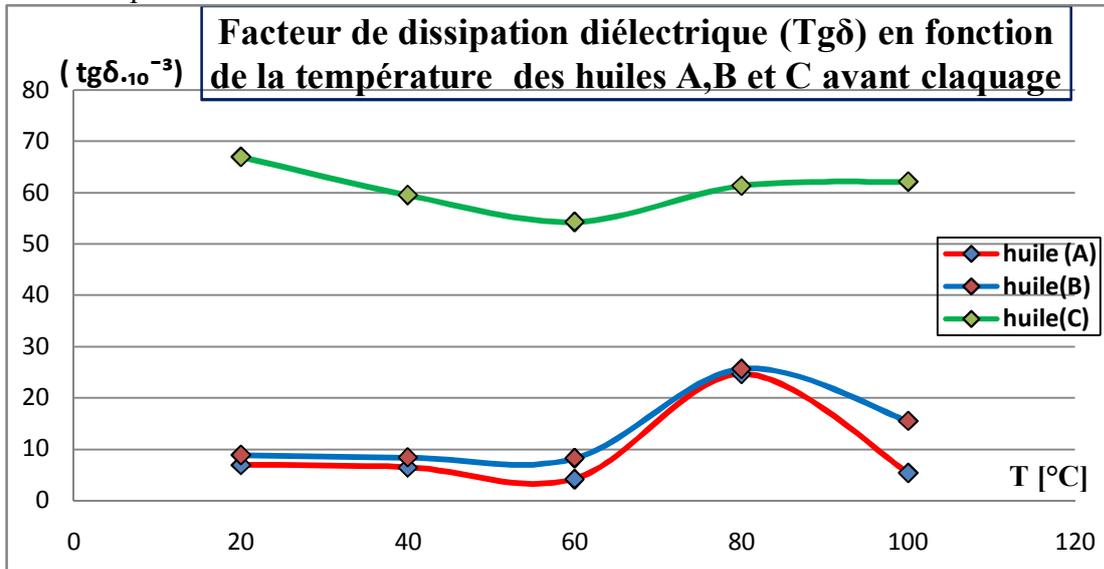


Figure III.25.

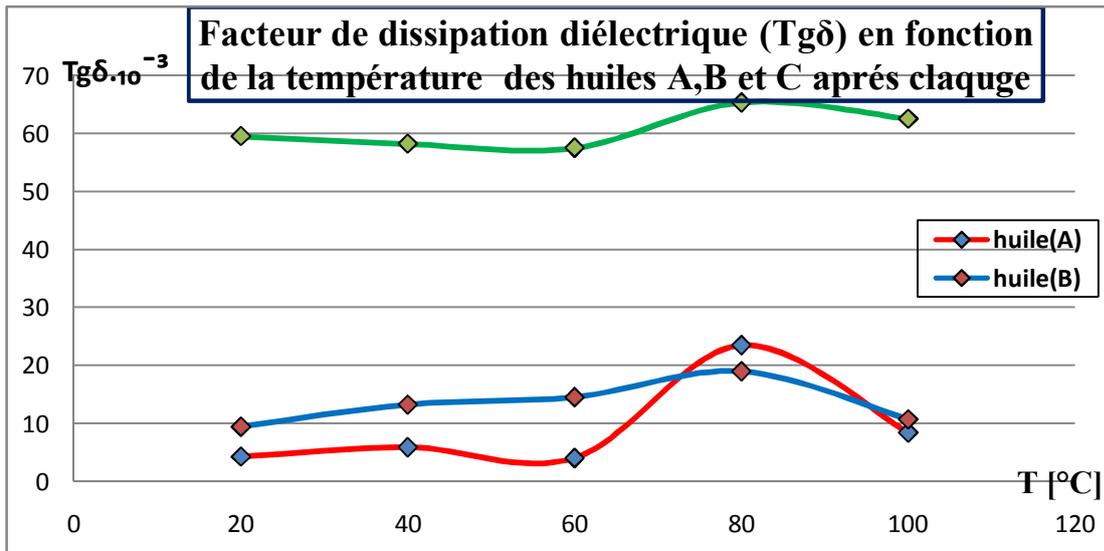


Figure III.26..

III.2.4.4. Permittivité ϵ_r en fonction de la température :

La permittivité augmente pour les trois liquides en fonction de la température, quel que soit l'état initial de l'huile (figures III.27 et III.28). Dans les deux cas, elle est plus élevée dans l'huile C que dans l'huile A, qui présente à son tour des valeurs plus élevées que celles de l'huile B.

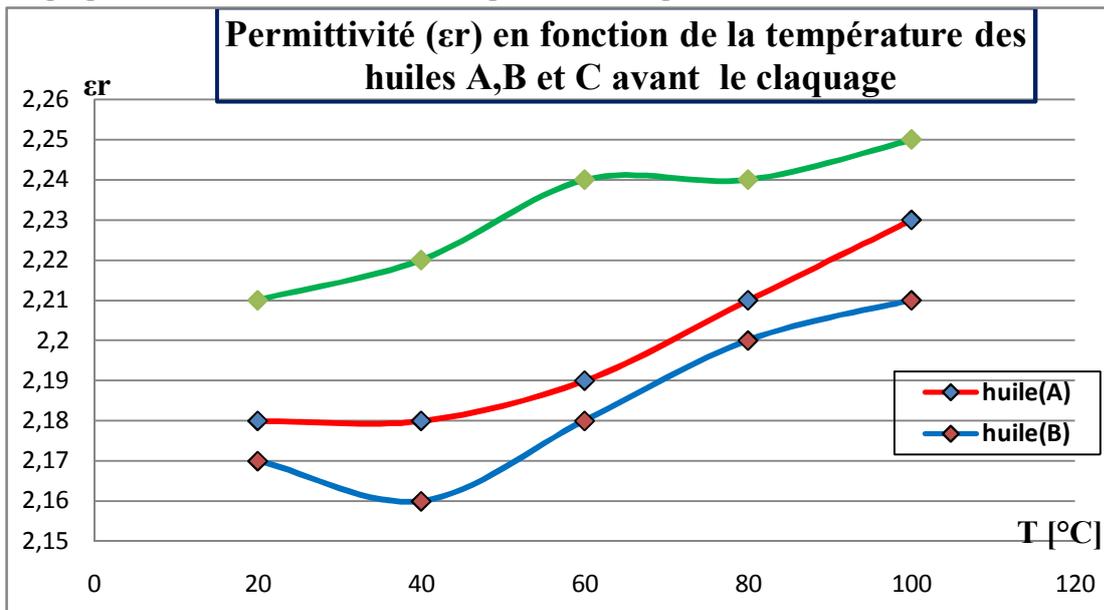


Figure III.27

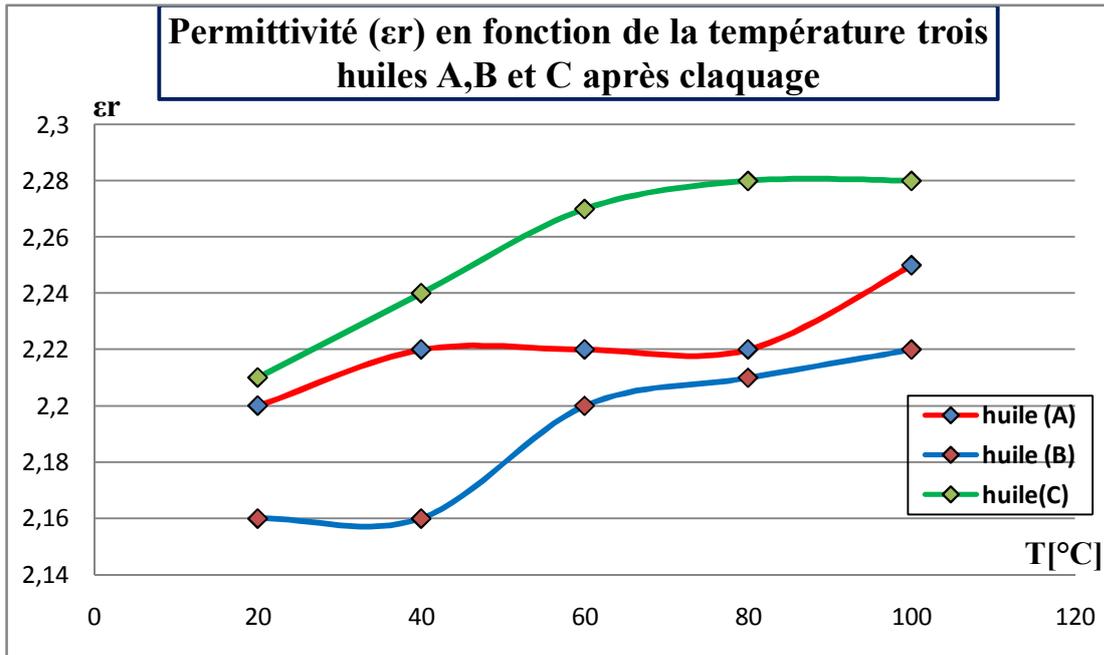


Figure III.28

III.2.4.5. Résistivité moyenne (ρ) en fonction de la température :

Nous voyons une bonne différence de la caractéristique de la résistivité pour les trois huiles. Elle est quasiment in affectée par la température dans l'huile C et très fluctuée pour les deux autres huiles, notamment la A. La même remarque est valable quelque soit l'état d'origine de l'huile à soumettre à la température : avant (figure III.29) et après (figure III.30) avoir subi des séries de décharges.

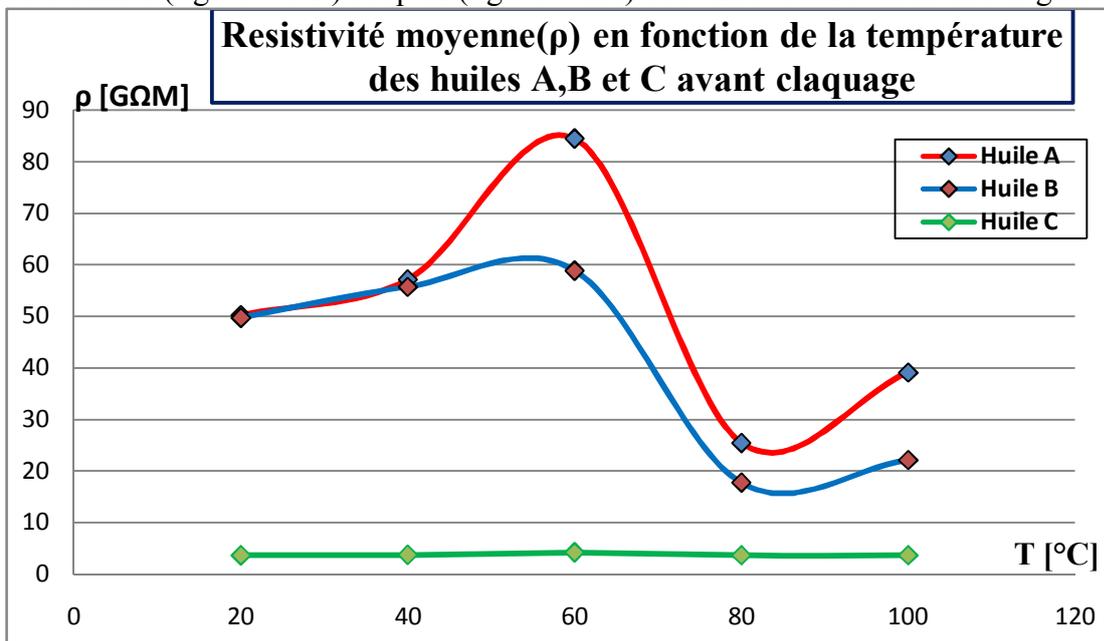


Figure III.29.

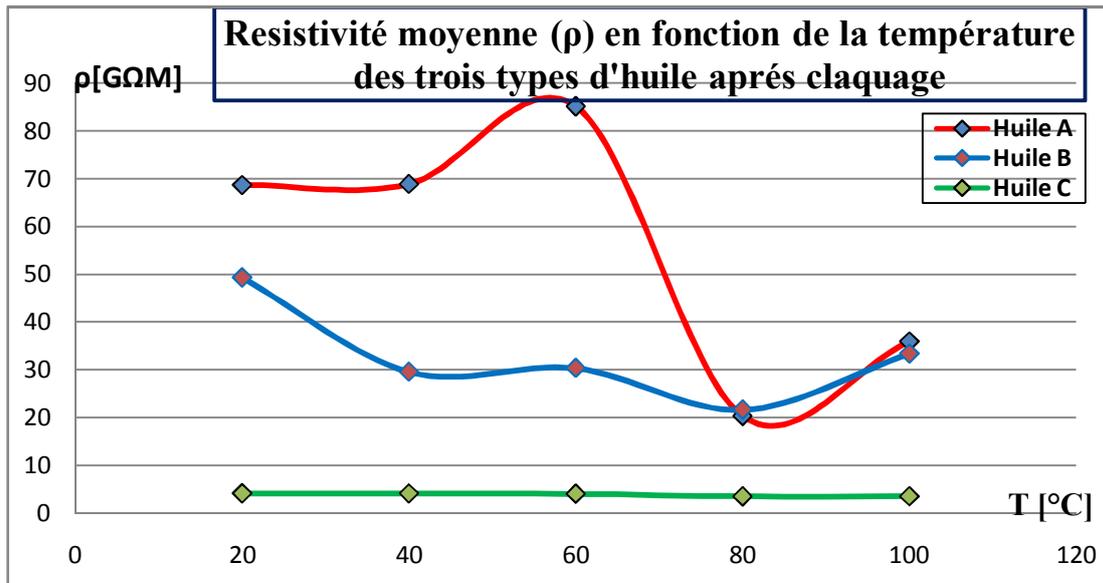


Figure III.30.

III.3. Influence de la teneur en eau.

Afin d'étudier l'effet de l'augmentation de la teneur en eau sur les paramètres suivants (rigidité, angle de perte et résistivité), pour trois huiles minérales de transformateur de différents niveaux de dégradation :

- Une huile (A') neuve non traité (NYNAS);
- Une huile (B') neuve traité (BORAK 22), (1 an de service dans un transformateur 220 kV) ;
- Une huile (C') usagée (NYNAS), (10-15 ans de service dans un transformateur 30 kV).

Nous avons scindé cette étude en cinq parties :

- L'étude préliminaire, qui consiste de voir l'état de l'huile en général, à travers quelques paramètres physico-chimiques et électriques.
- La variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau.
- La variation de l'angle de perte en fonction de la teneur en eau.
- La variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau.
- La variation de la permittivité en fonction de la teneur en eau.

Dans chacune de ces parties, nous présentons et discutons les résultats expérimentaux obtenus.

III-3-1. L'huile A'

On constate que cette huile est en bon état par rapport aux valeurs des caractéristiques précédemment définies. Elle présente cependant une teneur en eau légèrement élevée, due à l'accumulation de l'air et l'humidité à l'intérieur du fût pendant le stockage ; ce qui est clairement montré par la valeur de l'indice de l'acidité qui est > 0.03 . C'est pour cela qu'on doit la traiter avant de l'introduire dans un transformateur en utilisant des techniques et des appareils spécifiques.

III-3-1.1 La tension de claquage en fonction de la teneur en eau

La tension de claquage est l'élément de base pour juger l'état de l'huile minérale. La figure III.31 représente la variation de la tension de claquage en fonction de la teneur en eau. Pour chaque valeur de teneur en eau mesurée en ppm coïncide une valeur moyenne mesurée en kV de la tension de claquage qui est obtenue par une série de décharges.

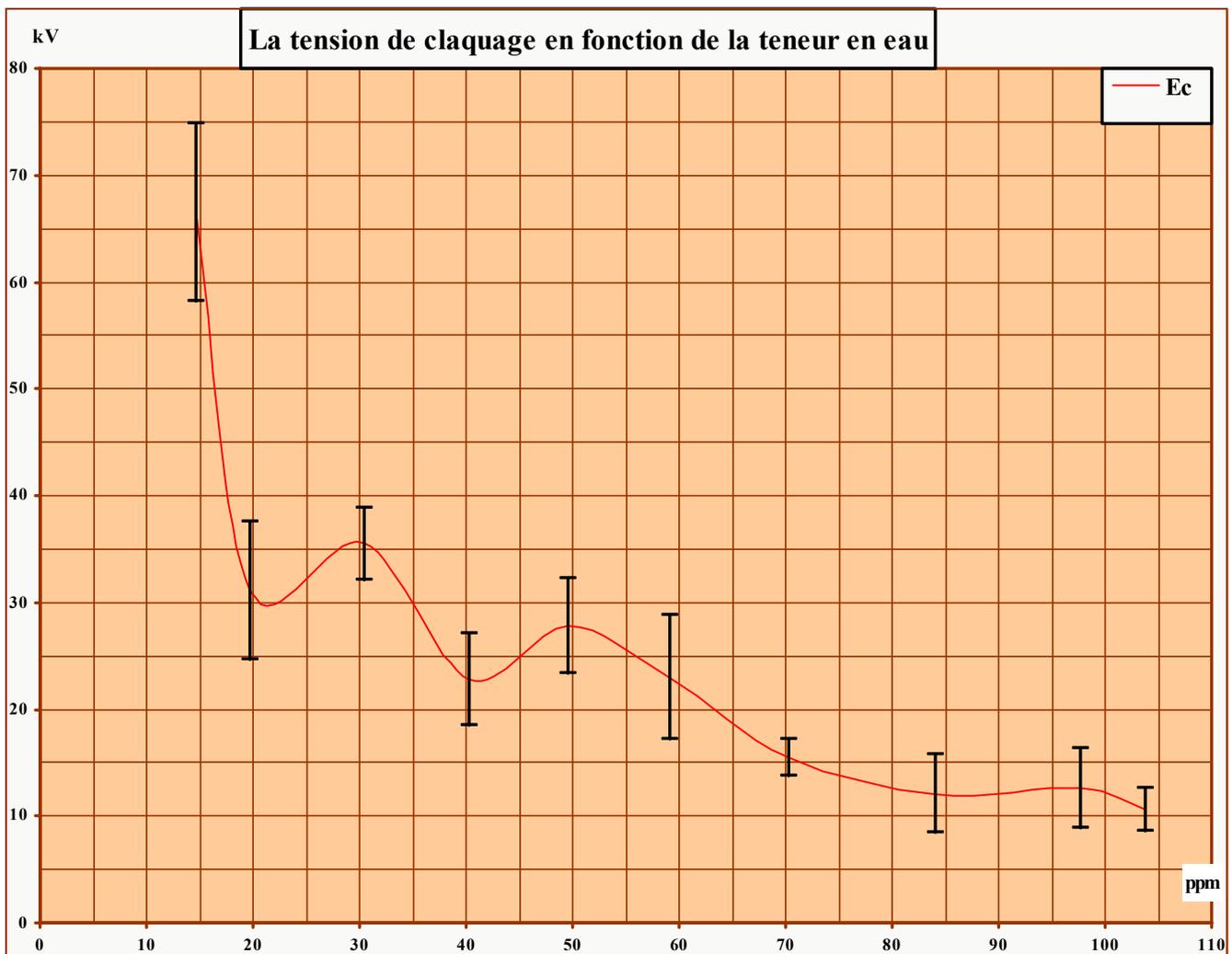


Figure III.31. Huile A' à 20°C

III-3-1.2 $\tan \delta$ en fonction de la teneur en eau

La variation de l'angle de perte est l'un des éléments qui nous renseigne sur l'état de l'huile minérale. La figure III.32 représente les variations de l'angle de perte en fonction de la teneur en eau.

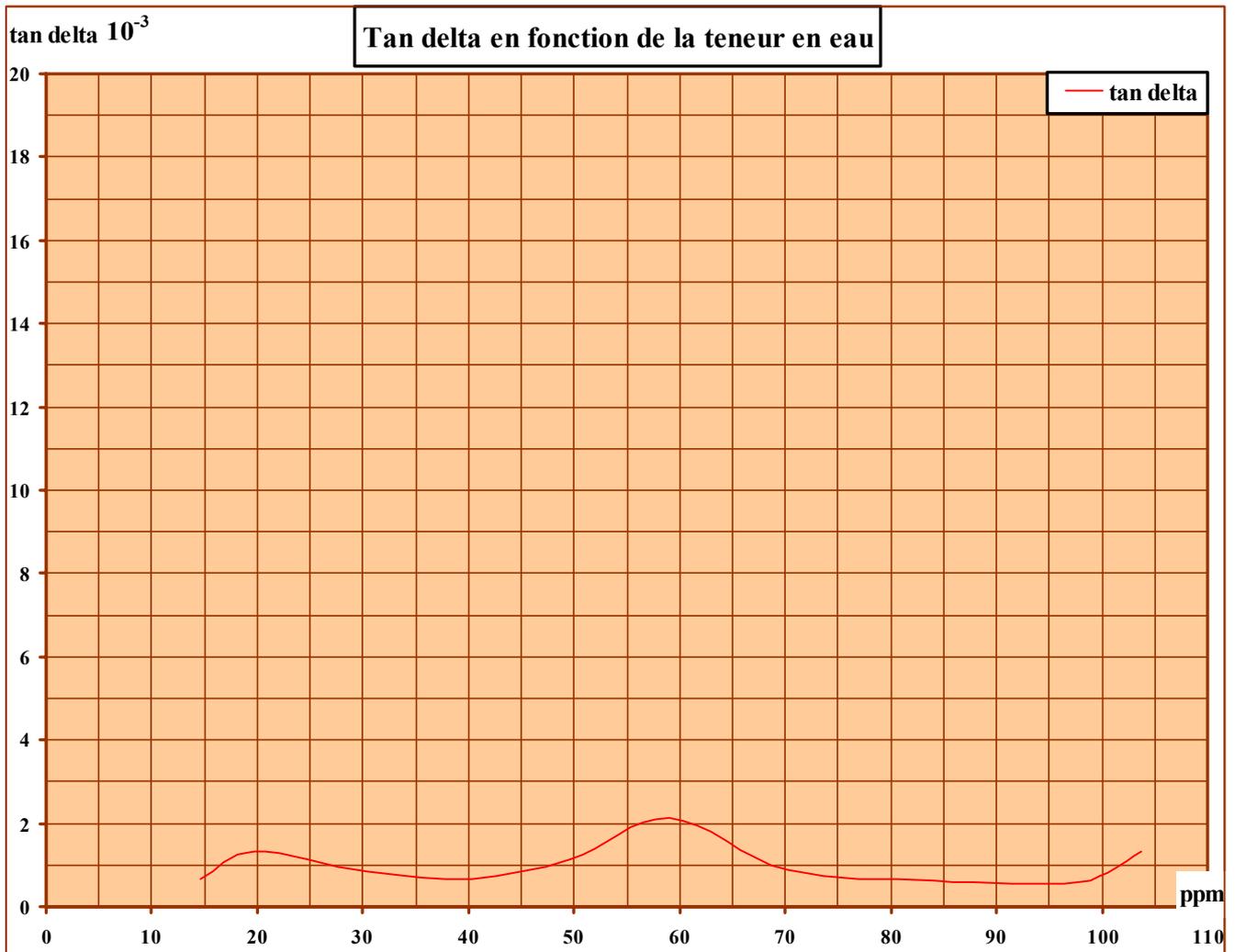


Figure III.32. huile A'

III-3-1.3 La résistivité en fonction de la teneur en eau

La résistivité exprime le caractère résistif. Elle dépend de l'aspect moléculaire et des particules existantes dans l'huile minérale. La figure III.33 représente la variation de la résistivité en fonction de la teneur en eau.

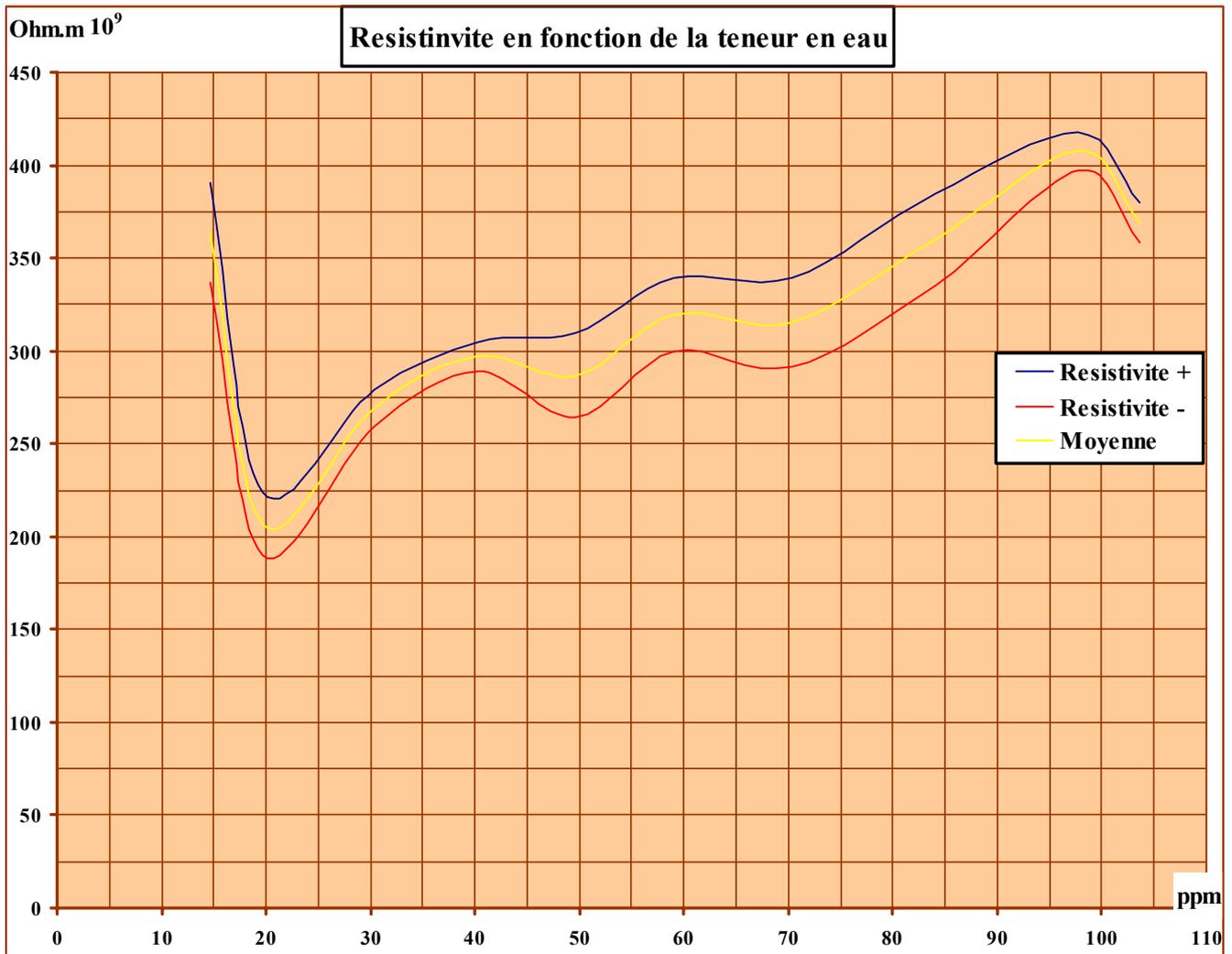


Figure III.33. Huile A'

III-3-1.4 La permittivité en fonction de la teneur en eau

La permittivité est une valeur adimensionnelle, elle dépend de la structure interne de l'huile, et caractérise la polarité entre les molécules. La figure III.34 représente les variations de la permittivité en fonction de la teneur en eau.

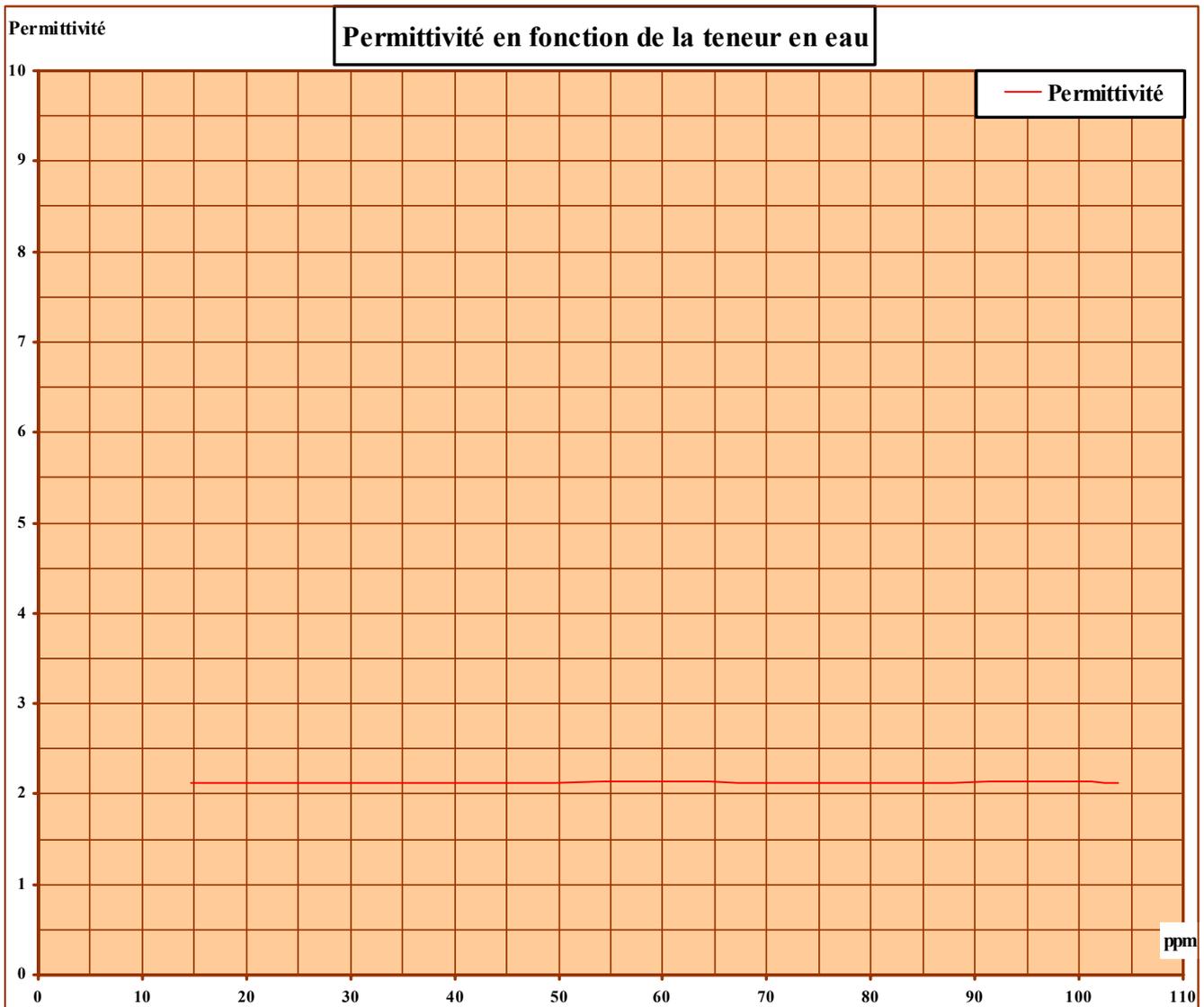


Figure III.34. Huile A'

III-3-2. L'huile B'

L'appréciation de l'état initial se fait d'après les résultats acquis à partir des mesures de la couleur, la viscosité, l'indice d'acidité, le point éclair, la teneur en eau, la tension de claquage, l'angle de perte, la résistivité et permittivité de l'échantillon 0 de l'huile B'. Les résultats obtenus seront comparés avec les conditions requises indiquées par les fournisseurs et exigées par les normes.

La remarque qu'on peut tirer est que cette l'huile est en très bon état, car elle a été traitée avant de la mettre dans le transformateur.

III-3-2.1 La tension de claquage en fonction de la teneur en eau

Les résultats obtenus de la rigidité en fonction de la teneur en eau sont rassemblés dans la figure III.35 pour une plage de teneurs en eau allant de 10 à 100 ppm.

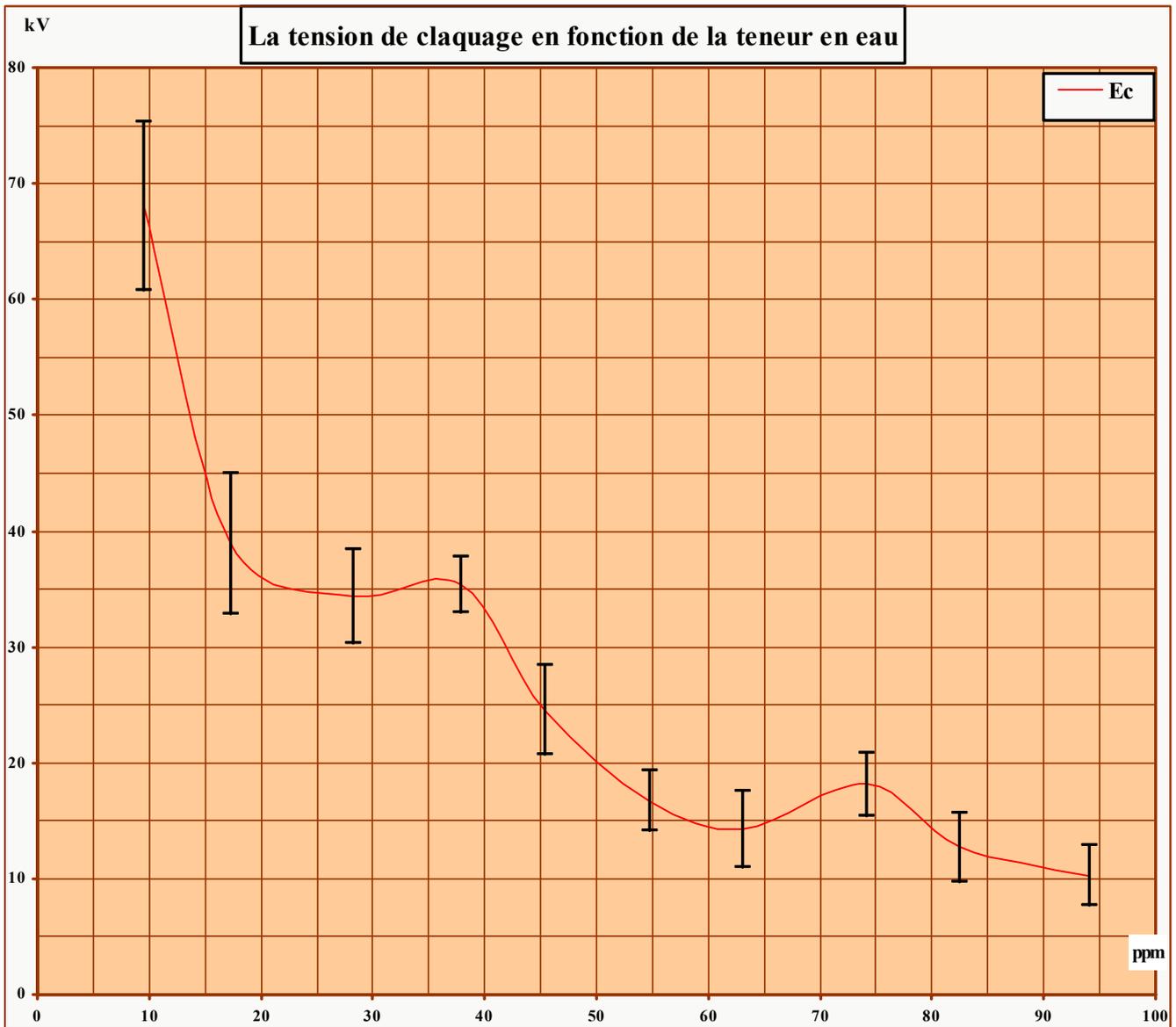


Figure III.35. Huile B'

III-3-2.2 Tg δ en fonction de la teneur en eau

Les mesures effectuées sur la variation de l'angle de pertes $\tan \delta$ en fonction de la teneur en eau de l'huile sont présentées sous forme de graphe dans la figure III.36.

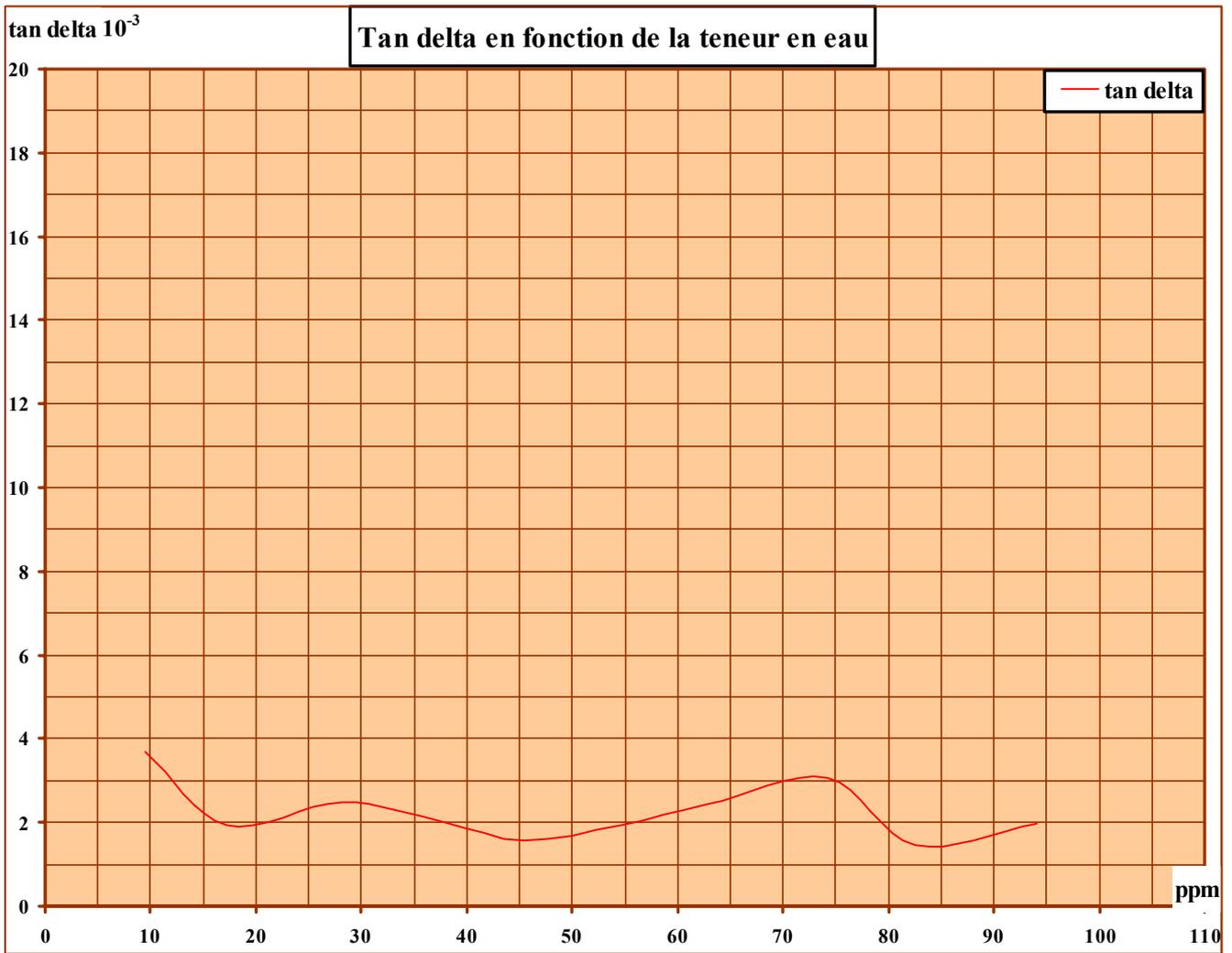


Figure III.36.Huile B'

III-3-2.3 La résistivité en fonction de la teneur en eau

Les mesures de la résistivité effectuées pour différentes teneurs en eau de l'huile sont présentées sur la figure III.37.

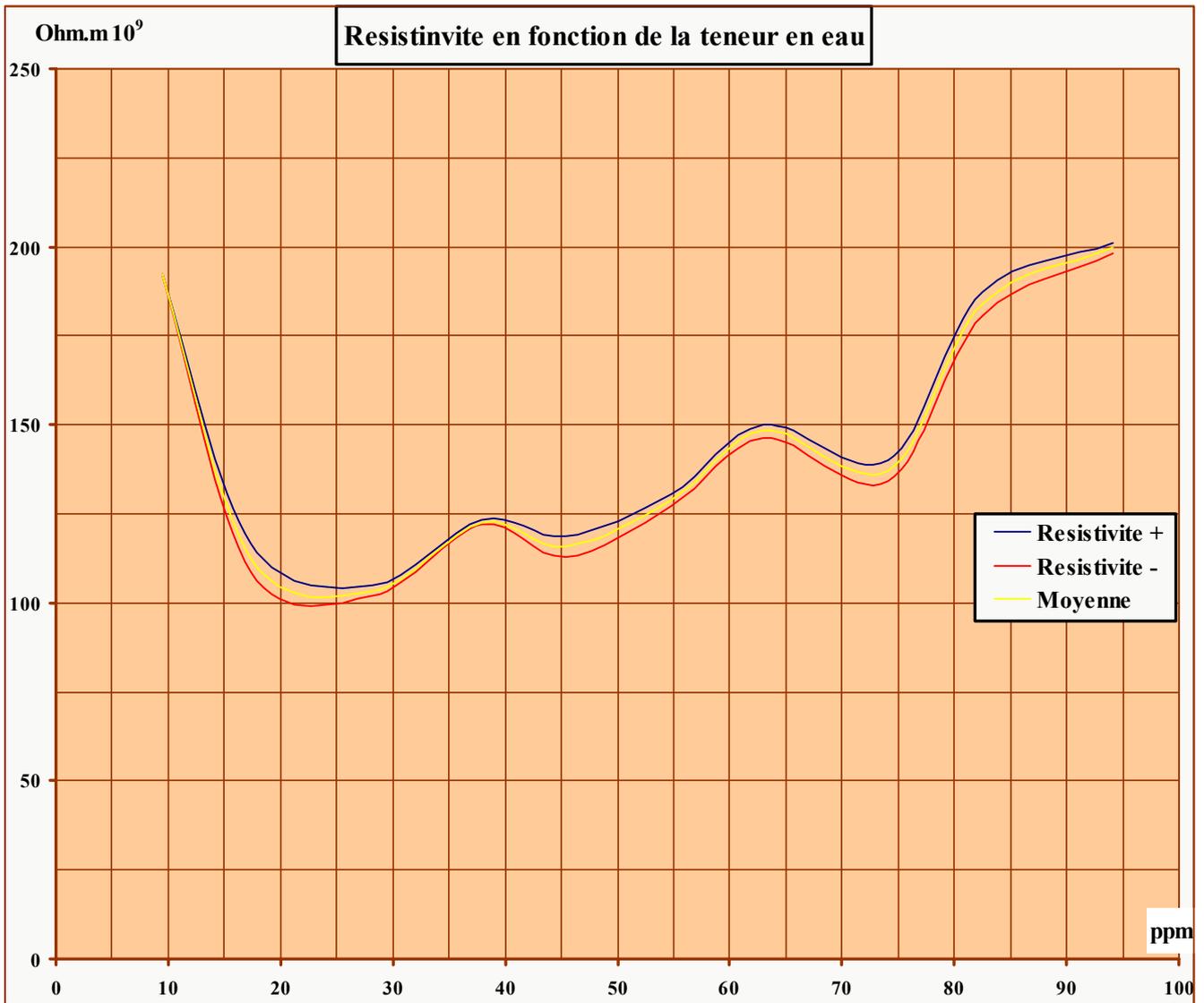


Figure III.37. Huile B'

III-3-2.4 La permittivité en fonction de la teneur en eau

Les résultats obtenus sont dans le tableau (III .38) suivant :

La figure III.38 représente les variations de la permittivité en fonction de la teneur en eau.

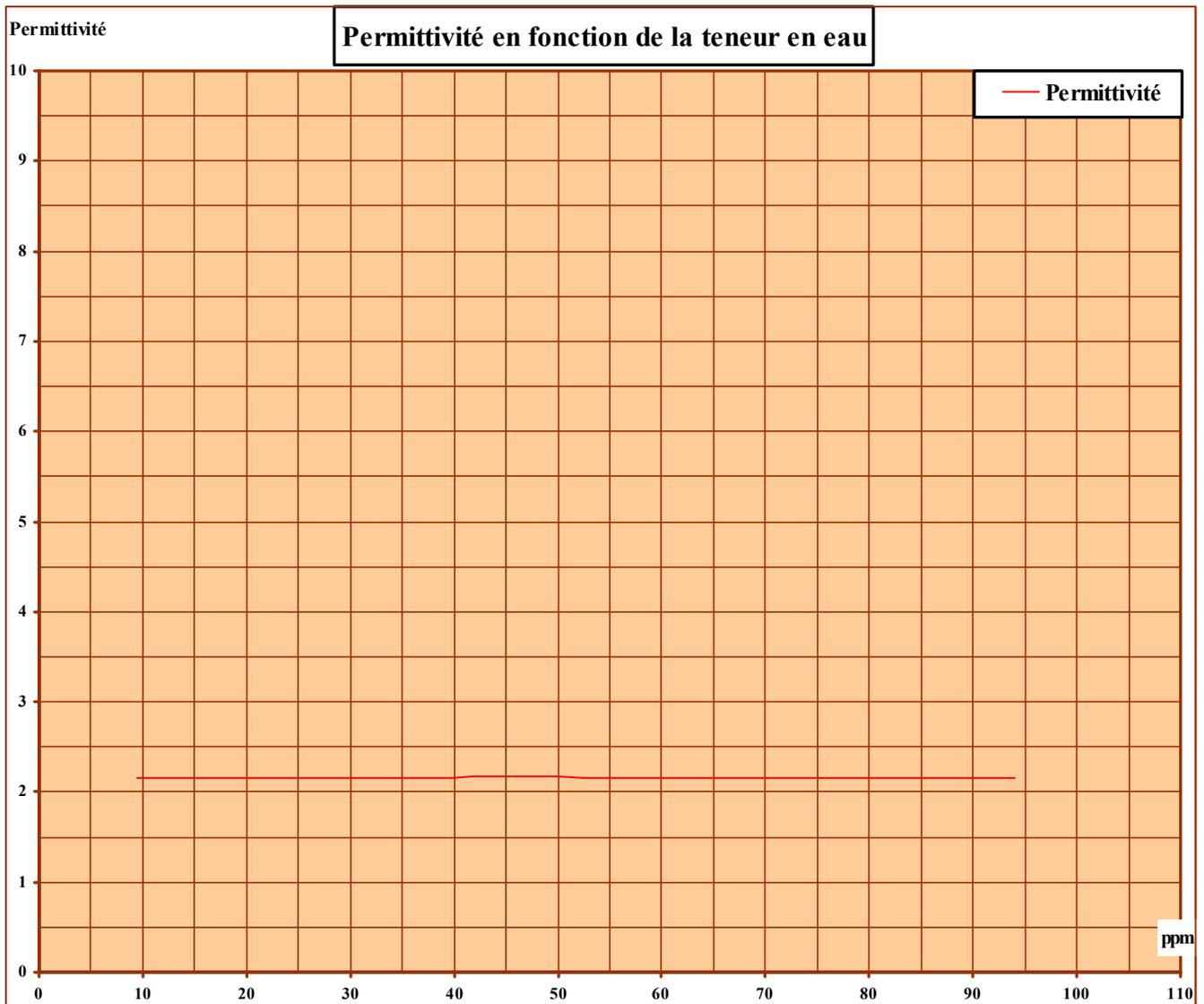


Figure III.38. Huile B'

III-3-3. L'huile C'

En procédant de la même manière, et selon les résultats trouvés dans les mesures de l'échantillon 0 de cette huile, on les compare avec les conditions requises indiquées par les fournisseurs présentées et par les normes.

On constate que cette huile commence à vieillir; ce qui engendre les valeurs élevées trouvées de l'indice de l'acidité, la teneur en eau et l'angle de perte qui sont supérieures aux recommandations des normes, ainsi que les valeurs faibles de la rigidité et la résistivité. Ceci est visible à travers la coloration anormale de cette l'huile, due à la présence de sédiments et de particules.

III-3-3.1 La tension de claquage en fonction de la teneur en eau

Les mesures effectuées sur la rigidité pour les différentes valeurs de la teneur en eau de l'huile sont rassemblées dans la figure III.39.

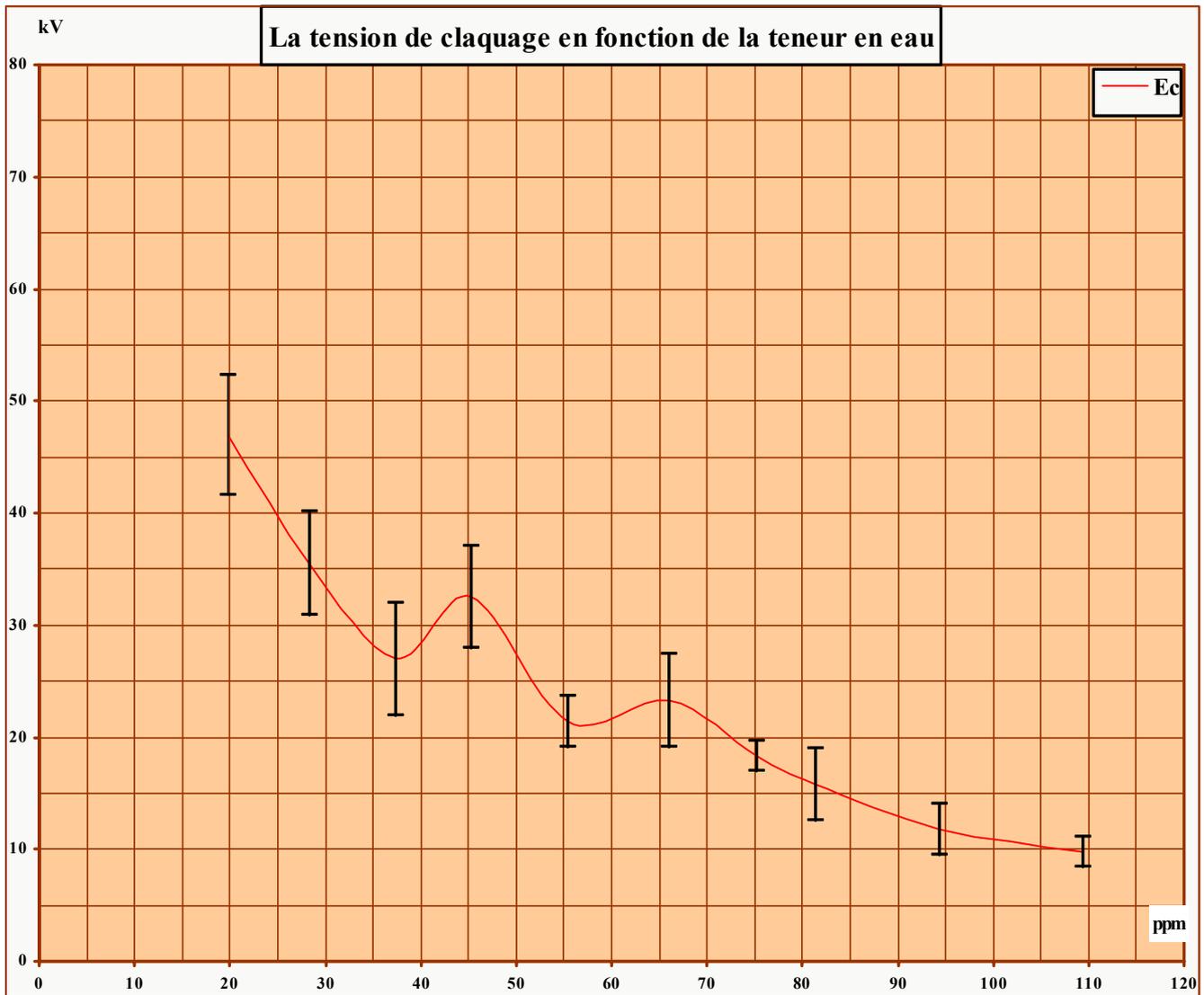


Figure III.39. Huile C'

III-3-3.2 $Tg \delta$ en fonction de la teneur en eau

Les mesures effectuées sur la variation de l'angle de pertes $\tan \delta$ en fonction de la teneur en eau de l'huile sont présentées sous forme de graphe dans la figure III.40.

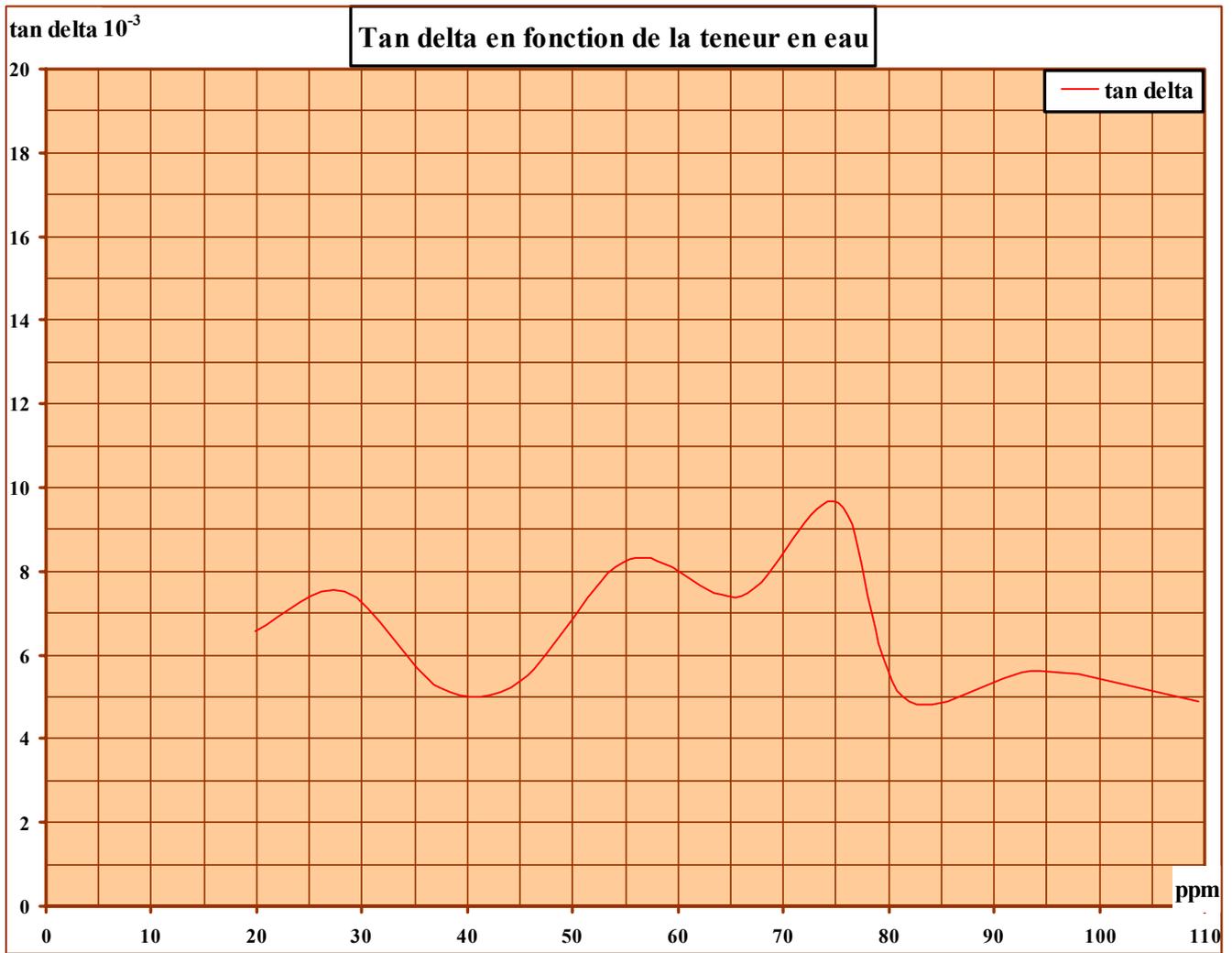


Figure III.40. Huile C'

III-3-3.3. La résistivité en fonction de la teneur en eau

Les mesures de la résistivité effectuées pour différentes teneurs en eau de l'huile sont rassemblées dans la figure III .41. Nous présentons les valeurs minimales et maximales mesurées ainsi que les valeurs moyennes.

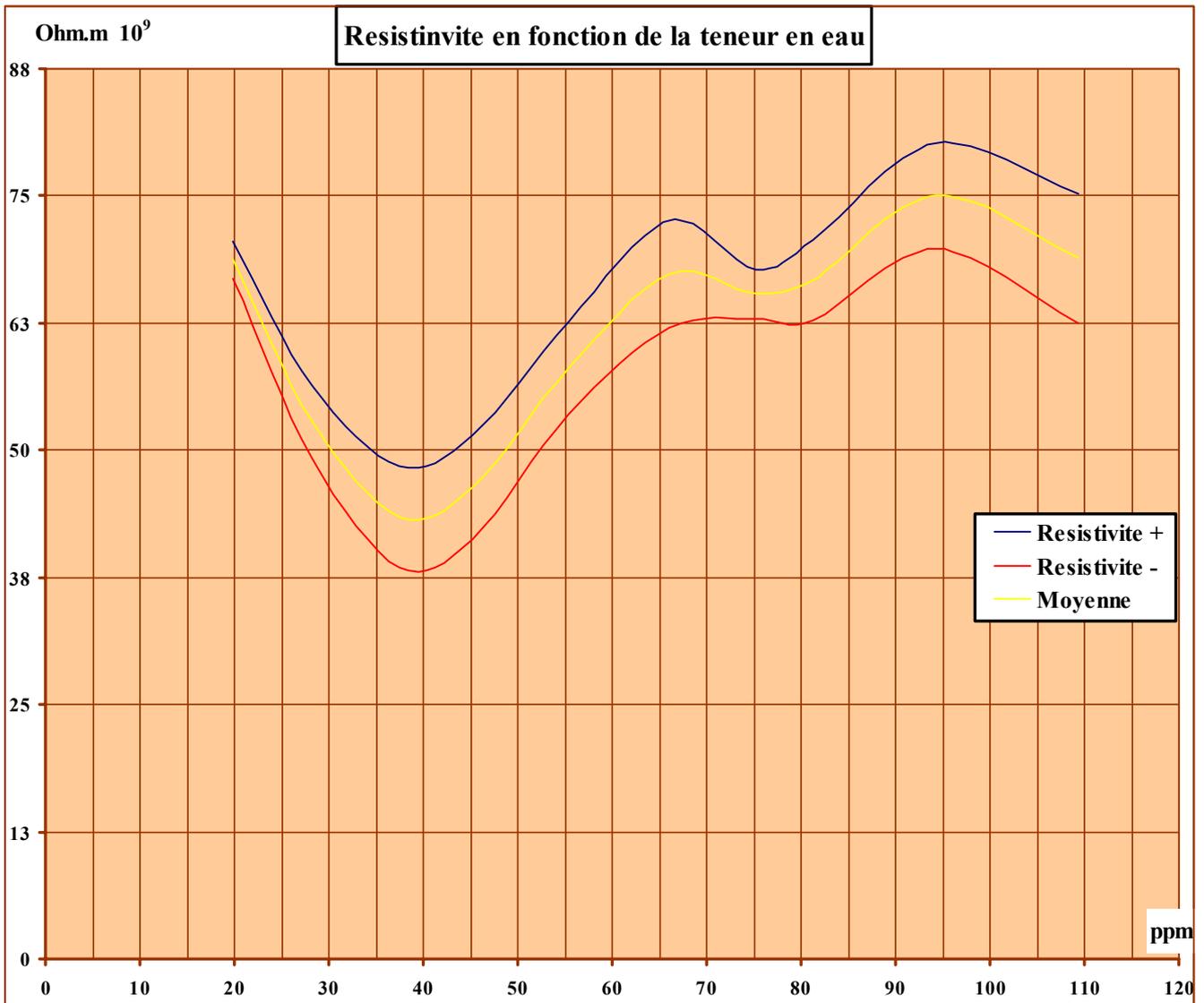


Figure III.41 Huile C'

III-3-3.4 La permittivité en fonction de la teneur en eau

La figure III.42 représente les variations de la permittivité en fonction de la teneur en eau.

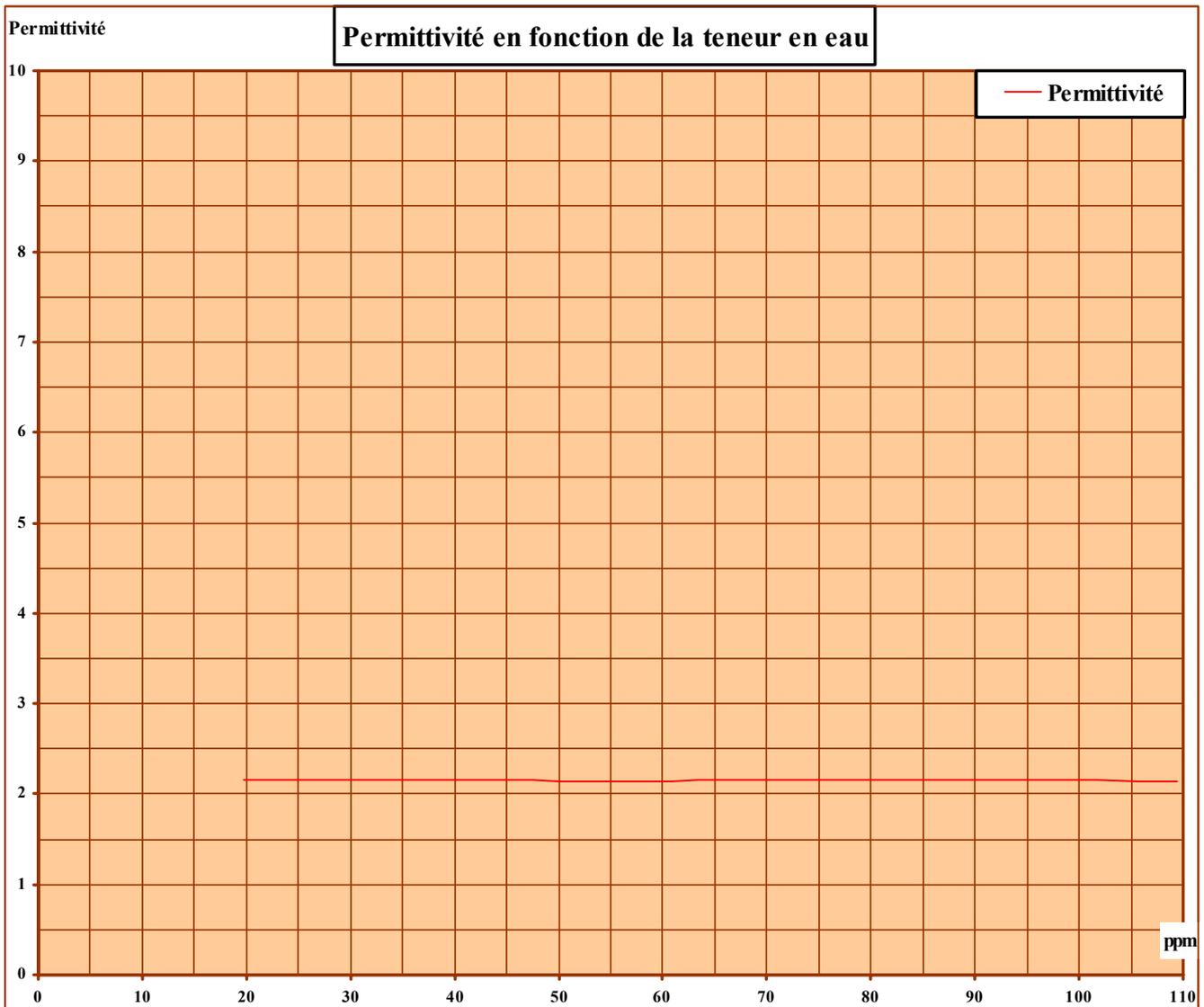


Figure III.42. Huile C'

III-3-4. Comparaisons entre les trois huiles

Pour la comparaison entre les trois huiles, on présente quatre figures pour chaque paramètre mesuré précédemment.

De ces figures, on peut mieux voir la différence entre les trois huiles et ainsi porter une observation précise, surtout pour la rigidité (figure III.43), l'angle de perte (figure III.44), la résistivité (figure III.45) et la permittivité (fig. III.46).

III-3-4.1 La tension de claquage en fonction de la teneur en eau

La figure III.43 représente les variations de la rigidité mesurée en kV des huiles A', B' et C' en fonction de la teneur en eau mesurée en ppm (mg/kg).

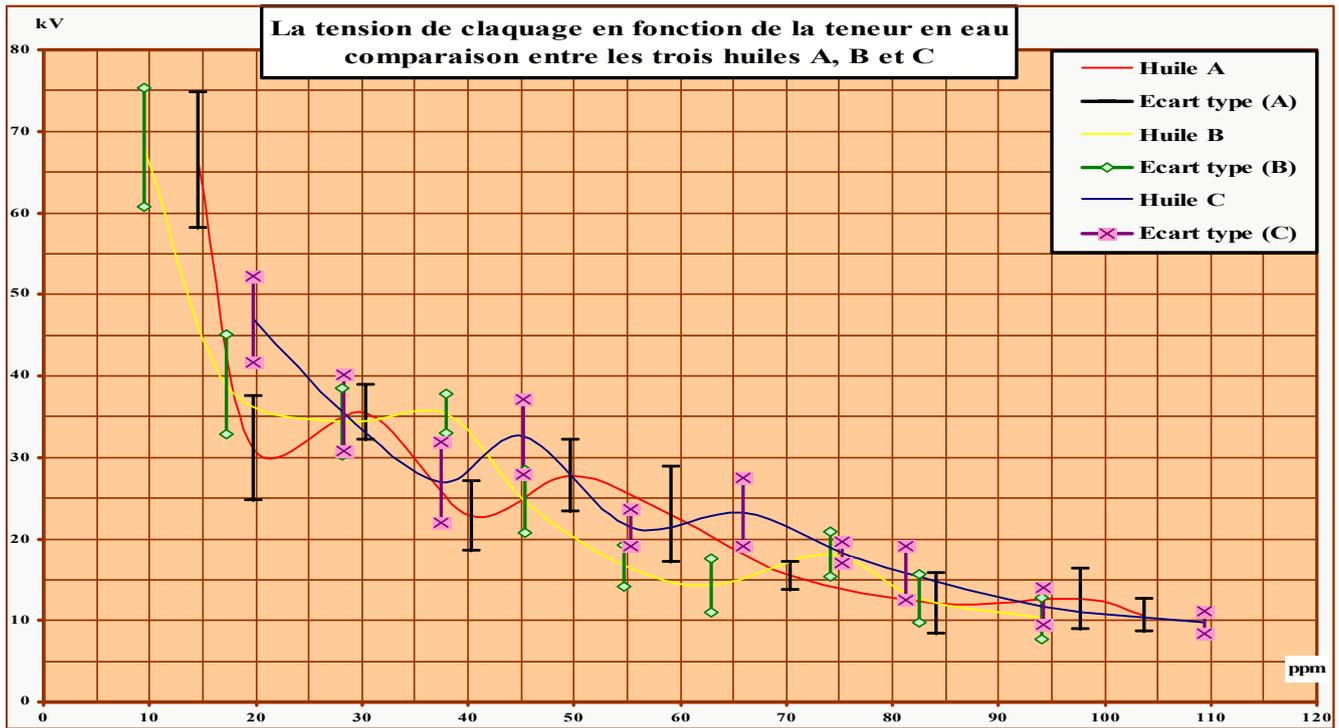


Figure III.43. Huiles A', B' et C'

III-3-4.2 $Tg \delta$ en fonction de la teneur en eau

La figure III.44 représente les variations de l'angle de perte $\tan \delta$ des huiles A', B' et C' en fonction de la teneur en eau mesurée en ppm (mg/kg).

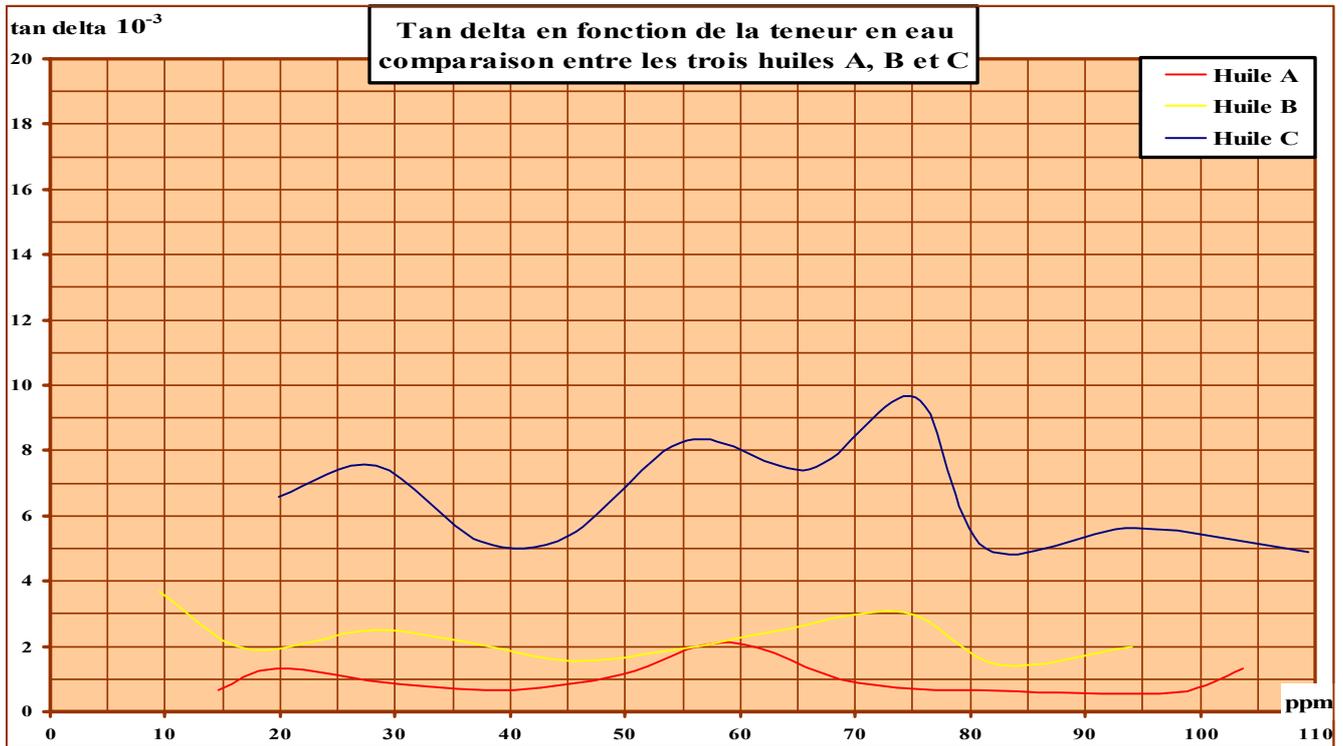


Figure III.44. Huiles A', B' et C'

III-3-4.3 La résistivité en fonction de la teneur en eau

La figure III.45 représente les variations de la résistivité ρ mesurée en $\Omega.m \cdot 10^9$ des huiles A', B' et C' en fonction de la teneur en eau mesurée en ppm (mg/kg).

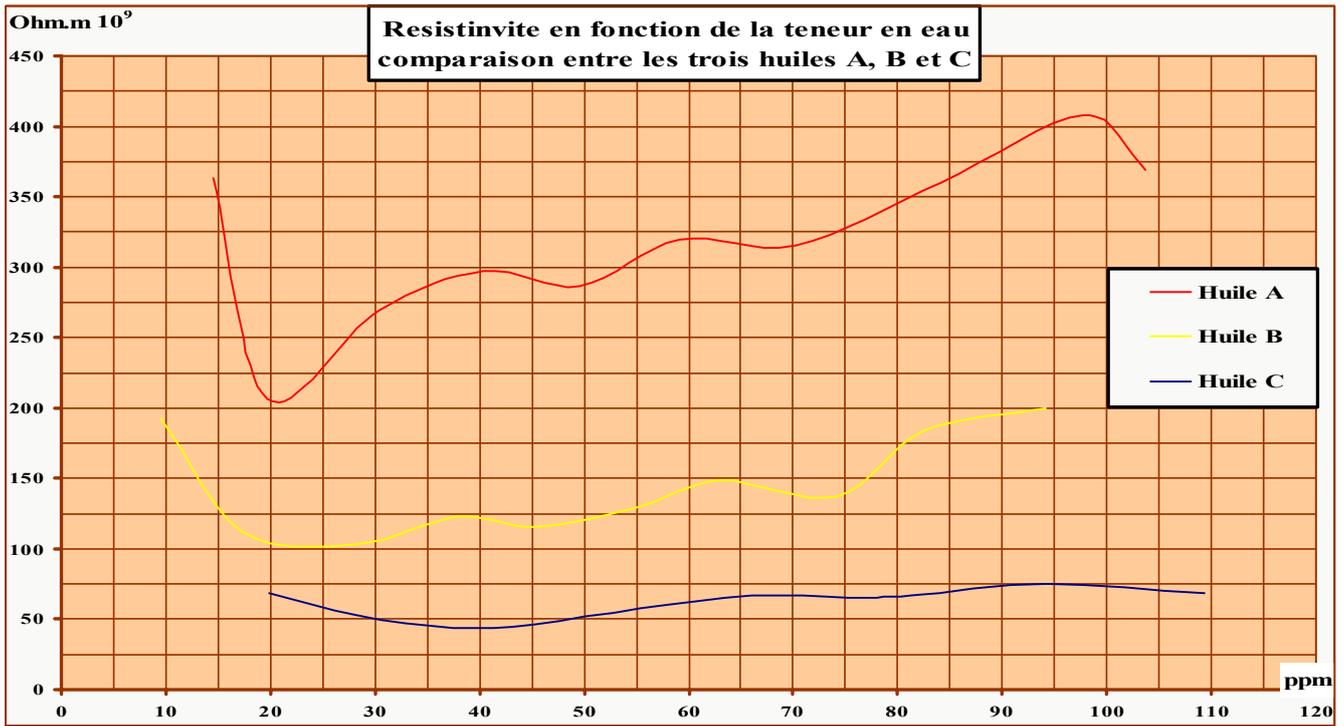


Figure III.45. Huiles A', B' et C'

III-3-4.4 La permittivité en fonction de la teneur en eau

La figure III.46 représente les variations de la permittivité relative ϵ_r des huiles A', B' et C' en fonction de la teneur en eau mesurée en ppm (mg/kg).

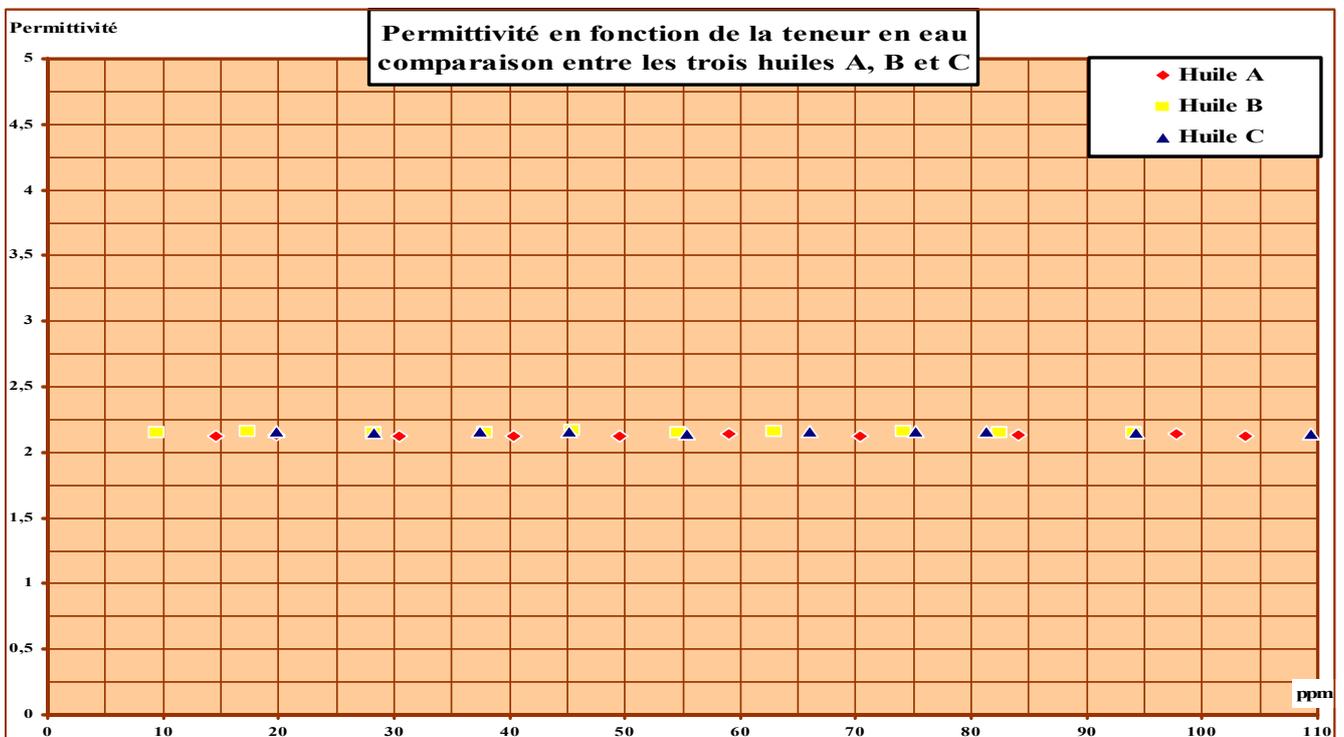


Figure III.46. Huiles A', B' et C'

III-3-5. Interprétations:

Pour les trois liquides, la rigidité représente la caractéristique la plus explicite quant à l'influence de la teneur en eau sur la qualité diélectrique de l'huile, quelque soit sa qualité d'origine : neuve traitée, non traitée ou usagée. Elle diminue de manière nette rendant l'huile non conforme après avoir dépassé la dizaine de ppm d'eau dans l'huile. Cette limite est en accord avec les normes et les caractéristiques des constructeurs. La teneur en eau dégrade de la même manière l'huile quelque soit son état d'origine. La tension de claquage descend à environ 25 kV pour une huile contenant 50 ppm d'eau et à 10 kV lorsqu'elle contient 100 ppm.

L'angle de pertes $\tan \delta$ est le facteur qui présente le moins de sensibilité à la teneur en eau, pour une huile donnée. Il y a cependant une certaine sensibilité pour l'huile usagée dont les variations sont difficiles à interpréter. Ce facteur exprime la relation entre les caractères résistif et capacitif de l'huile. Comme la dissolution de l'eau dans l'huile affecte les deux caractères simultanément, l'interprétation des résultats obtenus devient difficile. Il est ainsi préférable d'étudier séparément ces deux caractères à travers la mesure de la résistivité et de la permittivité relative.

La résistivité par rapport à la teneur en eau présente les variations les plus inattendues car elle présente globalement une tendance à l'augmentation avec la teneur en eau, et ce pour les trois huiles étudiées. Cette tendance est marquée par le passage par un point minimum. Ces résultats dénotent de la mauvaise miscibilité de l'eau distillée dans l'huile minérale naphénique, malgré les longues phases d'agitation appliquées au mélange. Comme les mesures de la résistivité demandent une période relativement élevée, les particules d'eau auront le temps de se décanter et descendre vers le fond, redonnant à l'échantillon de mesure ses propriétés initiales, c'est à dire celle de l'état zéro. Le minimum de résistivité relevé pour chaque type d'huile pourrait correspondre à une plage de miscibilité de l'eau dans l'huile. Elle est de l'ordre de 20 ppm pour l'huile A, 25 ppm pour l'huile B et 40 ppm pour l'huile C.

La rigidité au point 0 des deux premières huiles A et B est presque la même ; elle se situe autour d'une moyenne de 65 kV. Ce la signifie que l'huile étudiée présente une bonne tenue diélectrique jusqu'à une concentration d'eau de 15 ppm nettement supérieure aux 10 ppm fixés par les normes. L'huile C présente par contre une mauvaise rigidité (45 kV au point 0) malgré la modeste valeur relative de sa teneur en eau, ce qui signifie que cette dernière n'est pas le seul paramètre décisif quant à la rigidité d'une huile.

La permittivité relative est l'une des caractéristiques intrinsèques de l'huile les plus difficiles à altérer. Malgré l'état de dégradation avancé de l'huile de type C, sa permittivité est peu différente de celle d'une huile neuve (l'huile B). Elle reste également inchangée avec des teneurs en eau allant jusqu'à 100 ppm. Ce résultat signifie que l'ajout de quantités d'eau à l'huile n'agit pas sur les propriétés microscopiques propres de l'huile ; il agit plutôt sur ses propriétés macroscopiques. Les valeurs relativement petites de la permittivité mesurées dans l'huile A pourraient être dues à la présence de particules d'eau de très petites dimension ou de particules solides dans l'huile non traitée. Il est possible que la permittivité puisse montrer une certaine sensibilité en étudiant ses deux composantes séparément ($\epsilon_r = \epsilon_r + j.\epsilon_r$) ou en effectuant des mesures à des fréquences variables.

Les grandeurs de $\tan \delta$ sont différentes d'une huile à l'autre. Nous avons mesuré des valeurs variant entre $0,5$ et $2 \cdot 10^{-3}$ pour l'huile A, entre $1,5$ et $3,5 \cdot 10^{-3}$ pour l'huile B et entre 5 et $9,5 \cdot 10^{-3}$ pour l'huile C. De même, les valeurs de la résistivité sont différentes d'une huile à l'autre. L'huile A présente une valeur moyenne de $350 \cdot 10^9 \Omega \cdot m$. Celle de l'huile B se situe autour de $150 \cdot 10^9 \Omega \cdot m$ alors que l'huile C présente une valeur moyenne de $70 \cdot 10^9 \Omega \cdot m$.

Conclusion

L'étude menée dans ce chapitre nous a permis d'une part de voir séparément l'influence de la température et des décharges électriques sur les propriétés de l'huile étudiée à différents niveaux de dégradation. A vrai dire, les deux effets sont difficiles à séparer car, si l'effet des décharges n'est pas présent lorsqu'on applique la température seule, celui des décharges fait par contre contribuer inévitablement celui de la température. Nous sommes cependant arrivés à montrer les variations et les particularités de chaque huile par rapport aux autres à travers chacun des paramètres étudiés. D'autre part, nous avons pu accéder aux éléments essentiels altérés par la teneur en eau dans l'huile minérale naphthénique de différentes qualités techniques. La rigidité (tension de claquage) est le paramètre essentiel affecté par la présence de particules d'eau sous forme dissoute dans l'huile. Elle n'est cependant pas le seul paramètre décisif. Le vieillissement de l'huile à travers lequel des réactions d'acidification enclenchées par la présence de l'eau fait que de faibles quantités d'eau rajoutées à une telle huile permettent de réduire sensiblement les propriétés d'isolement de l'huile. Ceci est illustré par les valeurs des mesures de $\tan \delta$ et de la résistivité obtenus sur l'huile A' qui sont de meilleure qualité que celles de l'huile B', alors que cette dernière est sensée avoir subi un traitement.

CHAPITRE 4

PROPRIETES DES MELANGES

IV.1. Introduction

Ce chapitre est consacré à l'étude des propriétés physico chimiques (aspect, couleur, densité, teneur en eau, acidité, tension de claquage, facteur de dissipation, viscosité et point d'éclair) d'un mélange entre une huile usagée et une autre neuve, de même nature et compatible avec elle. Les variations des courants de charge sont également investiguées pour chaque proportion du mélange. Il est orienté vers la recherche des proportions optimales permettant d'avoir des propriétés correctes du mélange [5].

IV.2. Techniques d'Essais :

L'huile de base est naphthénique de type Nynas Nytro 10GBX. Elle est non inhibée, c'est-à-dire qu'elle ne contient pas d'additifs pour l'amélioration de sa tenue à l'oxydation. Elle a été éliminée d'un transfo de puissance de poste après 15 années de service pour contenance de forts taux de carbones. La seconde huile, neuve et de couleur claire, est aussi naphthénique de type BORAK22. Elle est destinée pour un transfo de puissance de centrale.

Ainsi, onze échantillons ont été réalisés. Deux concernent les deux huiles seules. Et les neuf autres correspondent à des proportions de mélange de la Borak dans la Nynas de 10 à 90 % (tableau IV.1).

Pour notre étude, une série d'essais est effectuée pour pouvoir caractériser les deux types d'huiles séparément dans un premier lieu, et leurs mélanges ensuite. Cela nous permet d'évaluer les propriétés physico-chimiques, électriques et thermiques de chaque type. Les paramètres étudiés sont les suivants :

- Propriétés physico-chimiques (aspect et couleur, densité, teneur en eau et acidité)
- Propriétés électriques (tension de claquage et pertes diélectriques)
- Propriétés thermiques (viscosité et point d'éclair)

Afin d'avoir un mélange homogène et une analyse représentative, il est nécessaire de bien faire barboter, à l'aide d'un agitateur magnétique, les échantillons à vitesse constante de 500 rpm (tours par minute) et sous une température ambiante (22°C de moyenne), pendant 40 minutes [82-86].

Les essais ont été réalisés sous les conditions atmosphériques suivantes :

- Une température ambiante moyenne de 22 °C
- Une humidité moyenne du laboratoire 45,75 %
- Une pression atmosphérique de 1 bar

IV.3. Propriétés physico-chimiques

IV.3.1. Aspect et couleur

La couleur et l'aspect sont des caractéristiques visuelles très importantes pour l'analyse de l'huile diélectrique. Pour cet essai, on utilisera un colorimètre selon la norme ASTM D 1500.

La figure IV.1 présente les différentes valeurs des couleurs mesurées pour les mélanges réalisés. Elles varient peu et atteignent une valeur maximale de 1 qui est en dessous de la limite fixée par les normes. L'indice de couleur de la Borak22 et des échantillons 6 à 9 est inférieur à 0.5, correspondant à la limite de l'appareillage de mesure.

Tableau IV.1 : Différentes proportions des mélanges réalisés

| Echan | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Comp | 10% B | 20%B | 30%B | 40%B | 50%B | 60%B | 70%B | 80%B | 90%B |
| | 90% N | 80%N | 70%N | 60%N | 50%N | 40%N | 30%N | 20%N | 10%N |

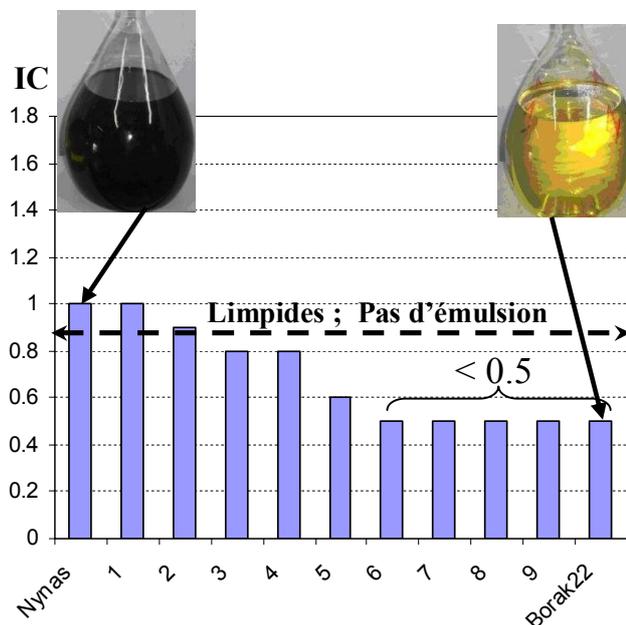


Figure IV.1 : Valeurs mesurées de la couleur pour les différents mélanges.

Tous les mélanges sont limpides, homogènes et présentent une seule et même phase. Ils sont miscibles, aucune émulsion n'est apparue. La couleur commence à devenir bonne (<0.6 à partir de 50% de Borak22).

La Nynas, étant usagée, présente une couleur sombre (noire) ; Cela indique la présence d'impuretés (taux élevé de carbones aussi).

IV.3.2. Densité

La densité est mesurée suivant la norme NF T20-050 (valeur limite $< 0,91$) en utilisant une éprouvette, un densimètre et un thermomètre.

La densité des deux huiles de base et des mélanges constitués varie faiblement du fait que ce sont des huiles de même classe présentant une bonne miscibilité. La figure IV.2 présente les variations de la densité.

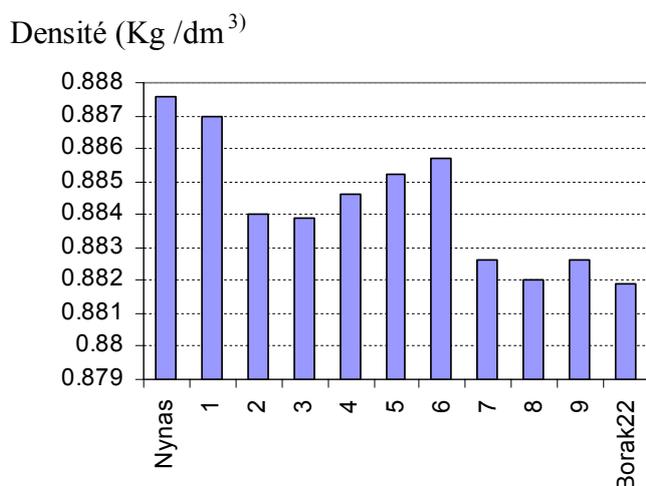


Figure IV.2. Variations de la densité à 15 °C pour les différents mélanges.

Il y a lieu de relever également que les valeurs des densités des différents mélanges sont relativement proches les unes des autres et que tous les mélanges présentent une densité inférieure à la limite. La densité de la Nynas est cependant supérieure à celle de la Borak22. Cela est dû en partie à la présence d'eau et aussi de particules dans cette huile(Nynas).

IV.3.3. Teneur en eau :

La teneur en eau est une donnée primordiale pour la caractérisation d'une huile isolante [2]. Il est donc important de la faire directement après le barbotage de l'échantillon sans le laisser se reposer afin d'avoir la valeur la plus représentative possible. Cela est d'autant plus important que les deux huiles sont de natures différentes [87-89].

Les mesures sont effectuées selon la norme CEI 60814, en respectant ce qui suit :

- Faire trois essais dans différents endroits de la bouteille à cause de l'inhomogénéité éventuelle de la solution.
- La teneur en eau, mesurée en ppm (mg/kg) est la moyenne arithmétique des valeurs trouvées pour les trois essais. Valeurs limites (<20 ppm pour P=260MW et <30 pour 37MW).

Les variations de la teneur en eau pour les différents échantillons sont très importantes du fait que les deux huiles de base contiennent à l'origine des teneurs en eau très différentes. La Borak 22 contient 10 ppm qui sont dans les limites des normes les plus sévères, et la Nynas qui contient 50 ppm, valeur dépassant même la limite de miscibilité de l'eau dans cette huile qui est de 45 ppm. La figure IV.3 présente les variations de la teneur en eau dans les différents mélanges qui présentent aussi des teneurs en eau élevées, quasiment au dessus de ce qui est toléré par les normes. Nous remarquons que pour le mélange le plus défavorable : 10% Borak-90% Nynas, la teneur en eau est supérieure à celle de la Nynas seule. Pour le mélange 90% Bokak-10% Nynas, la teneur en eau est tout de même passée à une valeur de 35 ppm.

La teneur en eau n'affecte pas la rigidité tant qu'elle ne dépasse pas les 50% de la tenue à la saturation (solubilité) [1]. Si on considère que la saturation de l'eau à température ambiante (20 °C) est de l'ordre de 45 ppm pour les huiles minérales naphthéniques [1, 90], la rigidité devrait diminuer pour des teneurs en eau supérieures à 22 ppm. Par contre, la résistivité est affectée par des teneurs en eau supérieures à la solubilité, c'est-à-dire 45 ppm [1, 3, 4]. Il faut noter que la solubilité dépend fortement de la température (elle est de 100 ppm pour T=40°C) et de la nature du liquide (elle dépasse les 1000 ppm pour le tetraester à 20°C).

Teneur en eau (ppm)

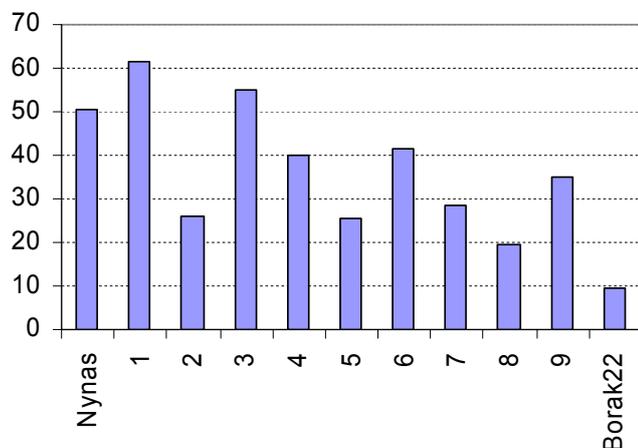


Figure IV.3. Variations de la teneur en eau dans les différents échantillons

Nous pouvons rassembler les remarques concernant l'influence de la teneur en eau comme suit :

- La variation de la teneur en eau ne suit pas la composition des mélanges.
- La valeur limite (20 ppm) est souvent dépassée et dans certains cas, les valeurs mesurées sont éloignées entre deux essais successifs.
- Les conditions de prélèvement et de stockage peuvent avoir une grande influence sur la teneur en eau, d'autant plus que l'humidité du laboratoire n'est pas constante et peut ainsi influencer sur la mesure.

- L'huile Nynas est une huile isolante ancienne qui a commencé à s'oxyder et présente un niveau de saturation en eau plus élevé que la Borak22 (neuve).
- Il suffit de rajouter 10% de Nynas à la Borak 22 pour que la teneur en eau du mélange dépasse la limite fixée par les normes.

IV.3.4. Acidité :

L'indice d'acide Ia est calculé selon la norme NF T 60-112 (valeur limite < 0,5). La figure IV.4 présente les variations de l'acidité en fonction des taux de mélange.

Elle est plus élevée dans la Nynas seule, du fait de l'âge de cette dernière. Les valeurs mesurées sont cependant en dessous des limites fixées par les normes.

Il y a lieu de mentionner également que tous les mélanges présentent un indice d'acidité compris entre ceux des huiles de base. Une valeur élevée indique un début d'oxydation. De plus, comme l'acidité augmente la solubilité de l'eau dans l'huile, cela peut dégrader le papier (la cellulose).

Indice d'acidité (Ia)

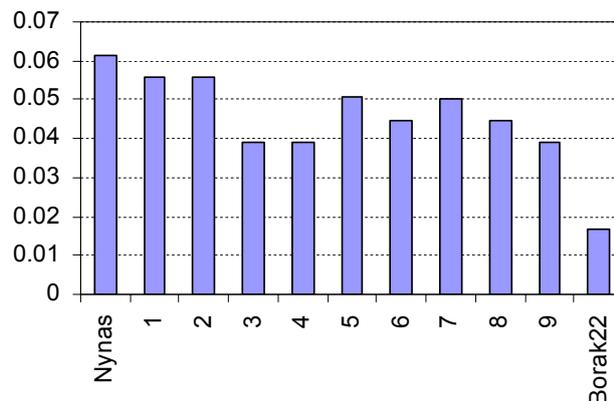


Figure IV.4. Indice d'acidité des différents échantillons d'huile.

IV.4. Propriétés électriques

IV.4.1. Tension de claquage

Pour mesurer la tension de claquage, on utilise un spintermètre numérique en respect des indications de la norme CEI 156 pour tous les échantillons.

Il est important aussi que la température de l'huile durant l'essai ne diffère pas de la température ambiante du laboratoire de plus ou moins 5°C.

Le résultat est calculé à partir de la moyenne de six essais du fait de la faible reproductibilité de chacun de ces essais.

La rigidité diélectrique est calculée à partir de la relation suivante donnée par la CEI 156 :

$$Re = 4.5 Tc + 5$$

De manière générale, la tension de claquage tend à s'améliorer au fur et à mesure que la proportion de Borak 22 augmente. Elle varie entre 14,2 (mélange 9) et 58,71 (Borak22 seule). Ce qui est inattendu est la rigidité de la Nynas seule qui est nettement meilleure que celle des mélanges, même à des proportions faibles de 10 % de celle-ci. La figure IV.5 présente les variations de la tension de claquage pour les différentes proportions de mélange. On relèvera que tous les mélanges présentent des rigidités inférieures à celles des deux huiles d'origine.

Tension de claquage en kV

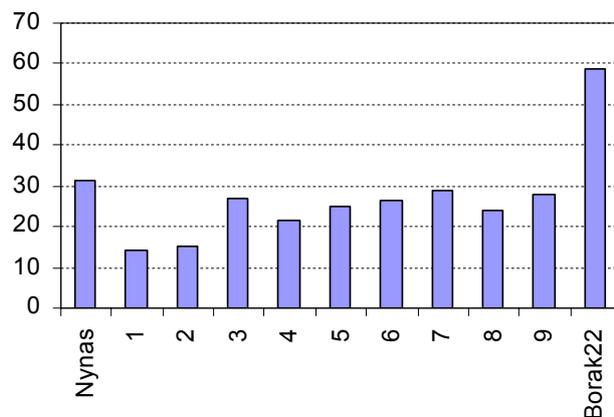


Figure IV.5 : Variations de la tension de claquage pour les différentes proportions de mélange.

Selon la Norme "EN 60156", une rigidité entre 10 et 30kV est insuffisante (cas de tous les mélanges). Entre 30 et 50kV, elle est passable (cas de la Nynas). Elle est bonne et acceptable entre 50 et 70kV (cas de la Borak22). Une rigidité faible indique la présence d'eau et de particules dans l'huile.

IV.4.2. Pertes diélectriques

La mesure des pertes diélectriques (facteur de dissipation, permittivité et résistivité) est prépondérante. Elle nous renseigne sur la capacité des mélanges à remplir leur premier rôle (l'isolation électrique). Cette analyse se fait au moyen d'un appareil de marque BAUR DTL suivant la norme CEI 247.

IV.4.2.1 Facteur de dissipation ($Tg \delta$)

La figure IV.6 présente les variations de $\tan\delta$ en fonction de la proportion de la Borak 22 dans la Nynas. De manière générale, le facteur de dissipation ($\tan \delta$) diminue avec l'augmentation en pourcentage de la Borak dans le mélange. C'est l'un des paramètres qui interprètent le mieux le processus de mélange. Il varie de manière descendante lorsque des proportions plus importantes de Borak 22 sont rajoutées à la Nynas.

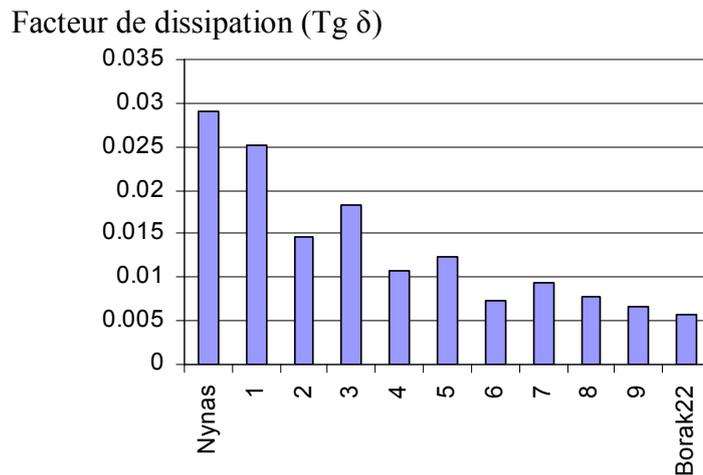


Figure IV.6 : Variations du facteur de dissipation pour les différentes proportions de mélange.

Tous les mélanges présentent des pertes comprises entre celles de la Borak22 et la Nynas. La valeur de $\tan\delta$ est de 0,0057 pour la Borak22 (proche de celle mentionnée sur sa fiche technique) et 0,0291 pour la Nynas. Il apparaît que la valeur de la Nynas (vieille de 15ans) est plus élevée que celle de la Borak22 (neuve). Cela est logique car $\tan \delta$ est très sensible aux produits de vieillissement. Cependant, la valeur limite n'a pas été dépassée (<0.05).

IV.4.2.2. Résistivité électrique (ρ)

La résistivité montre des variations assez attendues (figure IV.7), à savoir que celle-ci augmente au fur et à mesure qu'on rajoute de la Borak 22 à la Nynas, avec un minimum de 10 G Ω m pour la Nynas seule. Cependant, nos résultats font ressortir qu'un mélange de 90% Borak -10% Nynas améliorerait même la résistivité de l'huile.

La résistivité est une propriété fortement dépendante du conditionnement de l'huile et peut être influencée par la présence de corps étrangers tels que les impuretés qui devraient être en plus grand nombre dans la Nynas. La résistivité de la Borak22 (neuve) est meilleure que celle de la Nynas (usagée). Ainsi, on remarque que la résistivité augmente à chaque fois que la Borak. La résistivité moyenne varie entre 10,89 pour la Nynas et 53,83 pour le mélange 9.

De plus, la présence d'une phase aqueuse non soluble dans l'huile fait diminuer la résistivité (cas des premiers mélanges avec une teneur en eau élevée). A l'image du facteur de dissipation, cette

caractéristique est très sensible aux contaminants et aux produits de vieillissement (ceci est visible sur la Nynas qui est en servie depuis plus de 15ans).

Résistivité(GΩm)

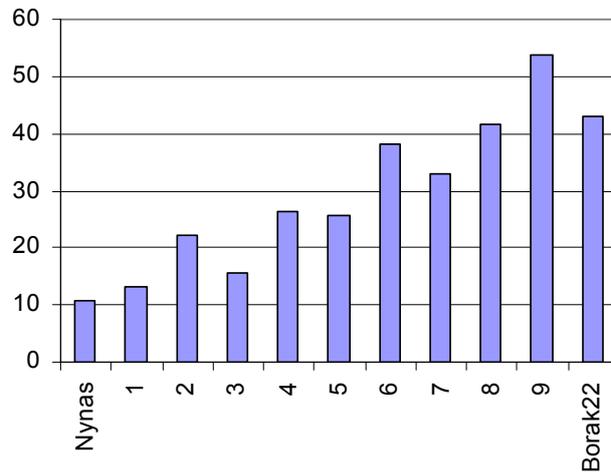


Figure IV.7 : Variations de la résistivité pour les différentes proportions de mélange.

IV.4.2.3 Permittivité électrique (ϵ_r)

Tous les mélanges, y compris les huiles de base, ont une permittivité relative variant entre 2,19 et 2,23 (ϵ_r est presque constante) (figure IV.8). Les limites ($1,5 < \epsilon_r < 2,5$) n'ont pas été dépassées.

La permittivité est une caractéristique intrinsèque, elle dépend essentiellement de la structure chimique de l'huile (elle caractérise la polarité des molécules). Plus la permittivité du milieu est faible, plus ce dernier peut supporter les contraintes électriques les plus élevées (ce qui est valable pour tous les mélanges, en particulier pour le mélange 9).

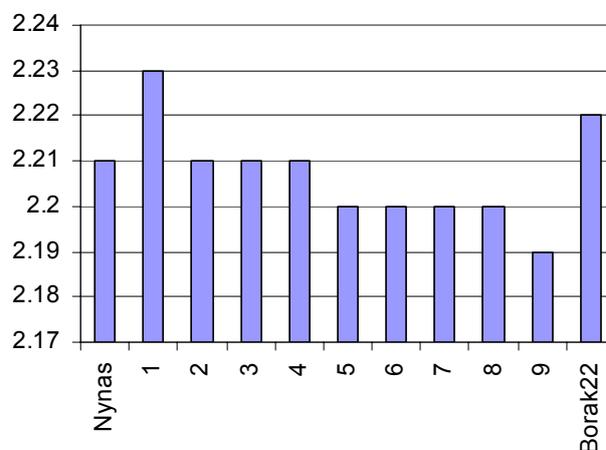


Figure IV.8 : Variations de la permittivité pour les différentes proportions de mélange.

IV.5. Propriétés thermiques

A l'image des propriétés physico-chimiques ou électriques, les propriétés liées au transfert de calories sont d'une grande importance. Les analyses qui vont suivre nous permettront de conclure si les huiles de base ainsi que leurs mélanges sont aptes à remplir leur second rôle, à savoir l'évacuation de la chaleur. Ainsi deux essais sont réalisés, la viscosité cinématique et le point d'éclair.

IV.5.1. Viscosité cinématique

La mesure de la viscosité a été faite au moyen d'un viscosimètre selon la norme ASTM D 445.

À 40°C, la viscosité varie entre 9,79 cst pour la Nynas et 10,94 pour la Borak22 et à 100°C, elle varie entre 2,37 cst pour la Nynas et 2,59 pour le mélange 3 (figure IV.9).

La Nynas a une viscosité légèrement meilleure que celle de la Borak22 aux basses et aux hautes températures. Cependant, tous les mélanges présentent une bonne viscosité quelle que soit la température. Le transfert de chaleur n'est donc pas affecté par la dégradation de la Nynas. La figure IV.10 montre les variations de l'indice de viscosité. Il varie entre 3,86 pour le mélange 3 et 4,39 pour le mélange 8. Cela indique que ces deux mélanges présentent les meilleures caractéristiques thermiques, car une huile est d'autant meilleure que sa variation de viscosité en fonction de la température est faible, même si de façon plus générale, tous les mélanges (y compris la Borak22 et la Nynas) ont un bon indice de viscosité.

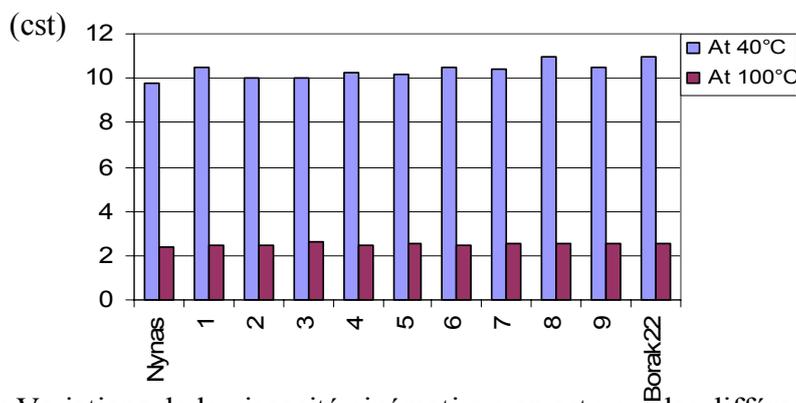


Figure IV.9 : Variations de la viscosité cinématique en cst pour les différentes proportions de mélange

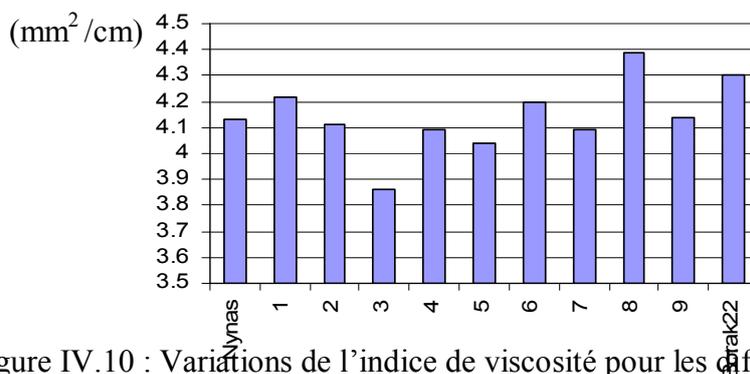


Figure IV.10 : Variations de l'indice de viscosité pour les différentes proportions de mélange.

IV.5.2. Point d'éclair

Le point d'éclair se détermine à l'aide d'un appareil de marque PETROTEST selon la Norme ASTM D93. Il varie de 143 à 156°C (mélange 3). Celui de la Borak22 est plus élevé que celui de la Nynas (figure IV.11). Cependant, tous les mélanges présentent un point d'éclair correct, supérieur à la limite fixée par les normes (>130°C).

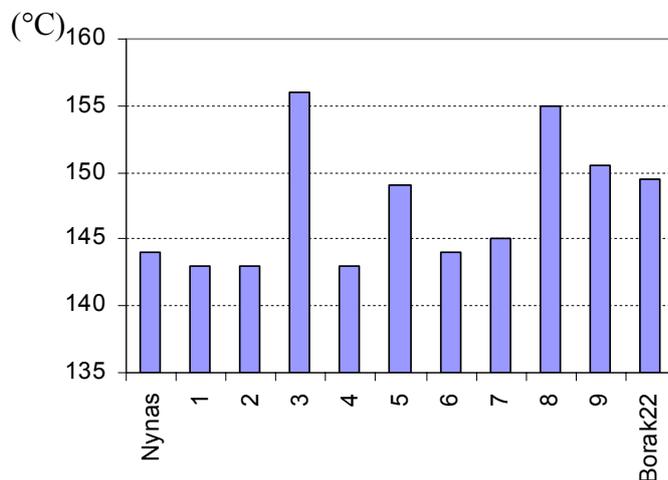


Figure IV.11 : Variations du point d'éclair en (°C) pour les différentes proportions de mélange.

On remarque que l'évolution est quelque peu aléatoire et n'obéit à aucune logique par rapport à la composition du mélange. Il dépend de la partie légère de l'huile et est extrêmement sensible aux contaminants provenant de produits plus volatiles tels que gasoil ou essence (cas de la Nynas, vieille de 15ans et qui présente un taux élevé d'impuretés)

IV.6. Courants isothermes de charge

Pour caractériser les mélanges d'huiles minérales, nous avons choisi une procédure qui consiste à mesurer le courant isotherme de la charge qui est dû au phénomène de la charge d'espace. Cette technique qui a donné satisfaction dans le cas des polymères solides est adoptée pour la première fois pour les liquides, raison pour laquelle des précautions strictes doivent être prises lors de nos mesures (tensions de polarisation faibles, temps de charge relativement court,...). Pour cela, nous effectuons nos mesures, à température ambiante, sur sept échantillons d'huiles minérales naphéniques, de 0,2 mm d'épaisseur, pris entre deux électrodes métalliques.

Afin de limiter les risques de surtension sur notre dispositif, et en raison du fait que nous pouvons diagnostiquer nos échantillons d'huiles même à des tensions de polarisation faibles grâce à la sensibilité de notre appareil de mesure, nous avons choisi d'effectuer nos essais dans une gamme des tensions allant de 2V à 10V. Nous avons balayé cette plage de tension par un pas de 2V.

Au début de chaque mesure, on doit s'assurer que notre échantillon était en court circuit pendant un temps suffisamment long afin d'éviter les effets de la mesure précédente et de travailler dans les mêmes conditions expérimentales.

Lors des essais où nous avons mesuré des courants de charge pendant 3500 secondes (également pour la décharge), nous avons remarqué, pour tous les mélanges, que le courant de décharge est constant durant cette durée. De plus, il est identique à la valeur du courant initial de court circuit avant le début de chaque série de mesures. C'est pour cela que nous allons nous intéresser uniquement au courant de charge dans l'exploitation de nos résultats.

IV.6.1 Effet du champ électrique appliqué

IV.6.1.1 Courant de charge mesuré pour les deux huiles de base

Les figures IV.12 et IV.13 donnent, respectivement pour les deux huiles de base, les courants isothermes en fonction du temps de charge sous différentes valeurs de la tension appliquée. Un changement de comportement est observé sur la conductivité du matériau dans cette gamme de tension. En effet la conductivité électrique qui était croissante jusqu'à 6 Volts, change de comportement et devient décroissante à des tensions supérieures. Cela peut être expliqué par le fait qu'à des tensions de polarisation faibles, la conduction est liée uniquement au mouvement des ions libres existant déjà dans le liquide [28]. Par contre lorsqu'on augmente en tension de polarisation, des phénomènes de dissociation ionique peuvent prendre effet et la conduction devient alors limitée par la charge d'espace ainsi formée.

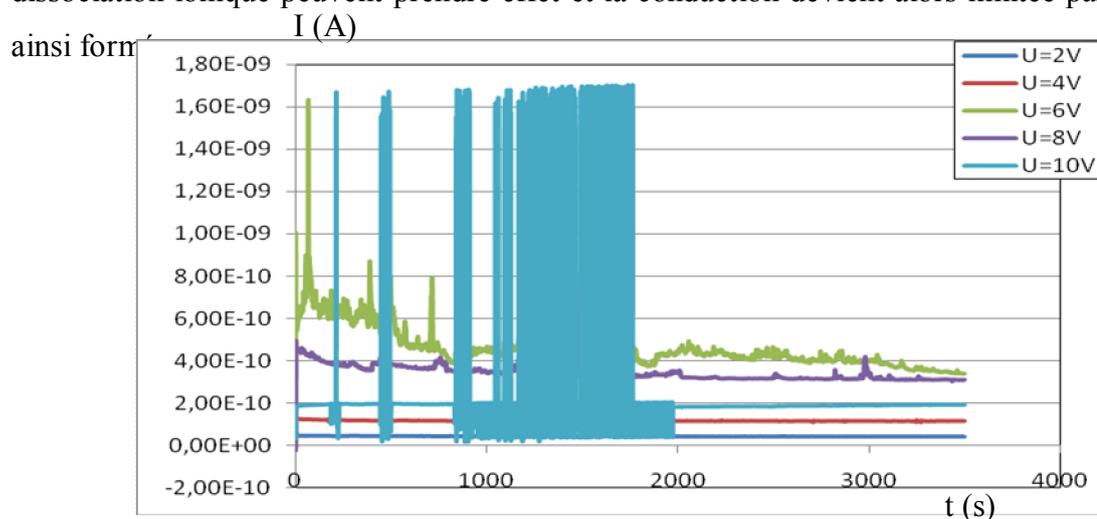


Fig. IV.12: Courants isothermes de charge mesurés pour un échantillon de Nynas pure (100% Nynas), d=2mm.

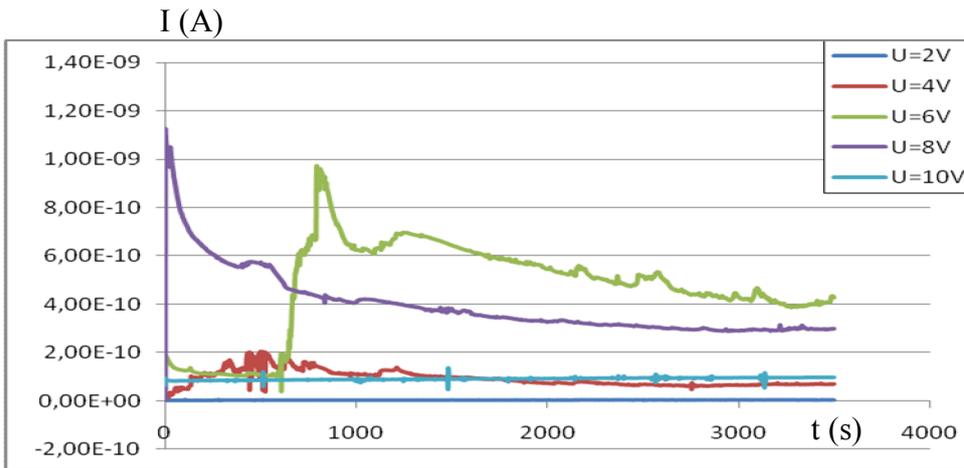


Fig. IV.13: Courants isothermes de charge mesurés pour un échantillon de Borack22 pure (100% Borak), $d=2\text{mm}$.

IV.6.1.2 Courant de charge mesuré pour les mélanges.

Les figures IV.14 à IV.18 représentent l'évolution des courants de charge isothermes en fonction du temps pour des valeurs croissantes du champ électrique appliqué pour les différents mélanges étudiés.

Il en ressort que le courant décroît presque brusquement aux premiers instants de polarisation, c'est le régime transitoire, puis il tend vers % est connu sous le nom de régime permanent. On remarque aussi que la composante du courant permanent est une fonction croissante de la tension appliquée donc du champ électrique appliqué. De plus, cette variation avec le champ électrique appliqué semble linéaire, donc grâce à la loi de conduction $J = \sigma \cdot E$, on peut facilement déduire la conductivité σ , puis la résistivité ρ de ces mélanges. Nous remarquons que le courant de charge varie de la même façon pour les quatre premiers mélanges mais d'une façon inattendue pour le dernier mélange constitué de 90% de Nynas et 10% de Borak 22 dont des fluctuations importantes du courant sont observées (Figure IV.18). Ceci rend difficile de déduire les grandeurs précédemment citées.

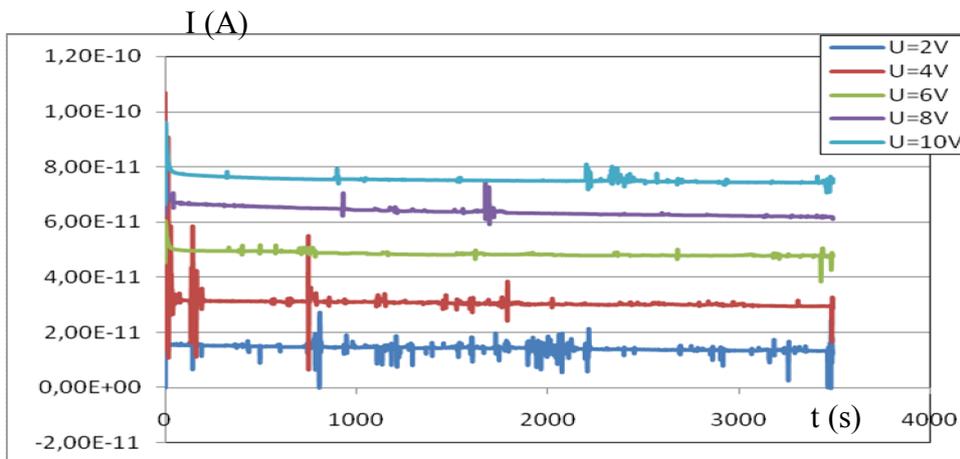


Fig. IV.14: Courants de charge du mélange :10%Nynas+90%Borak22 pour différentes tensions, $d=2\text{mm}$.

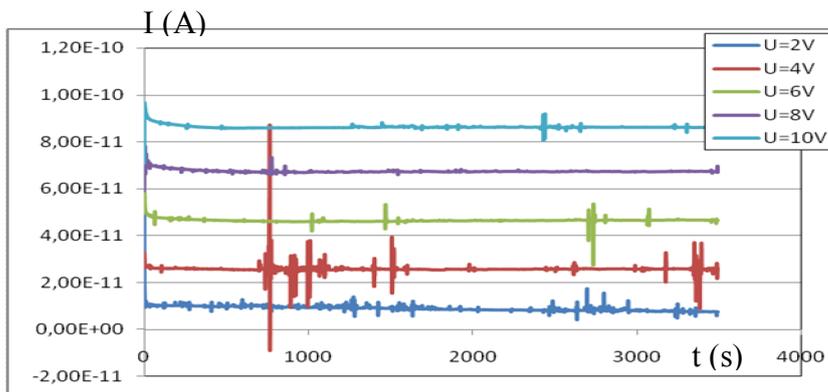


Fig. IV.15: Courants de charge du mélange 25%Nynas+75%Borak22 pour les différentes tensions

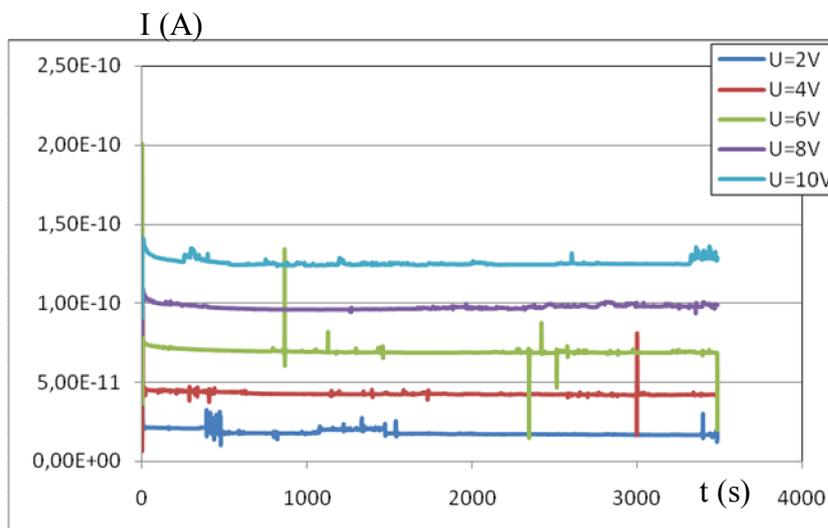


Fig. IV.16: Courants de charge du mélange 50%Nynas+50%Borak22 pour les différentes tensions

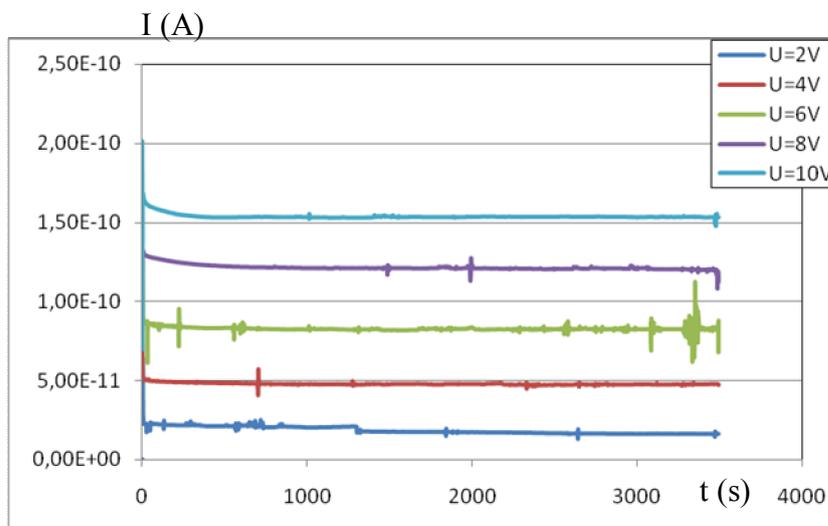


Fig. IV.17: Courants de charge du mélange 75%Nynas+25%Borak22 pour les différentes tensions

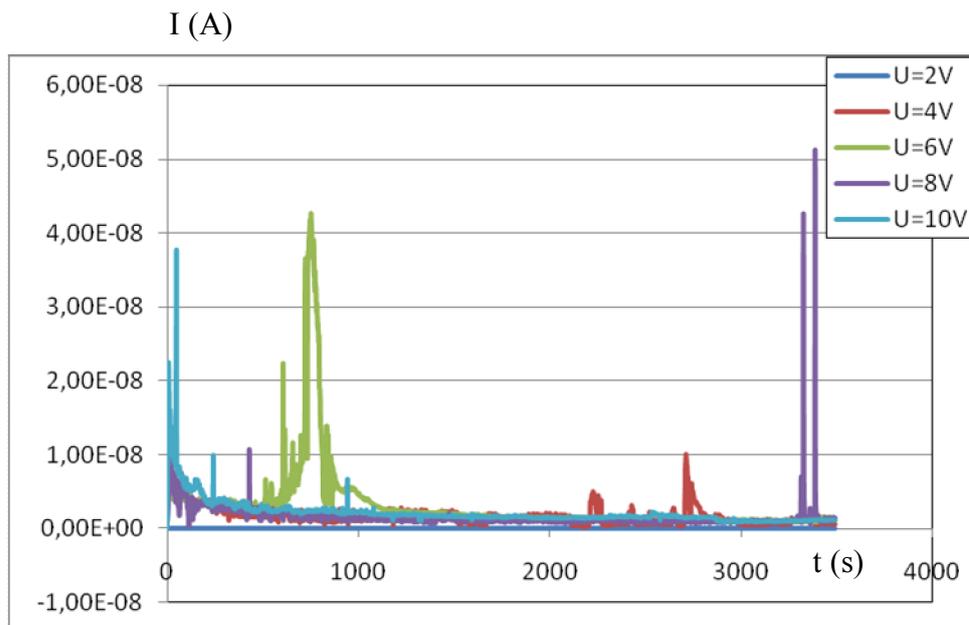


Fig. IV.18: Courants de charge du mélange 90%Nynas+10%Borak22 pour les différentes tensions

IV.6.2 Effet des mélanges

La figure IV.19 donne l'évolution en fonction du temps des courants isothermes de charge enregistrés pour les deux huiles de base ainsi que les différents mélanges traités, et cela pour une tension de polarisation de 2 Volts. Nous déduisons que la Borak22 seule présente le plus faible courant donc la conductivité la plus faible. D'une manière générale, nous observons qu'au fur et à mesure que la Nynas est rajoutée, le mélange d'huile présente une conductivité du courant de plus en plus importante. Cela est essentiellement dû aux impuretés contenues dans la Nynas vieille, qui sont des porteurs de charge supplémentaires favorisant ainsi la conduction du mélange.

Pour les autres tensions de polarisation, le mélange contenant 10% de la Borak et 90% de la Nynas semble largement le plus conducteur (figures IV.20). On constate que le courant est élevé et fluctuant (forme avachie). C'est pour cela que, sur les figures IV.20, l'évolution des courants caractérisant les autres mélanges n'est pas observable. Cela est en bon accord avec les résultats des caractérisations physico-chimiques déjà effectuées [91] où il a été montré que ce mélange est le plus mauvais de tous. De manière globale, on peut dire que le mélange le plus défavorable pour l'isolation est obtenu lorsque de faibles quantités de Borak22 sont ajoutées à la Nynas. Les particules d'eau présentes en surplus dans la Nynas viennent migrer vers les molécules de Borak22 dont la miscibilité est nettement inférieure à celle de la Nynas, fait en sorte que des ponts de particules d'eau libre se forment sous l'effet du champ, augmentant ainsi les courants de conduction dans le mélange.

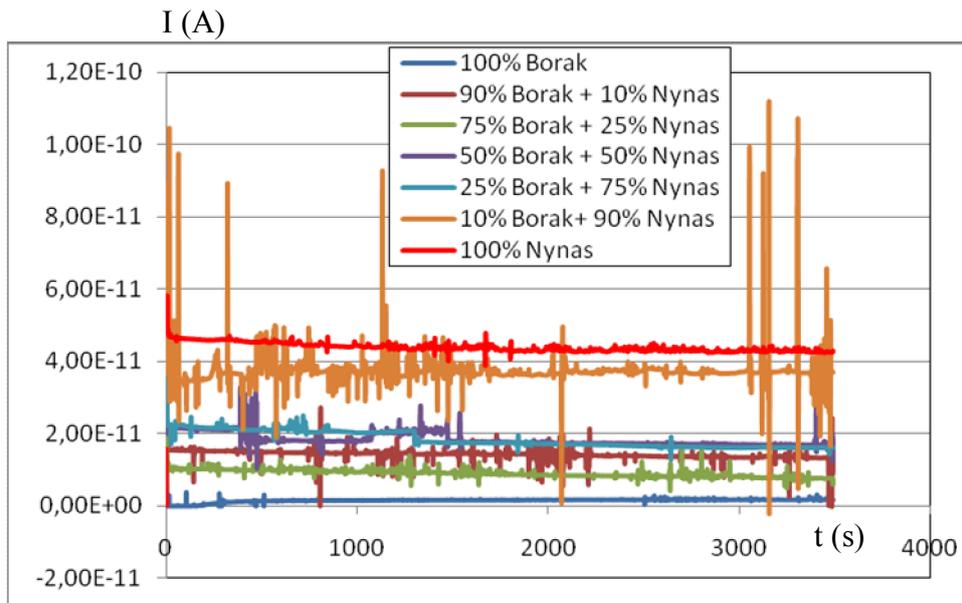


Fig. IV.19: Courants de charge pour les différents mélanges pour une tension de polarisation de 2 Volts

Afin d'observer clairement l'effet des différentes proportions de la Borak22 et de la Nynas, nous allons représenter sur une même échelle les courants mesurés pour tous les échantillons, exception faite pour celui ayant 10% de la Borak22 et 90% de la Nynas (Figure IV.21).

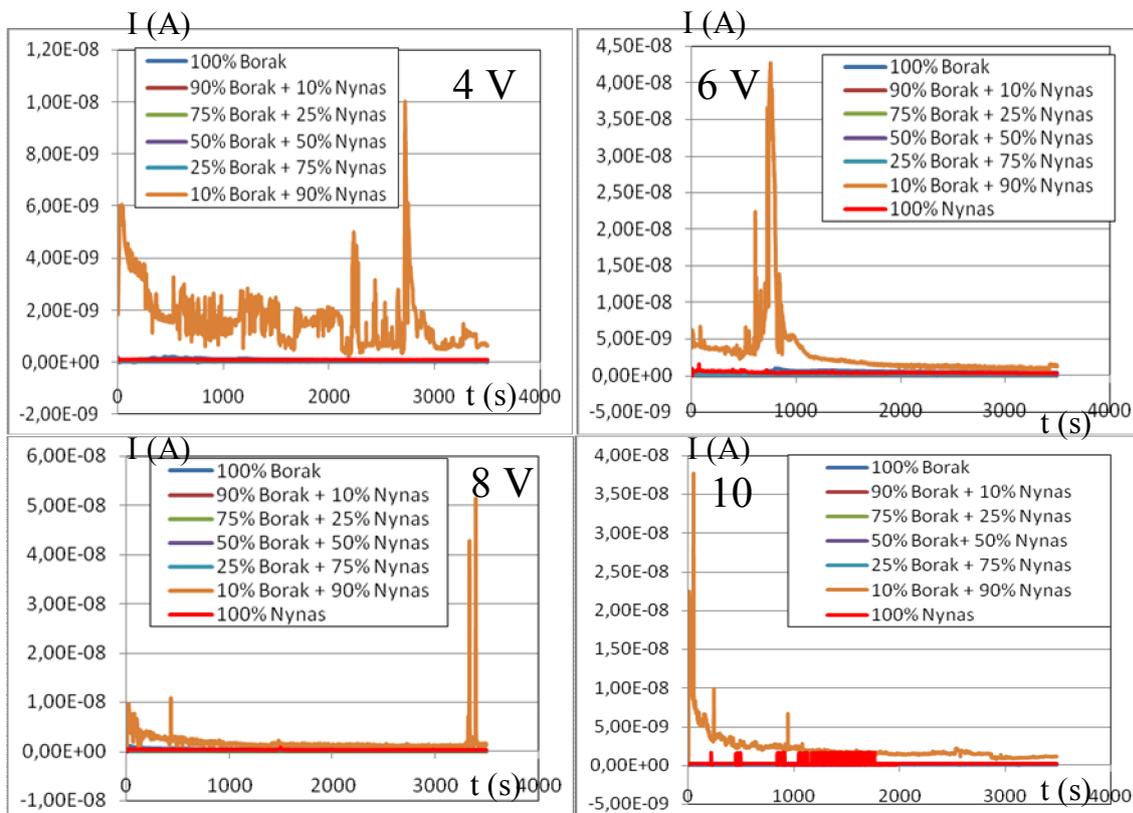


Fig. IV.20. Courants de charge pour les différents mélanges mesurés sous Les tensions de 4, 6, 8 et 10 V

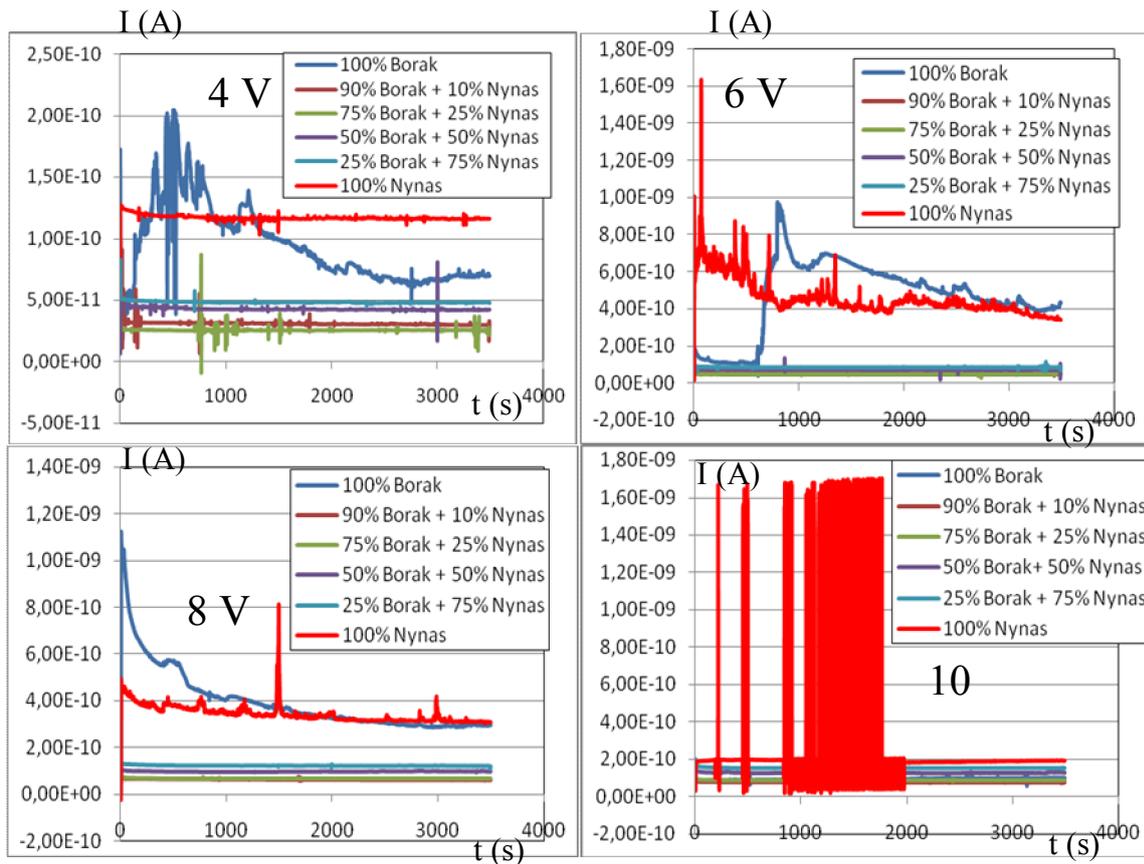


Fig. IV.21: Courants de charge pour différents mélanges mesurés sous de tensions de 4, 6, 8 Et 10 V

A partir de ces courbes, il semble que les deux huiles de départ présentent une conductivité plus élevée que pour tous les mélanges, cela est certainement vrai pour la Nynas en raison de son vieillissement. Mais pour la Borak22, ce résultat est inadmissible du point de vue de la physique, car une huile neuve ne peut pas être moins isolante qu'une huile ancienne détériorée ainsi qu'un mélange d'huile où cette dernière est présente (même avec de faibles proportions). Pour notre cas, cette contradiction est attribuée au fait que les mesures concernant la Borak22 ne sont pas effectuées de la même façon que pour les autres échantillons, et sachant que l'objet de ce travail est la caractérisation d'une huile ancienne (déjà en service) et surtout les mélanges d'huiles, nous nous sommes pas sentis dans l'obligation de refaire les mesures pour la Borak22.

IV.6.3. Exploitation des résultats

A partir de tous ces résultats, on peut déduire les valeurs de la conductivité et donc de la résistivité grâce à la loi de conduction $J = \sigma \cdot E$

la mobilité μ , comme on peut déduire la densité de charge en volume.

Tel que :

J : est la composante permanente de la densité de courant ;

S : est la section des électrodes qui est égale à $4.9 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2$

σ : est la conductivité ;

E : est le champ électrique.

IV.6.3.1. Effet du champ et de la constitution du mélange sur la résistivité et la conductivité

IV.6.3.1.1 Effet du champ

Dans les tableaux IV.2 à IV.8 sont calculées les différentes valeurs de la densité de courant J, la résistivité ρ et la conductivité σ pour les différentes valeurs du champ électrique appliqué pour les différents échantillons et les figures IV.22 à IV.28 interprètent les résultats calculés dans les tableaux sous forme d'histogramme :

Echantillon 100% de Borak 22 et 00% de Nynas

Tab.IV.2 : Les différents paramètres calculés pour l'échantillon de 100% de Borak 22 et 00% de Nynas

| | | | | | |
|--|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Epaisseur d en [m] | $2.5 \cdot 10^{-2}$ |
| Champ électrique E en [kV/m] | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 |
| Courant en [10^{-12} A] | 1.83 | 69.6 | 394 | 295 | 97.4 |
| Densité de courant J en [10^{-7} A/m ²] | 0.0373 | 1.42 | 8.04 | 6.02 | 1.98 |
| Résistivité ρ en [10^{11} Ω .m] | 26.7 | 1.4 | 0.373 | 0.664 | 2.51 |
| Conductivité σ en [10^{-12} Ω^{-1} .m ⁻¹] | 0.373 | 7.1 | 26.8 | 15 | 3.97 |

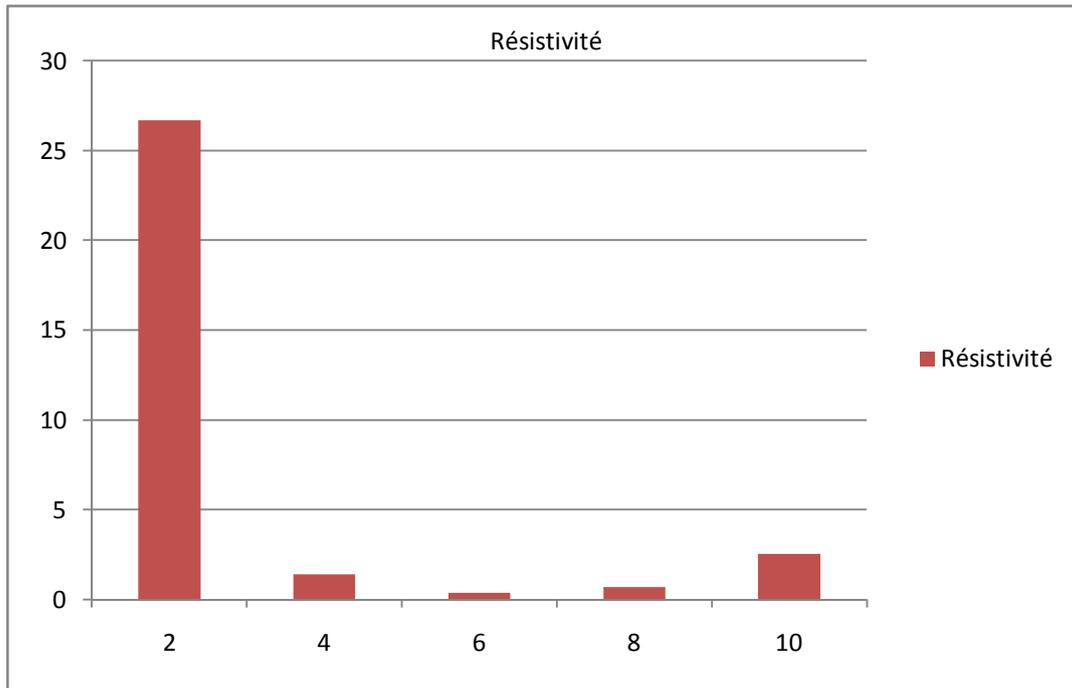


Fig. IV.22: Résistivité x(10¹¹Ωm) en fonction de la tension (V) pour l'échantillon 100% de Borak 22

Echantillon 90% de Borak 22 et 10% de Nynas

Tab.IV.3 : Les différents paramètres calculés pour l'échantillon 90% de Borak 22 et 10% de Nynas

| | | | | | |
|---|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Epaisseur d en [m] | 2.5 10 ⁻² |
| Champ électrique E en [kV/m] | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 |
| Courant en [10 ⁻¹² A] | 13.3 | 29.4 | 47.8 | 62.2 | 74.4 |
| Densité de courant J [10 ⁻⁷ A/m ²] | 0.271 | 0.6 | 0.975 | 1.26 | 1.52 |
| Résistivité ρ en [10 ¹¹ Ω.m] | 3.68 | 3.33 | 3.07 | 3.15 | 3.29 |
| Conductivité σ en [10 ⁻¹² Ω ⁻¹ .m ⁻¹] | 2.71 | 3 | 3.25 | 3.17 | 3.03 |

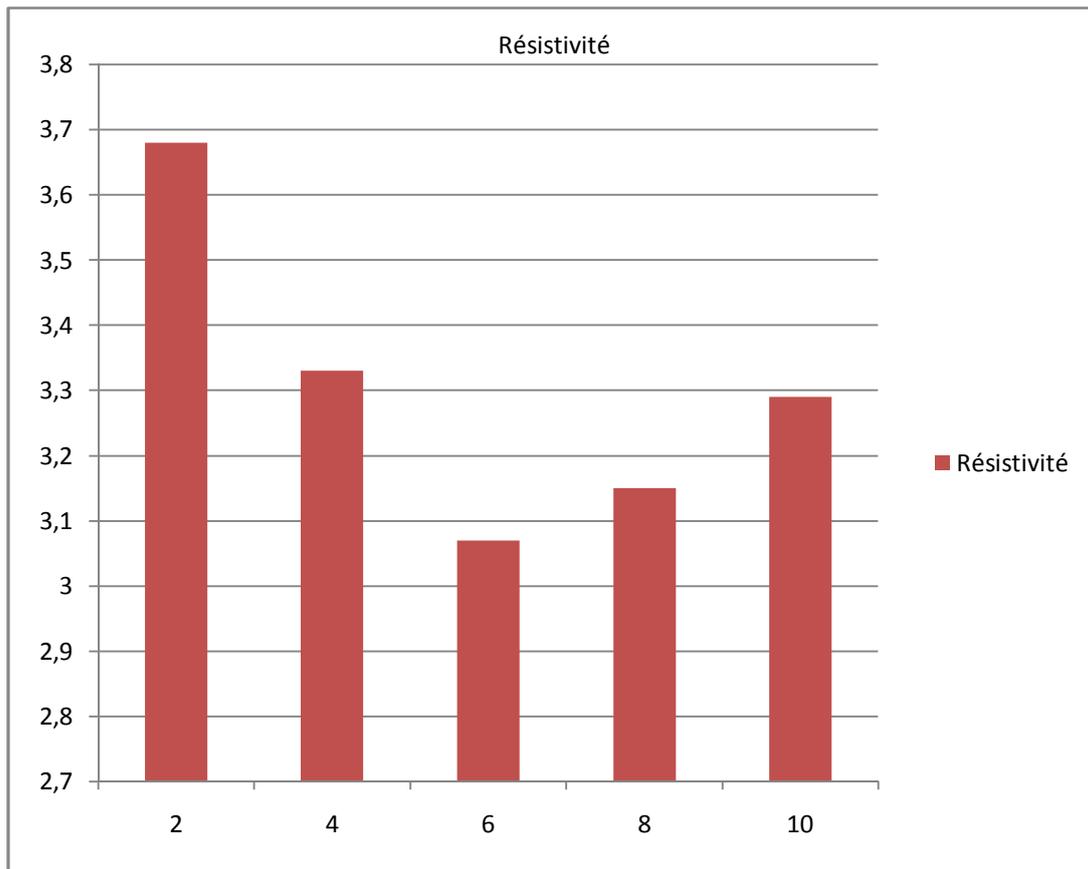


Fig. IV.23: Résistivité x(10¹¹Ωm) en fonction de la tension (V) pour l'échantillon 90% de Borak 22 et 10% de Nynas

Echantillon 75% de Borak 22 et 25% de Nynas

Tab.IV.4 : Les différents paramètres calculés pour l'échantillon de 75% de Borak 22 et 25% de Nynas

| | | | | | |
|---|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Epaisseur d en [m] | 2.5 10 ⁻² |
| Champ électrique E en [kV/m] | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 |
| Courant en [10 ⁻¹² A] | 7.56 | 25.8 | 46.7 | 67.4 | 86.2 |
| Densité de courant J [10 ⁻⁷ A/m ²] | 0.154 | 0.526 | 0.953 | 1.37 | 1.75 |
| Résistivité ρ en [10 ¹¹ Ω.m] | 6.48 | 3.79 | 3.14 | 2.9 | 2.84 |
| Conductivité σ en [10 ⁻¹² Ω ⁻¹ .m ⁻¹] | 1.54 | 2.63 | 3.17 | 3.43 | 3.51 |

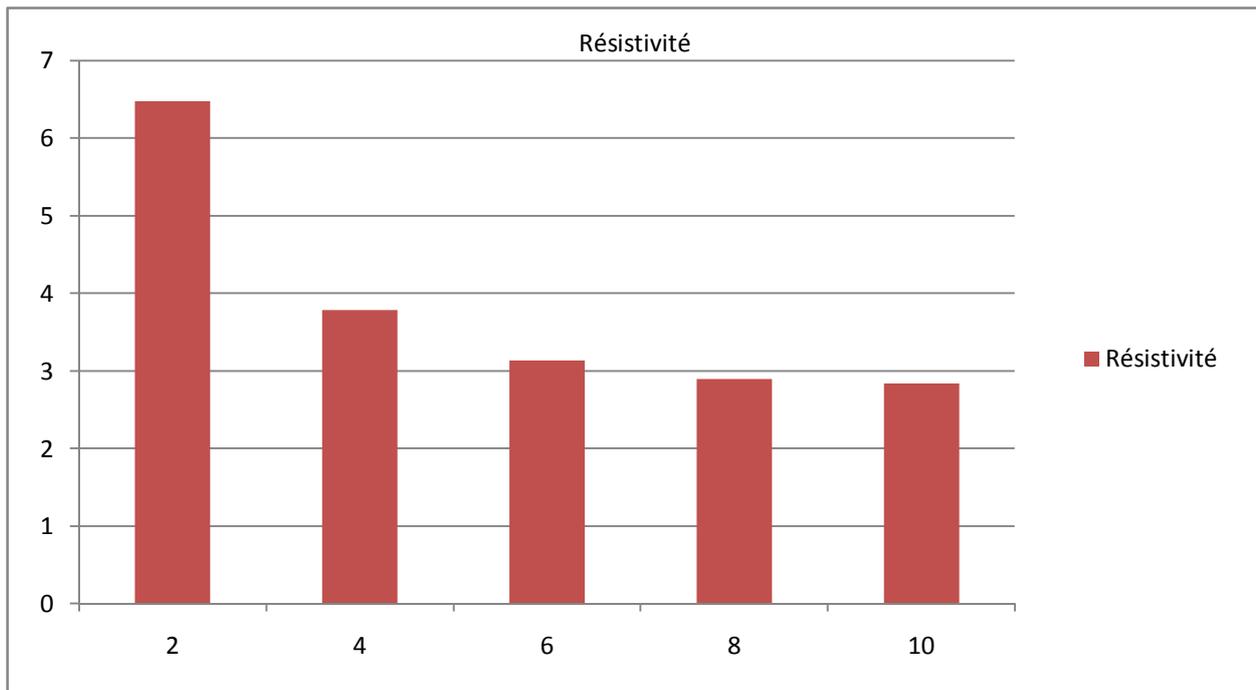


Fig. IV.24: Résistivité x(10¹¹Ωm) en fonction de la tension (V) pour l'échantillon 75% de Borak 22 et 25% de Nynas

Echantillon 50% de Borak 22 et 50% de Nynas

Tab.IV.5 : Les différents paramètres calculés pour l'échantillon de 50% de Borak 22 et 50% de Nynas

| | | | | | |
|---|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Epaisseur d en [m] | 2.5 10 ⁻² |
| Champ électrique E en [kV/m] | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 |
| Courant en [10 ⁻¹² A] | 16.9 | 22.3 | 68.5 | 98.1 | 128 |
| Densité de courant J en [10 ⁻⁷ /m ²] | 0.344 | 0.455 | 1.39 | 2 | 2.61 |
| Résistivité ρ en [10 ¹¹ Ω.m] | 2.89 | 4.39 | 2.14 | 1.99 | 1.91 |
| Conductivité σ en [10 ⁻¹² Ω ⁻¹ .m ⁻¹] | 3.44 | 2.27 | 4.65 | 5 | 5.22 |

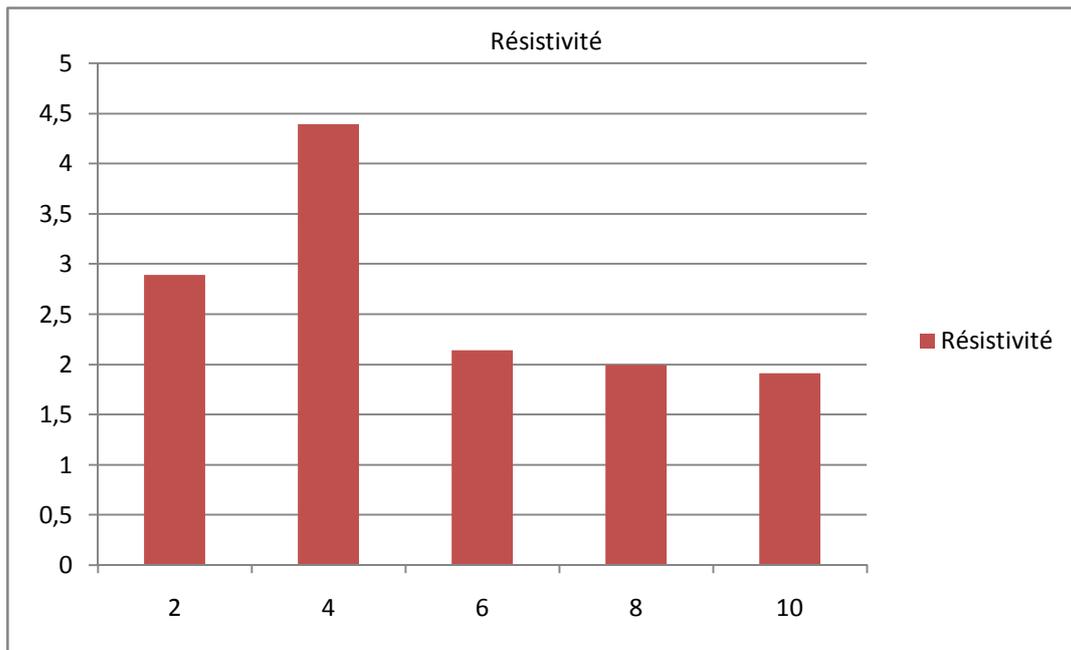


Fig. IV.25: Résistivité x(10¹¹Ωm) en fonction de la tension (V) pour l'échantillon 50% de Borak 22 et 50% de Nynas

Echantillon 25% de Borak 22 et 75% de Nynas

Tab.IV.6 : Les différents paramètres calculés pour l'échantillon de 25% de Borak 22 et 75% de Nynas

| | | | | | |
|---|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Epaisseur d en [m] | 2.5 10 ⁻² |
| Champ électrique E en [kV/m] | 10 | 20 | 30 | 40 | 0 |
| Courant en [10 ⁻¹² A] | 16.0 | 47.6 | 83.1 | 120 | 153 |
| Densité de courant J en [10 ⁻⁷ A/m ²] | 0.326 | 0.971 | 1.69 | 2.44 | 3.12 |
| Résistivité ρ en [10 ¹¹ Ω.m] | 3.06 | 2.05 | 1.76 | 1.63 | 1.6 |
| Conductivité σ en [10 ⁻¹² Ω ⁻¹ .m ⁻¹] | 3.26 | 4.85 | 5.65 | 6.12 | 6.24 |

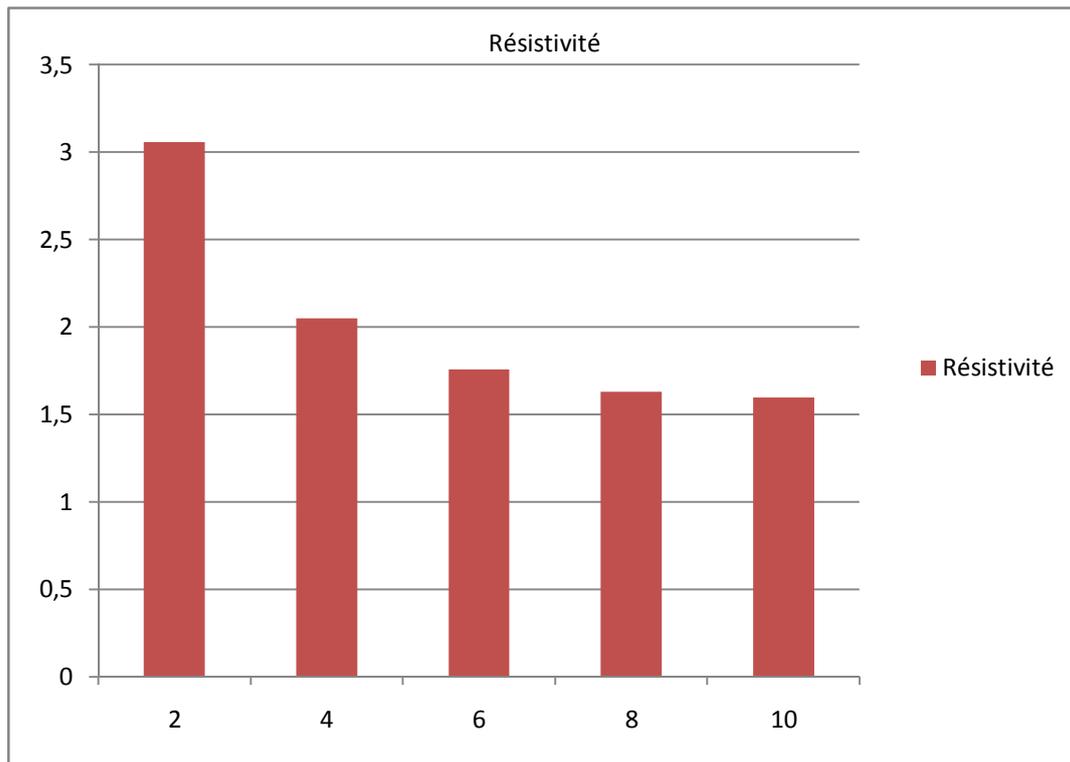


Fig. IV.26: Résistivité x(10¹¹Ωm) en fonction de la tension (V) pour l'échantillon 25% de Borak 22 et 75% de Nynas

Echantillon 10% de Borak 22 et 90% de Nynas

Tab.IV.7 : Les différents paramètres calculés pour l'échantillon de 10% de Borak 22 et 90% de Nynas

| | | | | | |
|---|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Epaisseur d en [m] | 2.5 10 ⁻² |
| Champ électrique E en [kV/m] | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 |
| Courant en [10 ⁻¹² A] | 37 | 661 | 953 | 998 | 1200 |
| Densité de courant J en [10 ⁻⁷ A/m ²] | 0.755 | 13.4 | 19.4 | 20.3 | 24.4 |
| Résistivité ρ en [10 ¹¹ Ω.m] | 1.32 | 0.148 | 0.154 | 0.196 | 0.204 |
| Conductivité σ en [10 ⁻¹² Ω ⁻¹ .m ⁻¹] | 7.55 | 67.4 | 64.8 | 50.9 | 48.9 |

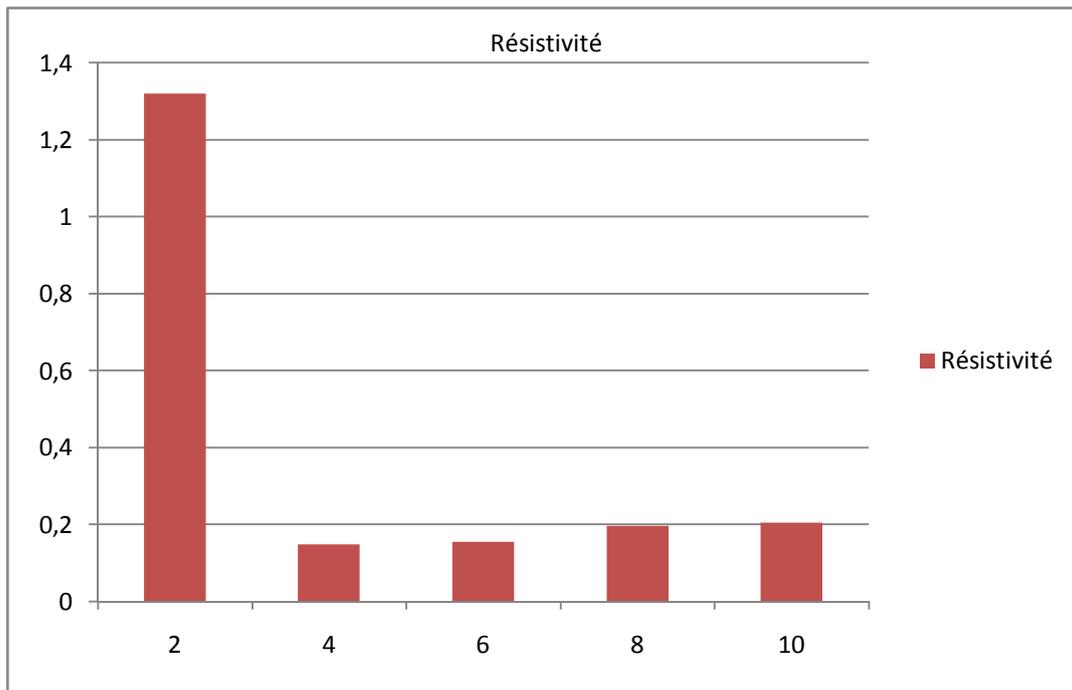


Fig. IV.27: Résistivité x(10¹¹Ωm) en fonction de la tension (V) pour l'échantillon 10% de Borak 22 et 90% de Nynas

Echantillon 00% de Borak 22 et 100% de Nynas

Tab.IV.8 : Les différents paramètres calculés pour l'échantillon de 00% de Borak 22 et 100% de Nynas

| Epaisseur d en [m] | 2.5 10 ⁻² |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Champ électrique E en kV/m] | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 |
| Courant en [10 ⁻¹² A] | 42.6 | 116 | 349 | 312 | 193 |
| Densité de courant J en [10 ⁻⁷ /m ²] | 0.869 | 2.36 | 7.12 | 6.36 | 3.93 |
| Résistivité ρ en [10 ¹¹ Ω.m] | 1.15 | 0.844 | 0.4212 | 0.6282 | 1.26 |
| Conductivité, σ en [10 ⁻¹² Ω ⁻¹ .m ⁻¹] | 8.69 | 11.83 | 23.74 | 15.91 | 7.87 |

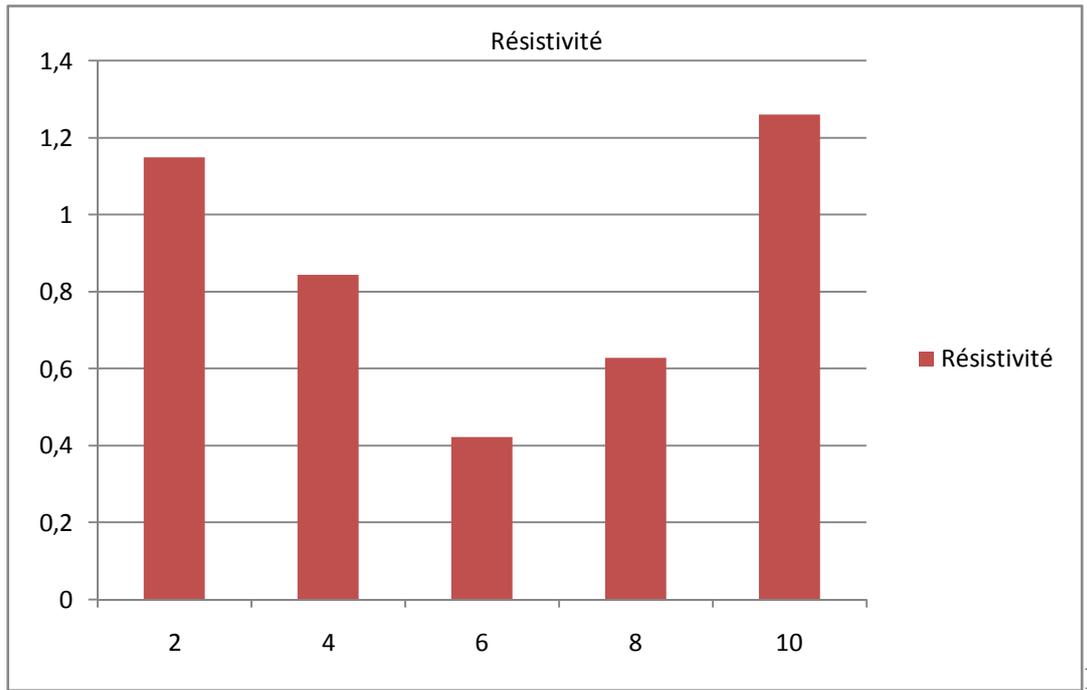


Fig. IV.28: Résistivité x(10¹¹Ωm) en fonction de la tension (V) pour l'échantillon 100% de Nynas

IV.6.3.1.2 Effet du mélange

Les figures IV.29 à IV.33 illustrent les différents paramètres (Courant, résistivité et conductivité) calculés dans les tableaux en fonction de la tension appliquée pour chaque échantillon. Le courant augmente en faisant augmenter le champ électrique appliqué pour les différents mélanges.

Nous remarquons que la résistivité diminue en faisant augmenter le degré de rajout de la Nynas à la Borak 22 jusqu'au mélange où elle devient très faible pour le mélange qui contient 10% de Borak 22 et 90% de Nynas. On constate aussi que la conductivité augmente par l'augmentation du rajout de la Nynas à la Borak 22 qui atteint les valeurs maximales pour le mélange qui contient 10% de Borak 22 et 90% de Nynas. Ceci peut être dû au vieillissement de l'huile.

Tous ces résultats affirment que le mélange qui contient 10% de la Borak 22 et 90% de la Nynas est le plus mauvais mélange qu'on doit éviter.

Dans les tableaux IV.9 à IV.13 sont données les différentes valeurs de la densité de courant J , la résistivité ρ et la conductivité σ pour les différents échantillons pour chaque valeur de la tension appliquée.

❖ **Tension de 2 Volts**

Tab.IV.9. Les différents paramètres calculés pour les différents échantillons pour une tension de 2 Volts

| Epaisseur | $2.5 \cdot 10^{-2}$ |
|---|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Echantillon | 100% B & 00% N | 90% B & 10% N | 75% B & 25% N | 50% B & 50% N | 25% B & 75% N | 10% B & 90% N | 00% B & 100% N |
| Courant en 10^{-12} [A] | 1.83 | 13.3 | 7.56 | 16.9 | 16.0 | 37 | 42.6 |
| Densité de courant J en $[10^{-7} \text{ A/m}^2]$ | 0.0373 | 0.271 | 0.154 | 0.344 | 0.326 | 0.755 | 0.869 |
| Résistivité ρ en $[10^{11} \Omega \cdot \text{m}]$ | 26.7 | 3.68 | 6.48 | 2.89 | 3.06 | 1.32 | 1.15 |
| Conductivité σ en $[10^{-12} \Omega^{-1} \cdot \text{m}^{-1}]$ | 0.373 | 2.71 | 1.54 | 3.44 | 3.26 | 7.55 | 8.69 |

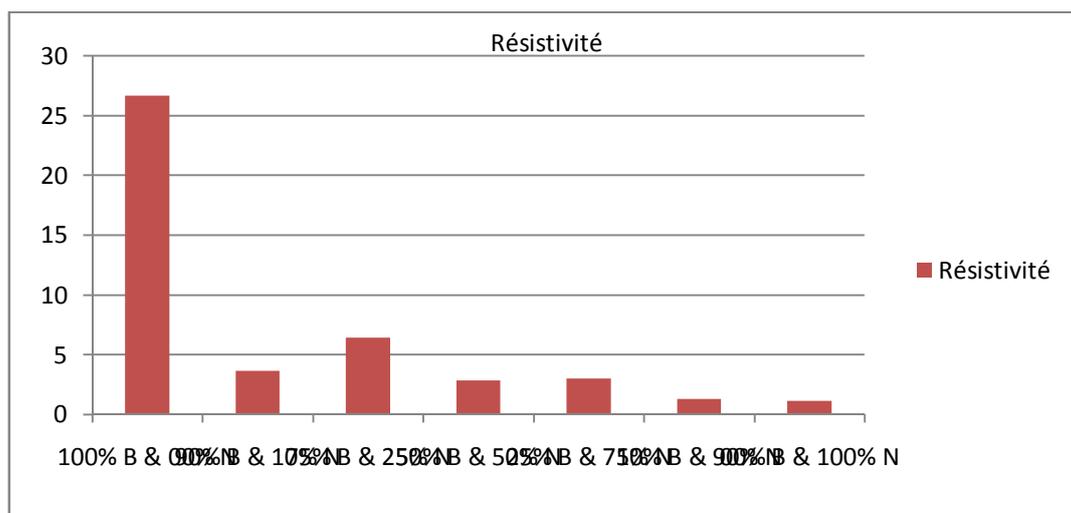


Fig. IV.29: Variations de la résistivité x(10¹¹Ωm) en fonction du mélange pour une tension de 2 Volts

❖ Tension de 4 Volts

Tab.IV.10. Les différents paramètres calculés pour les différents échantillons pour une tension de 4 Volts

| Epaisseur | $2.5 \cdot 10^{-2}$ |
|---|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Echantillon | 100% B & 00% N | 90% B & 10% N | 75% B & 25% N | 50% B & 50% N | 25% B & 75% N | 10% B & 90% N | 00% B & 100% N |
| Courant en 10^{-12} [A] | 69.6 | 29.4 | 25.8 | 22.3 | 47.6 | 661 | 116 |
| Densité de courant J en $[10^{-7} \text{ A/m}^2]$ | 1.42 | 0.6 | 0.526 | 0.455 | 0.971 | 13.4 | 2.36 |
| Résistivité ρ en $[10^{11} \Omega \cdot \text{m}]$ | 1.4 | 3.33 | 3.79 | 4.39 | 2.05 | 0.148 | 0.844 |
| Conductivité σ en $[10^{-12} \Omega^{-1} \cdot \text{m}^{-1}]$ | 7.1 | 3 | 2.63 | 2.27 | 4.85 | 67.4 | 11.83 |

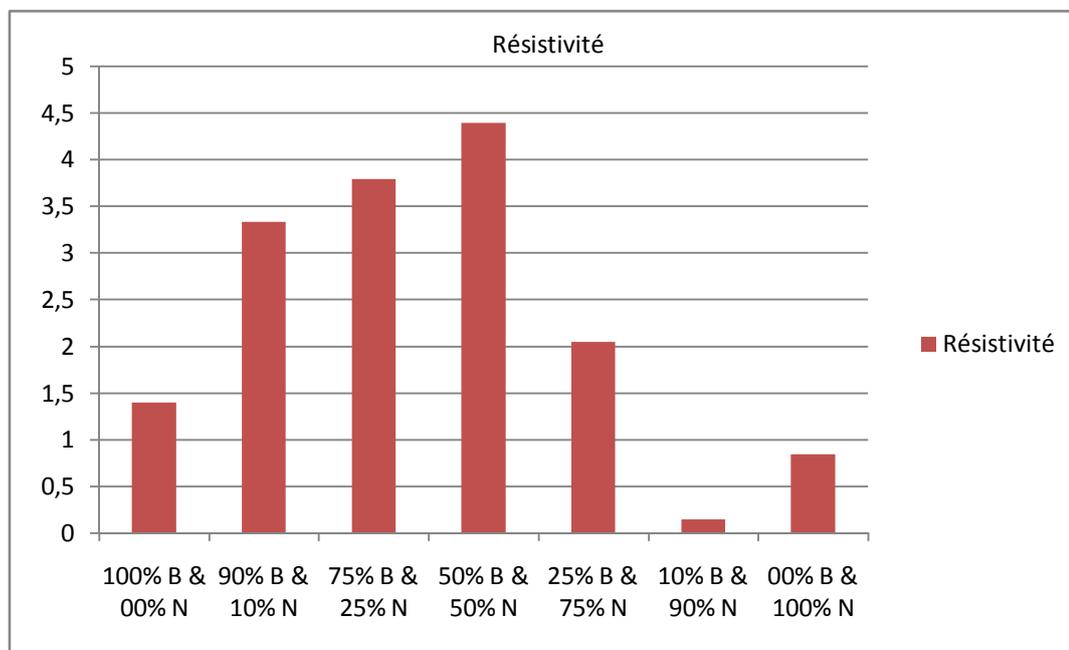


Fig. IV.30: Variations de la résistivité $\times (10^{11} \Omega \cdot \text{m})$ en fonction du mélange pour une tension de 4 Volts

❖ Tension de 6 Volts

Tab.IV.11: Les différents paramètres calculés pour les différents échantillons pour une tension de 6 Volts

| | | | | | | | |
|---|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Epaisseur | $2.5 \cdot 10^{-2}$ |
| Echantillon | 100% B & 00% N | 90% B & 10% N | 75% B & 25% N | 50% B & 50% N | 25% B & 75% N | 10% B & 90% N | 00% B & 100% N |
| Courant en 10^{-12} [A] | 394 | 47.8 | 46.7 | 68.5 | 83.1 | 953 | 349 |
| Densité de courant J en $[10^{-7} \text{ A/m}^2]$ | 8.04 | 0.975 | 0.953 | 1.39 | 1.69 | 19.4 | 7.12 |
| Résistivité ρ en $[10^{11} \Omega \cdot \text{m}]$ | 0.373 | 3.07 | 3.14 | 2.14 | 1.76 | 0.154 | 0.421 |
| Conductivité σ en $[10^{-12} \Omega^{-1} \cdot \text{m}^{-1}]$ | 26.8 | 3.25 | 3.17 | 4.65 | 5.65 | 64.8 | 23.74 |

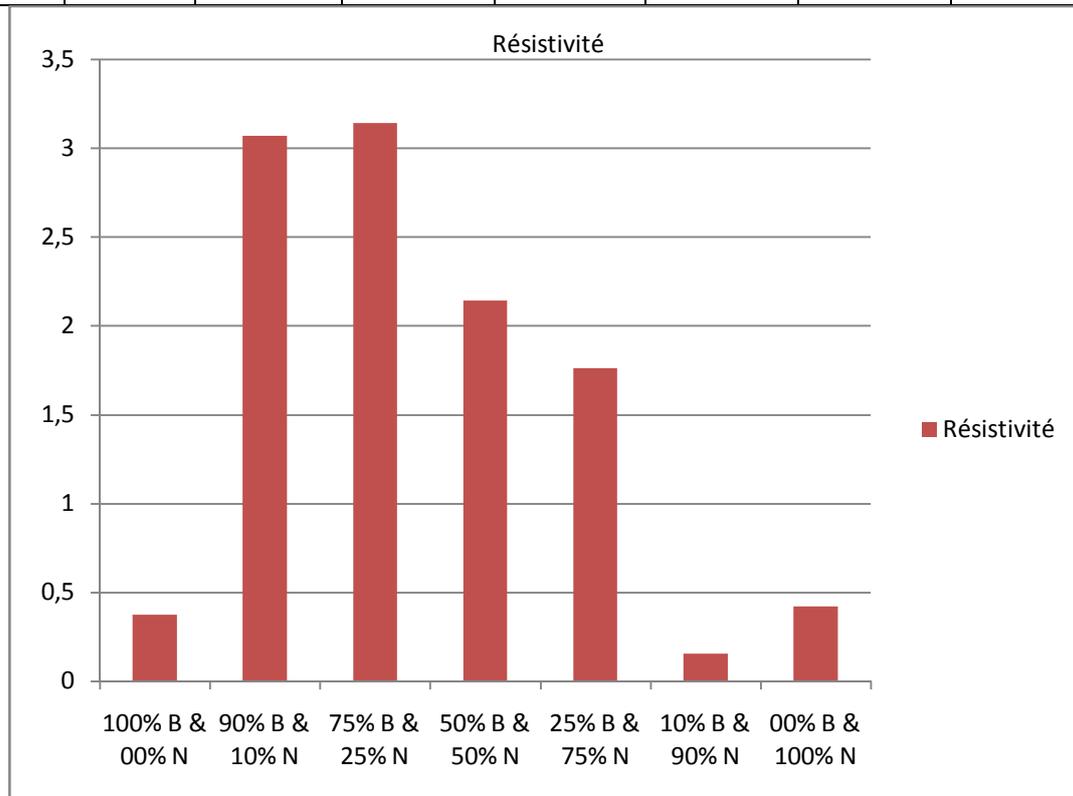


Fig. IV.31: Variations de la résistivité $\times (10^{11} \Omega \cdot \text{m})$ en fonction du mélange pour une tension de 6 Volts

❖ Tension de 8 Volts

Tab.IV.12: Les différents paramètres calculés pour les différents échantillons pour une tension de 8 Volts

| | | | | | | | |
|--|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Epaisseur | $2.5 \cdot 10^{-2}$ |
| Echantillon | 100% B & 00% N | 90% B & 10% N | 75% B & 25% N | 50% B & 50% N | 25% B & 75% N | 10% B & 90% N | 00% B & 100% N |
| Courant en 10^{-12} [A] | 295 | 62.2 | 67.4 | 98.1 | 120 | 998 | 312 |
| Densité de courant J en [10^{-7} A/m ²] | 6.02 | 1.26 | 1.37 | 2 | 2.44 | 20.3 | 6.36 |
| Résistivité en [10^{11} Ω.m] | 0.664 | 3.15 | 2.9 | 1.99 | 1.63 | 0.196 | 0.628 |
| Conductivité σ en [10^{-12} Ω ⁻¹ .m ⁻¹] | 15 | 3.17 | 3.43 | 5 | 6.12 | 50.9 | 15.91 |

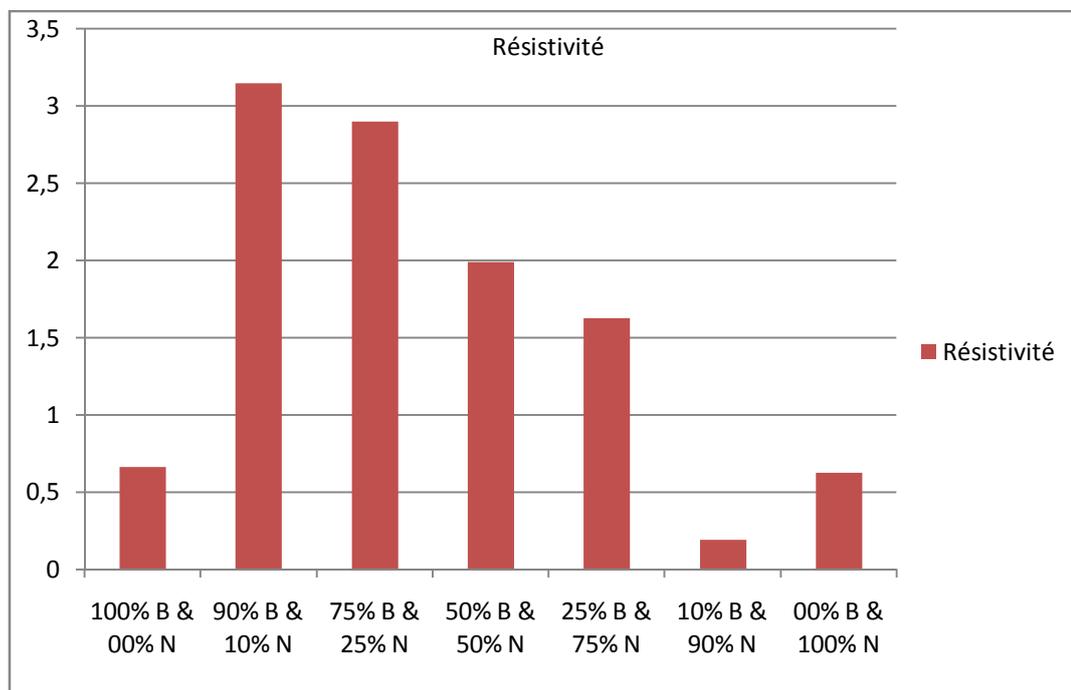


Fig. IV.32: Variations de la résistivité x(10¹¹Ωm) en fonction du mélange pour une tension de 8 Volts

❖ Tension de 10 Volts

Tab.IV.13: Les différents paramètres calculés pour les différents échantillons pour une tension de 10 volts.

| | | | | | | | |
|--|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Epaisseur | $2.5 \cdot 10^{-2}$ |
| Echantillon | 100% B & 00% N | 90% B & 10% N | 75% B & 25% N | 50% B & 50% N | 25% B & 75% N | 10% B & 90% N | 00% B & 100% N |
| Courant en 10^{-12} [A] | 97.4 | 74.4 | 86.2 | 128 | 153 | 1200 | 193 |
| Densité de courant J en $[10^{-7} \text{ A/m}^2]$ | 1.98 | 1.52 | 1.75 | 2.61 | 3.12 | 24.4 | 3.93 |
| Résistivité ρ en $[10^{11} \Omega \cdot \text{m}]$ | 2.51 | 3.29 | 2.84 | 1.91 | 1.6 | 0.204 | 1.26 |
| Conductivité $\sigma [10^{-12} \Omega^{-1} \cdot \text{m}^{-1}]$ | 3.97 | 3.03 | 3.51 | 5.22 | 6.24 | 48.9 | 7.87 |

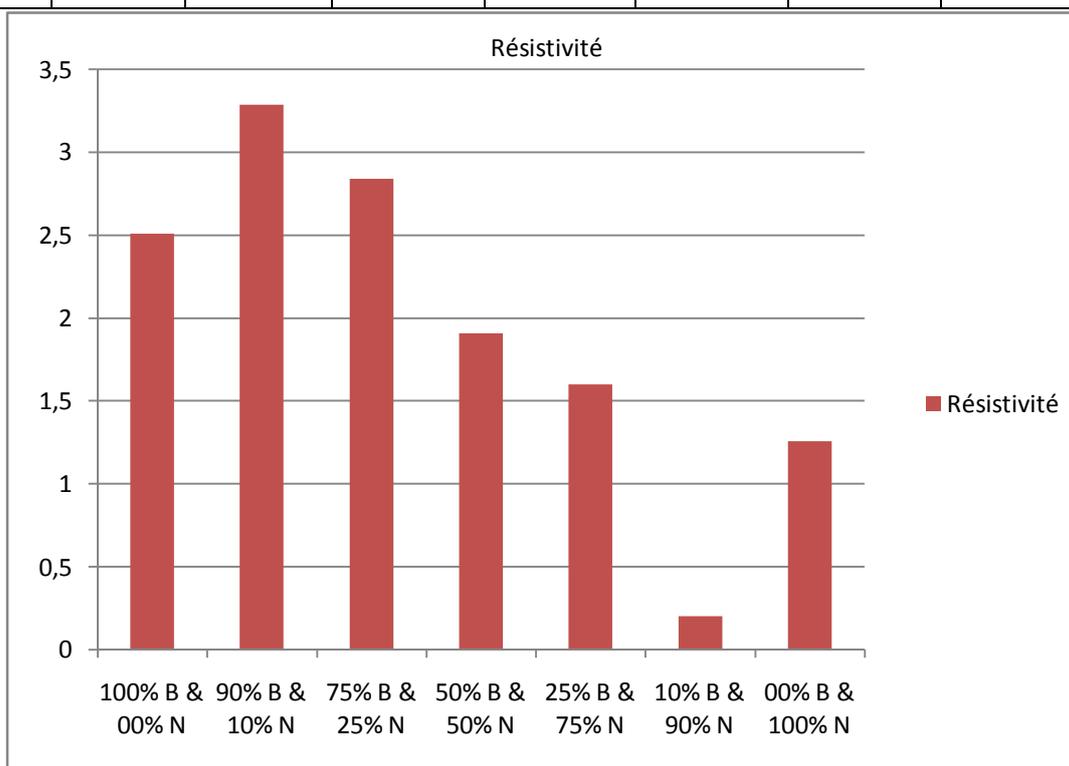


Fig. IV.33: Variations de la résistivité $\times(10^{11}\Omega\text{m})$ en fonction du mélange pour une tension de 10 Volts

A partir des figures précédentes, nous pouvons remarquer que la Borak22 possède de meilleures propriétés d'isolation par rapport à la Nynas, chose évidente du fait de la présence des impuretés dans la Nynas. L'ajout de faibles quantités de l'huile neuve à une à une huile détériorée n'améliore pas ses

propriétés, bien au contraire c'est le résultat inverse qui est obtenu. Par contre l'ajout d'une quantité ;relativement importante de la Borak22 (25% et plus) conduit à l'amélioration du caractère isolant du mélange. Nous faisons remarquer qu'un choix judicieux de la quantité à rajouter de la nouvelle huile conduit même à des valeurs de résistivité de mélange qui sont supérieur à celles de la Borak22.

IV6.3.2 Effet du champ et du mélange sur la mobilité des charges électriques.

D'après la théorie de Many et Rakavy [92], le déplacement d'un porteur de charge sur l'épaisseur d'un diélectrique répond, d'une manière globale, à la loi classique de la mécanique classique $x(t) = v.t$. Le temps de transit entre les deux électrodes, qui est dit aussi temps de vol, est défini alors comme : $t_0 = d / \mu.E_a$ OÙ le terme $\mu.E_a = \mu.V_a / d$ définit la vitesse de déplacement de la charge électrique sous effet du champ électrique appliqué.

La précédente relation nous permet de déduire la mobilité des porteurs de charge, ioniques ou électronique, juste après avoir déterminé le temps de vol t_0 . Nous considérons que ce temps correspond au temps limite entre les deux régimes de conduction (transitoire et permanent) [93]. Nous pouvons donc le déduire expérimentalement par l'intersection des deux droites asymptotiques à la courbe I(t) dans les deux régions. Un exemple de détermination de t_0 est donné pour le cas d'un mélange ayant % de Borak22 et % de Nynas sous une tension de polarisation de 10 Volts (figure IV.34).

On donne : d : l'épaisseur ; μ : est la mobilité ; v : est la vitesse égale aussi : μE ; V : est la tension

L'expression de la mobilité des porteurs de charge sera alors $\mu = d^2 / t_0.V_a$

En utilisant cette méthode, on peut déterminer la mobilité de tous les mélanges d'huiles soumis aux déférentes valeurs de tension.

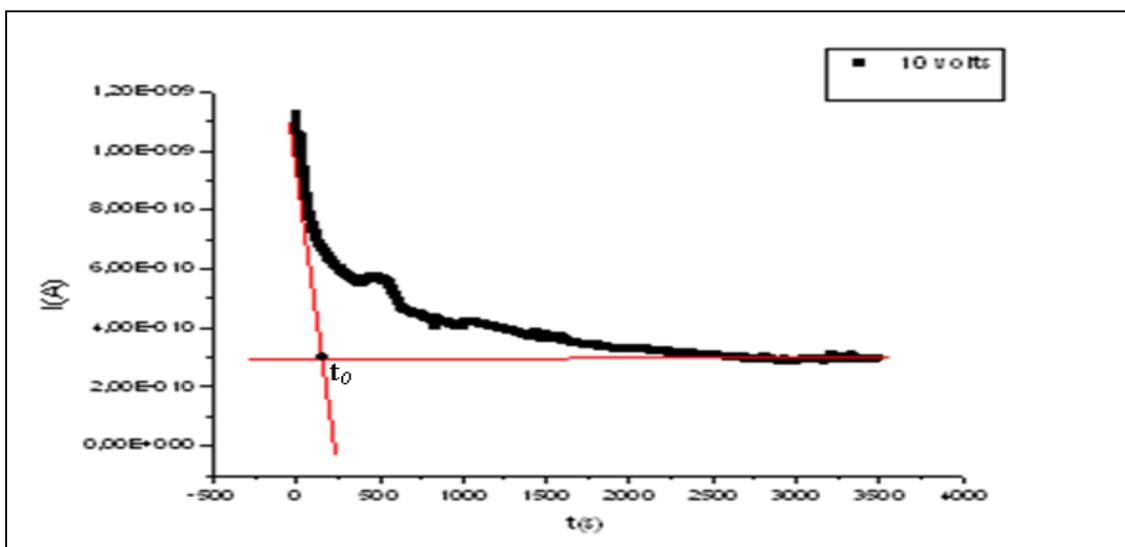


Fig. IV.34: Détermination graphique du temps de transit t_0 .

IV.6.3.2.1 Effet du champ

Dans les tableaux IV.14 à IV.20 sont calculées les différentes valeurs de la mobilité pour les différentes valeurs de la tension appliquée pour les différents échantillons.

Les figures IV.35 à IV.41 interprètent les résultats calculés dans les tableaux sous forme d'histogramme.

❖ Echantillon 100% de Borak 22 et 00% de Nynas

Tab.IV.14 : Les différentes valeurs de la mobilité pour l'échantillon 100% de Borak 22

| | | | | | |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Epaisseur d en [m] | $2 \cdot 10^{-4}$ |
| Tension V en [V] | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 |
| t_0 en [s] | 786.836 | 1074.208 | 102.572 | 218.337 | 1246.194 |
| Mobilité μ en [$10^{-12} \text{ m}^2/\text{Vs}$] | 25.4 | 9.3 | 64.9 | 22.9 | 3.2 |

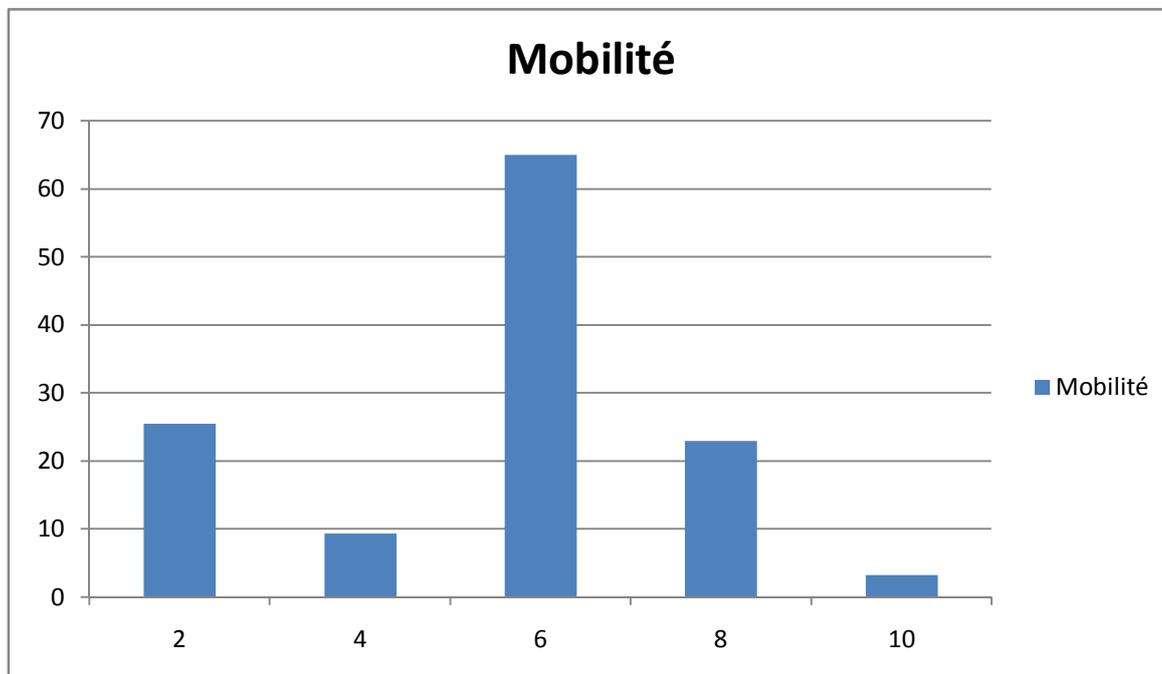


Fig. IV.35: Mobilité x [$10^{-12} \text{ m}^2/\text{Vs}$] en fonction de la tension (V) pour l'échantillon 100% de Borak 22

❖ **Echantillon 90% de la Borak 22 et 10% de la Nynas**

Tab.IV.15 : Les différentes valeurs de la mobilité pour le mélange 90% de Borak 22 et 10% de Nynas

| | | | | | |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Epaisseur d en [m] | $2 \cdot 10^{-4}$ |
| Tension V en [V] | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 |
| Temps en [s] | 1704.104 | 442.684 | 107.471 | 164.907 | 109.756 |
| Mobilité μ en [$10^{-12} \text{ m}^2/\text{Vs}$] | 11.7 | 22.5 | 62.0 | 30.3 | 36.4 |

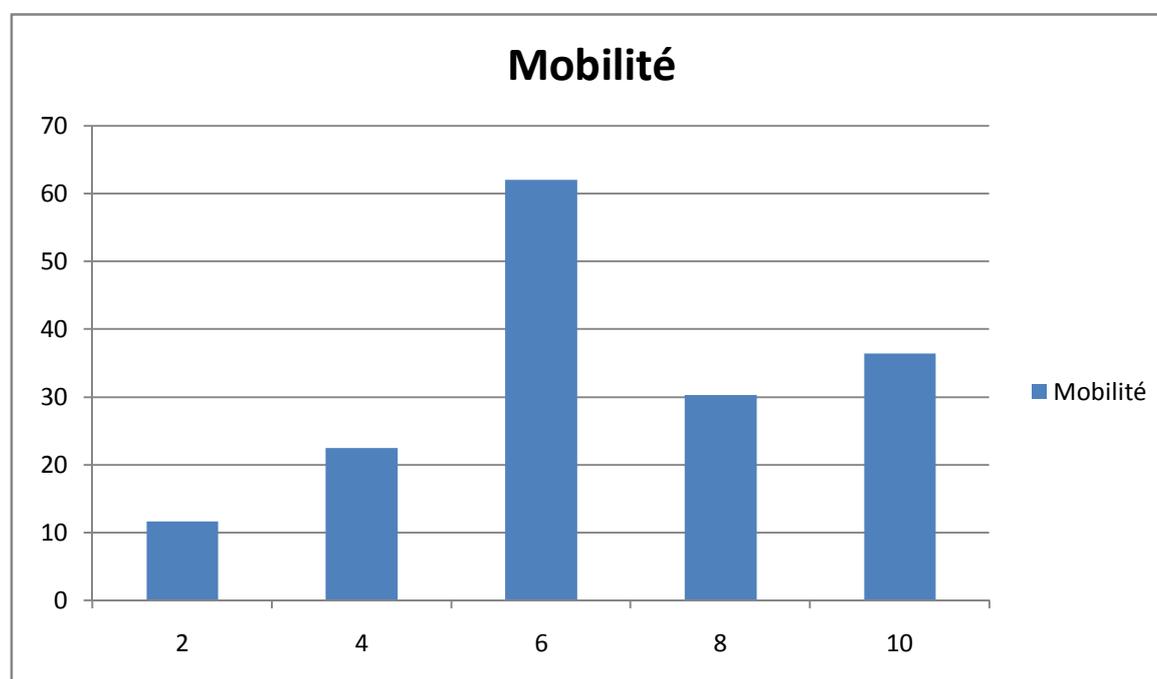


Fig. IV.36: Mobilité x[$10^{-12} \text{ m}^2/\text{Vs}$] en fonction de la tension (V) pour le mélange 90% de Borak 22 et 10% de Nynas

❖ **Echantillon 75% de Borak 22 et 25% de Nyna**

Tab.IV.16 : Les différentes valeurs de la mobilité pour le mélange 75% de Borak 22 et 25% de Nynas.

| | | | | | |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Epaisseur d en [m] | $2 \cdot 10^{-4}$ |
| Tension V en [V] | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 |
| Temps en [s] | 1074.939 | 184.696 | 144.129 | 317.288 | 136.213 |
| Mobilité μ en [$10^{-12} \text{ m}^2/\text{Vs}$] | 18.6 | 54.1 | 46.2 | 15.7 | 29.3 |

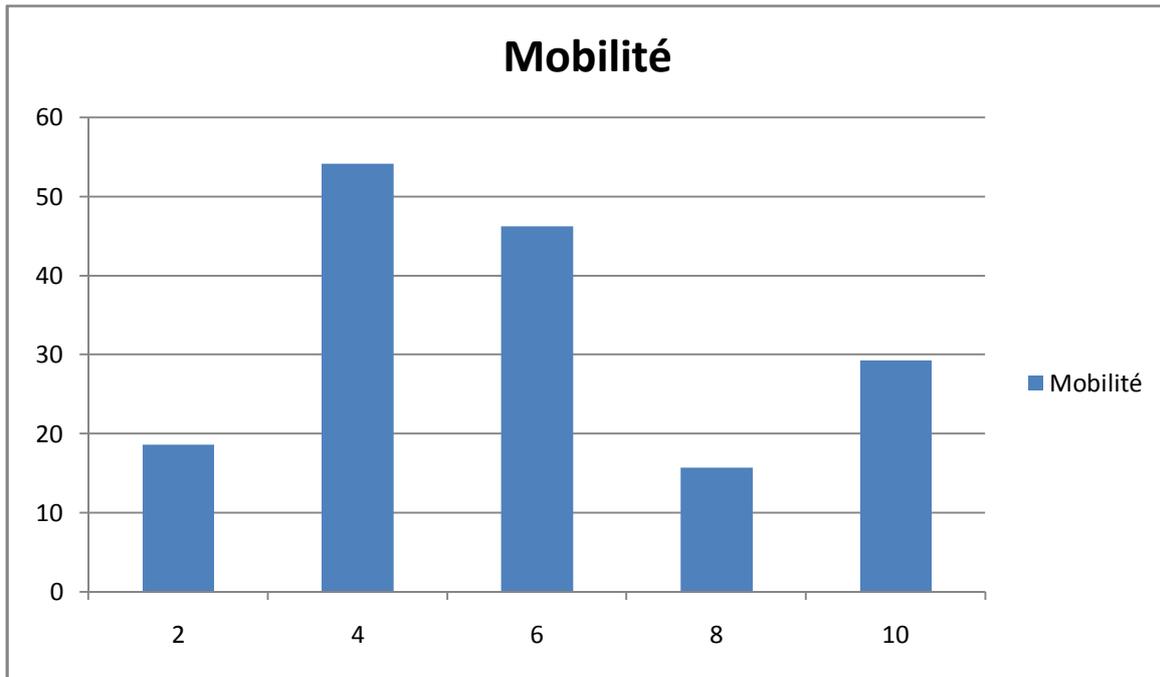


Fig. IV.37: Mobilité [$10^{-12} \text{ m}^2/\text{Vs}$] en fonction de la tension (V) pour le mélange 75% de Borak 22 et 25% de Nynas

❖ **Echantillon 50% de Borak 22 et 50% de Nynas**

Tab.IV.17 : Les différentes valeurs de la mobilité pour le mélange 50% de Borak 22 et 50% de Nynas

| | | | | | |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Epaisseur d en [m] | $2 \cdot 10^{-4}$ |
| Tension V en [V] | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 |
| Temps en [s] | 1394.788 | 725.018 | 217.656 | 195.814 | 177.391 |
| Mobilité μ en [$10^{-12} \text{ m}^2/\text{Vs}$] | 14.3 | 13.7 | 30.6 | 25.5 | 22.5 |

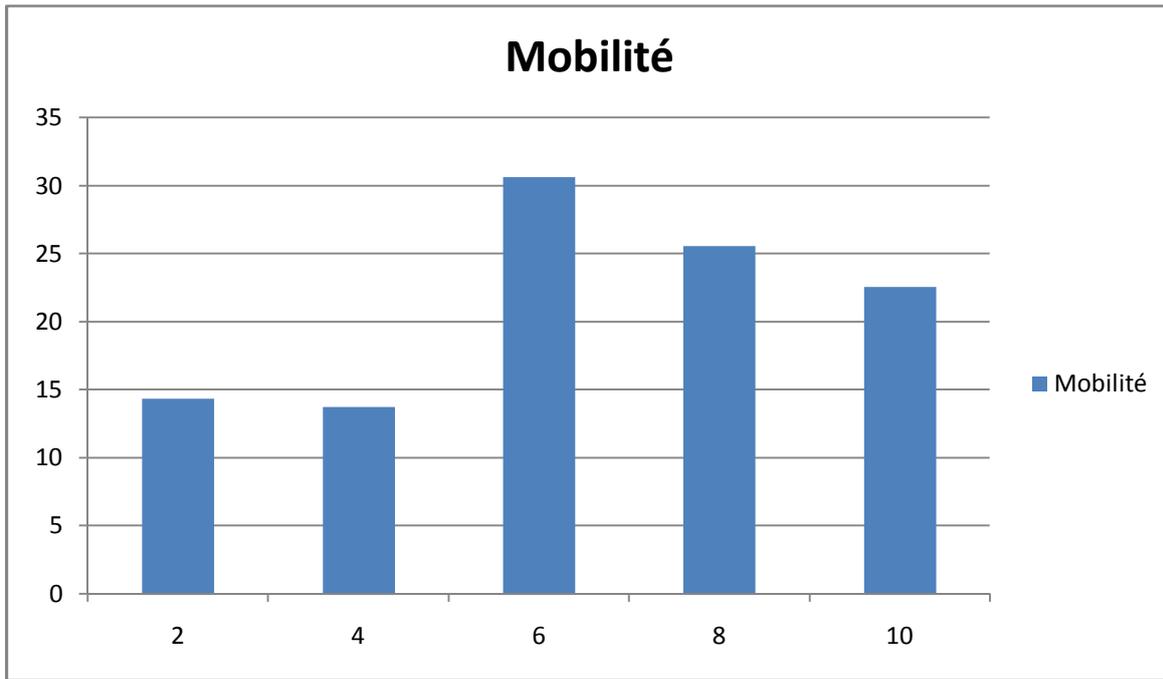


Fig. IV.38: Mobilité $\times 10^{-12} \text{ m}^2/\text{Vs}$ en fonction de la tension (V) pour le mélange 50% de Borak 22 et 50% de Nynas

❖ **Echantillon 25% de Borak 22 et 75% de Nynas**

Tab.IV.18 : Les différentes valeurs de la mobilité pour le mélange 25% de Borak 22 et 75% de Nynas.

| | | | | | |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Epaisseur d en [m] | $2 \cdot 10^{-4}$ |
| Tension V en [V] | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 |
| Temps en [s] | 813.984 | 309.657 | 107.471 | 199.547 | 149.254 |
| Mobilité μ en [$10^{-12} \text{ m}^2/\text{Vs}$] | 24.5 | 32.2 | 62.0 | 25.0 | 26.7 |

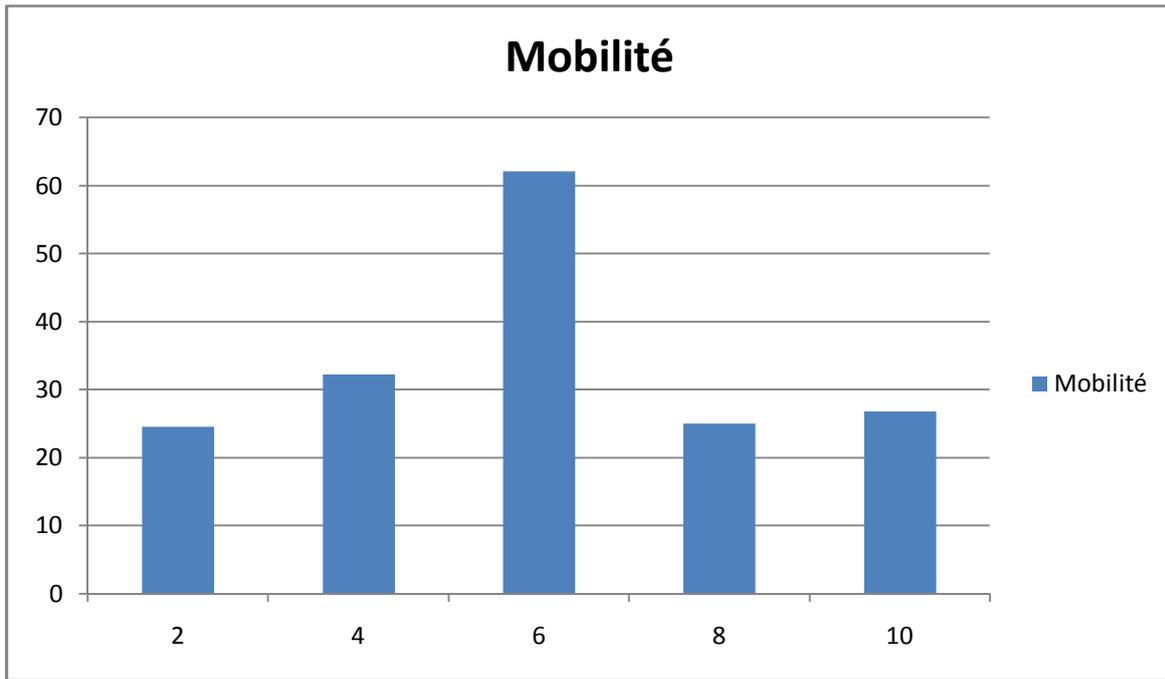


Fig. IV.39: Mobilité $\times 10^{-12} \text{ m}^2/\text{Vs}$ en fonction de la tension (V) pour le mélange 25% de Borak 22 et 75% de Nynas.

❖ **Echantillon 10% de Borak 22 et 90% de Nynas**

Tab.IV.19 : Les différentes valeurs de la mobilité pour le mélange 10% de Borak 22 et 90% de Nynas

| | | | | | |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Epaisseur d en [m] | $2 \cdot 10^{-4}$ |
| Tension V en [V] | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 |
| Temps en [s] | 313.324 | 349.934 | 1044.525 | 164.907 | 25.395 |
| Mobilité μ en [$10^{-12} \text{ m}^2/\text{Vs}$] | 63.8 | 28.5 | 6.38 | 30.3 | 157 |

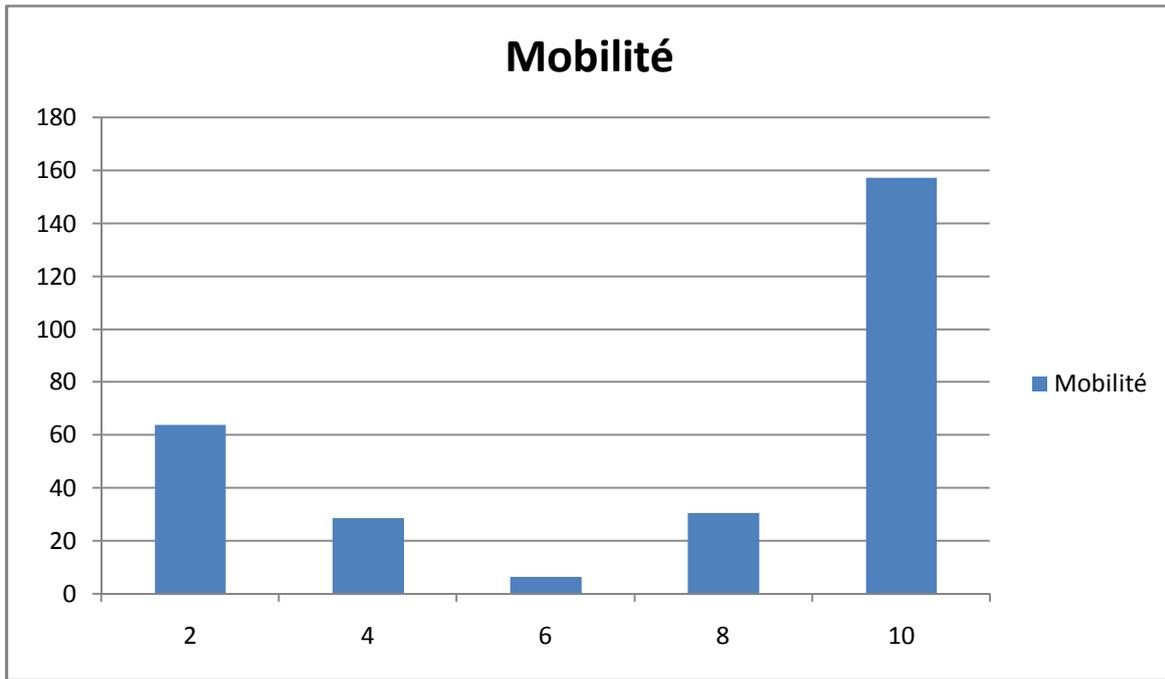


Fig. IV.40: Mobilité $\times 10^{-12} \text{ m}^2/\text{Vs}$ en fonction de la tension (V) pour le mélange 10% de Borak 22 et 90% de Nynas.

❖ **Echantillon 00% de Borak 22 et 100% de Nynas**

Tab.IV.20 : Les différentes valeurs de la mobilité pour l'échantillon 100% de Nynas

| | | | | | |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Epaisseur d en [m] | $2 \cdot 10^{-4}$ |
| Tension V en [V] | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 |
| Temps en [s] | 130.012 | 381.563 | 250.989 | 285.785 | 1037.59 |
| Mobilité μ en [$10^{-12} \text{ m}^2/\text{Vs}$] | 153 | 26.2 | 26.5 | 17.4 | 3.85 |

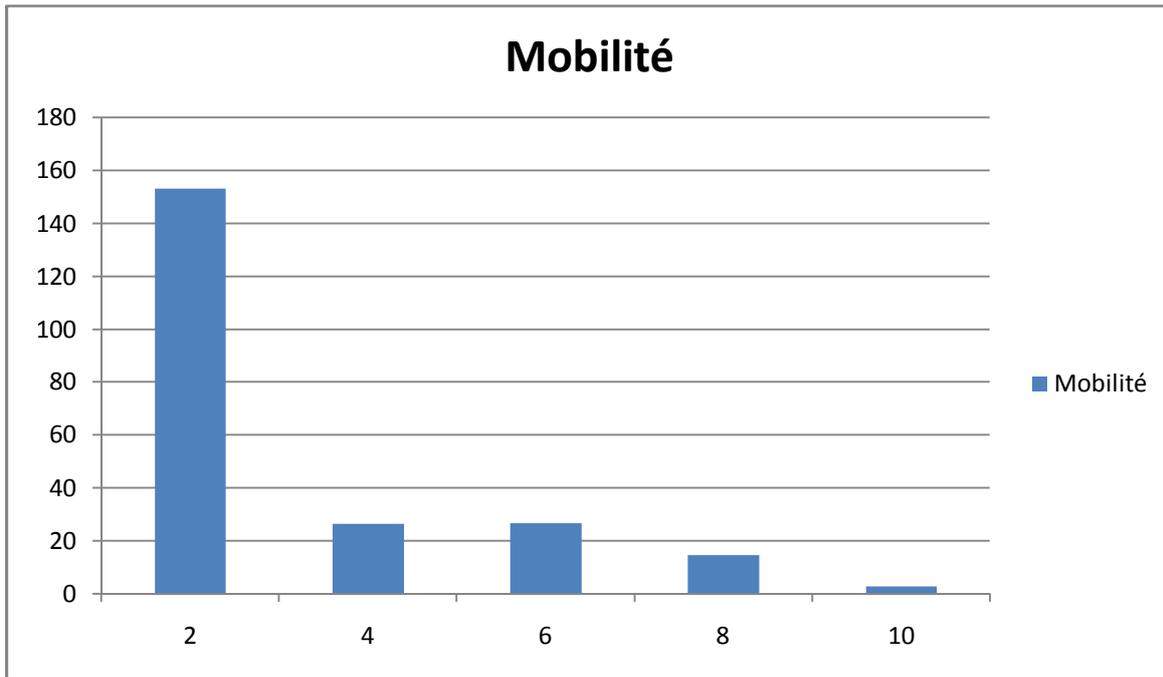


Fig. IV.41: Mobilité x[10⁻¹² m²/Vs] en fonction de la tension (V) pour l'échantillon 100% de Nynas

IV .6.3.2.2 Effet du mélange

Dans les tableaux IV.21 à IV. 25 sont données les différentes valeurs de la mobilité pour les différents échantillons pour chaque valeur de tension appliquée.

Les figures IV.42 à IV.46 interprètent les résultats donnés dans les tableaux sous forme d'histogramme.

❖ Tension de 2 Volts

Tab.IV.21 : Les différentes valeurs de la mobilité pour les différents échantillons pour une tension de 2 Volts

| Epaisseur | 2 10 ⁻⁴ |
|--|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Echantillon | 100% B & 00% N | 90% B & 10% N | 75% B & 25% N | 50% B & 50% N | 25% B & 75% N | 10% B & 90% N | 00% B & 100% N |
| Temps en [s] | 786.836 | 1704.104 | 1074.939 | 1394.788 | 813.984 | 313.324 | 130.012 |
| Mobilité μ en [10 ⁻¹² m ² /Vs] | 25.4 | 11.7 | 18.6 | 14.3 | 24.5 | 63.8 | 153 |

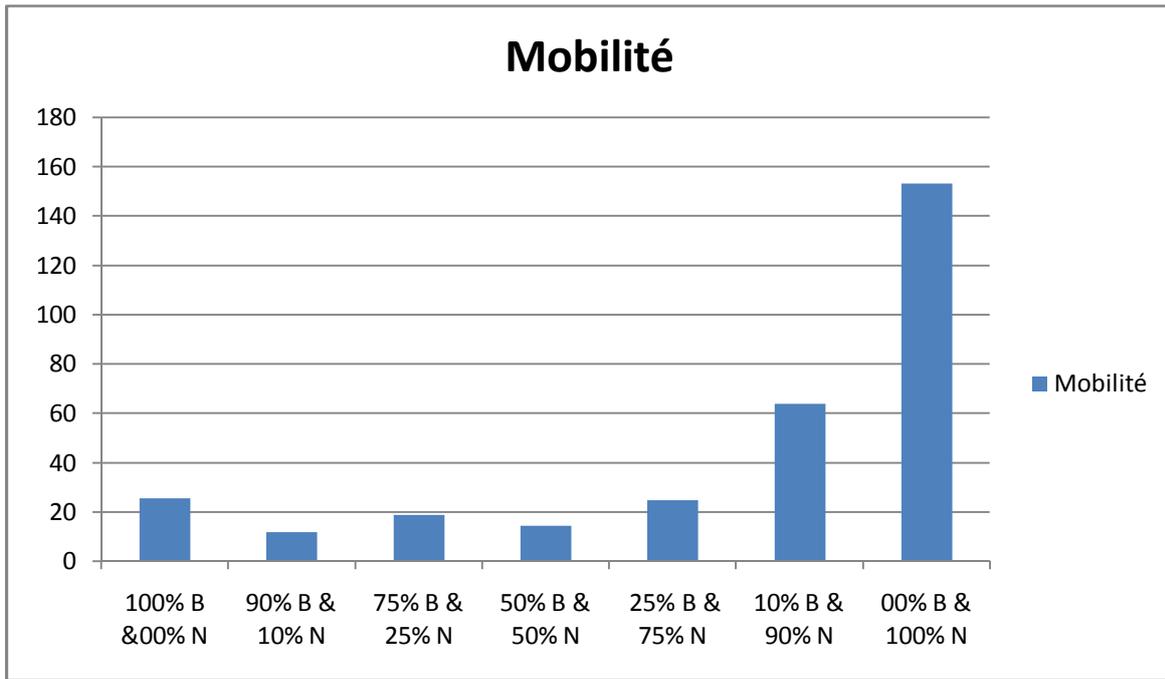


Fig. IV.42: La Mobilité $\times [10^{-12} \text{ m}^2/\text{Vs}]$ pour les différents échantillons soumis à une tension de 2 Volts

❖ Tension de 4 Volts

Tab.IV.22 : Les différentes valeurs de la mobilité pour les différents échantillons pour une tension de 4 Volts

| Epaisseur | $2 \cdot 10^{-4}$ |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Echantillon | 100% B & 00% N | 90% B & 10% N | 75% B & 25% N | 50% B & 50% N | 25% B & 75% N | 10% B & 90% N | 00% B & 100% N |
| Temps en [s] | 1074.208 | 442.684 | 184.696 | 725.018 | 309.657 | 349.934 | 381.563 |
| Mobilité μ en [$10^{-12} \text{ m}^2/\text{Vs}$] | 9.3 | 22.5 | 54.1 | 13.7 | 32.2 | 28.5 | 26.2 |

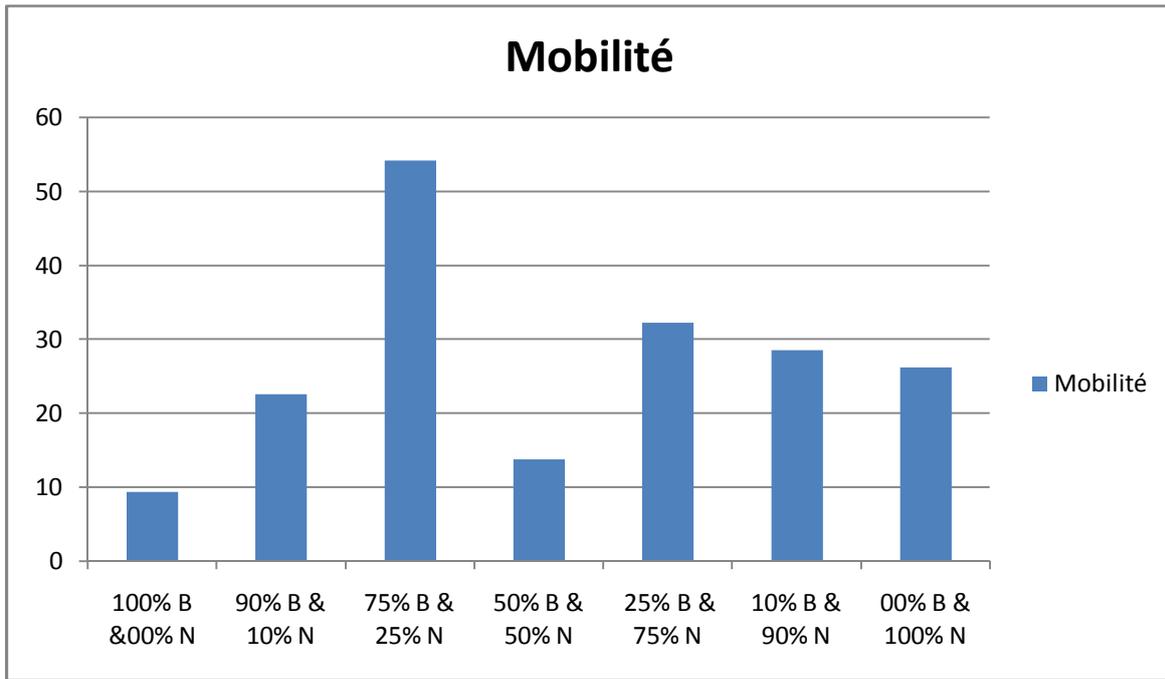


Fig. IV.43: Mobilité x[10⁻¹² m²/Vs] en fonction de l'échantillon pour une tension de 4 Volts

❖ Tension de 6 Volts

Tab.IV.23 : Les différentes valeurs de la mobilité pour les différents échantillons pour une tension de 6 Volts

| Épaisseur | 2 10 ⁻⁴ |
|--|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Echantillon | 100% B & 00% N | 90% B & 10% N | 75% B & 25% N | 50% B & 50% N | 25% B & 75% N | 10% B & 90% N | 00% B & 100% N |
| Temps en [s] | 102.572 | 107.471 | 144.129 | 217.656 | 107.471 | 1044.525 | 250.989 |
| Mobilité μ en [10 ⁻¹² m ² /Vs] | 64.9 | 62.0 | 46.2 | 30.6 | 62.0 | 6.38 | 26.5 |

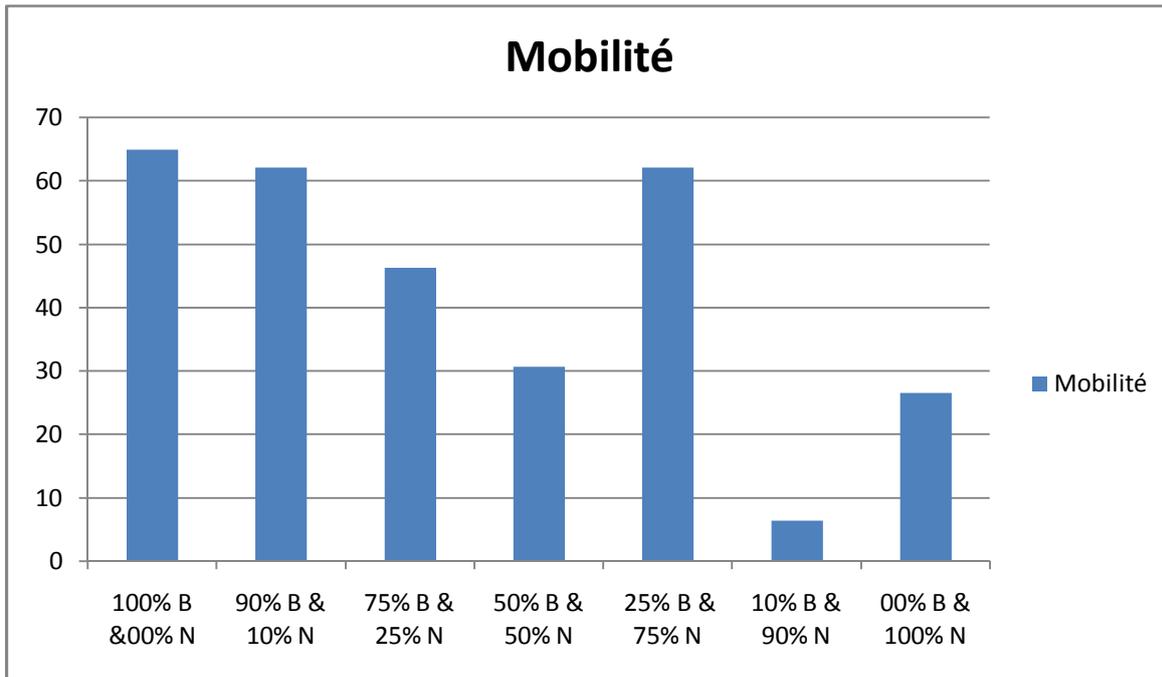


Fig. IV.44: Mobilité x[10⁻¹² m²/Vs] en fonction de l'échantillon pour une tension de 6 Volts

❖ Tension de 8 Volts

Tab.IV.24 : Les différentes valeurs de la mobilité pour les différents échantillons pour une tension de 8 Volts

| Épaisseur | 2 10 ⁻⁴ |
|--|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Echantillon | 100% B & 00% N | 90% B & 10% N | 75% B & 25% N | 50% B & 50% N | 25% B & 75% N | 10% B & 90% N | 00% B & 100% N |
| Temps en [s] | 218.337 | 164.907 | 317.288 | 195.814 | 199.547 | 164.907 | 285.785 |
| Mobilité μ en [10 ⁻¹² m ² /Vs] | 22.9 | 30.3 | 15.7 | 25.5 | 25.0 | 30.3 | 17.4 |

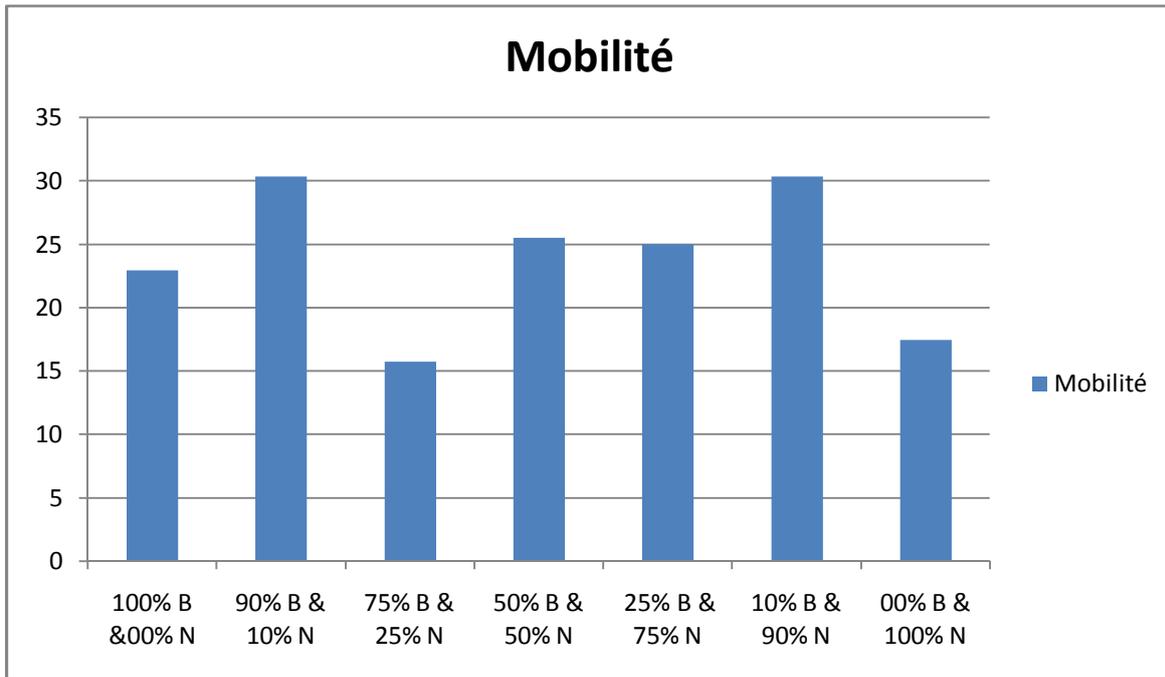


Fig. IV.45: Mobilité x[10⁻¹² m²/Vs] en fonction de l'échantillon pour une tension de 8 Volts

❖ Tension de 10 Volts

Tab.IV.25 : Les différentes valeurs de la mobilité pour les différents échantillons pour une tension de 10 Volts

| Epaisseur | 2 10 ⁻⁴ |
|--|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Echantillon | 100% B & 00% N | 90% B & 10% N | 75% B & 25% N | 50% B & 50% N | 25% B & 75% N | 10% B & 90% N | 00% B & 100% N |
| Temps en [s] | 1246.194 | 109.756 | 136.213 | 177.391 | 149.254 | 25.395 | 1037.59 |
| Mobilité μ en [10 ⁻¹² m ² /Vs] | 3.2 | 36.4 | 29.3 | 22.5 | 26.7 | 157 | 3.85 |

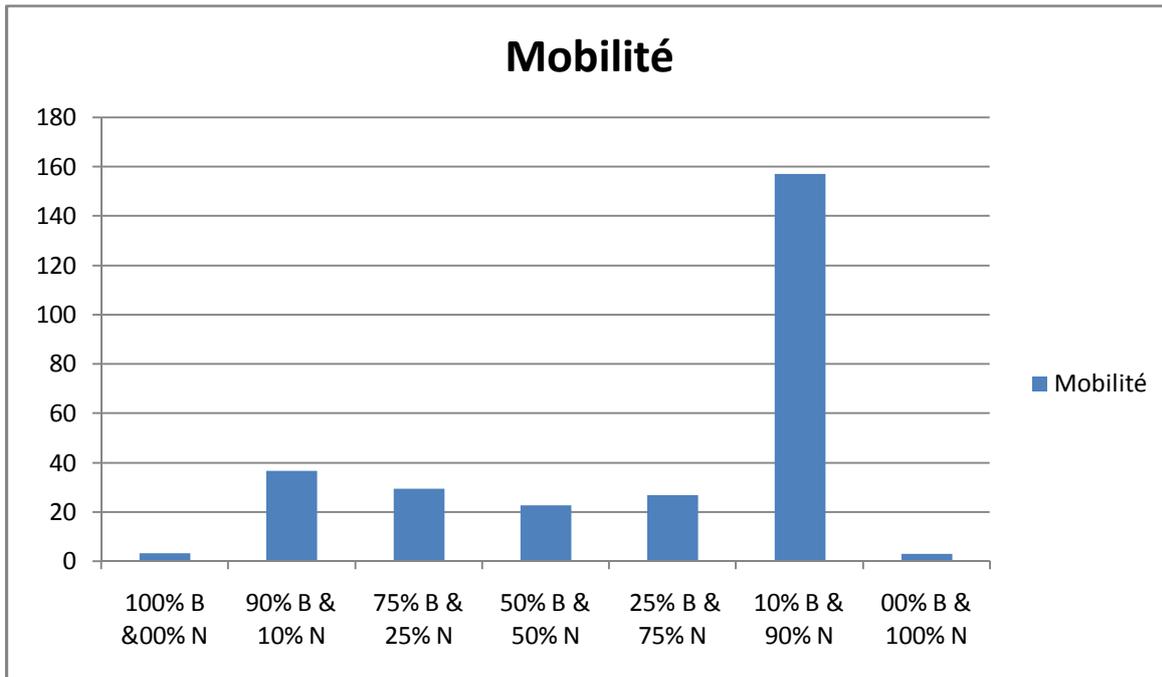


Fig. IV.46: Mobilité x[10⁻¹² m²/Vs] en fonction de l'échantillon pour une tension de 10 Volts

D'après les histogrammes précédemment présentés, on remarque que l'influence du champ appliqué et celle du mélange sur la mobilité est aléatoire, car la variation de celle-ci ne suit pas une évolution régulière pour les différents mélanges d'huiles soumis aux différentes tensions.

La plus grande mobilité calculée est celle du mélange qui contient 10% de la Borak 22 et 90% de la Nynas soumis à une tension de 10 volts (15710⁻¹² m²/Vs). Cela peut être attribué aux ponts formés par les particules d'eau libre qui donnent lieu ainsi à de nouveaux canaux supplémentaires pour le transport de charges d'une électrode à l'autre.

La plus faible valeur de mobilité est trouvée dans le cas de la Borak 22 pure. Concernant la Nynas seule, la mobilité des porteurs de charge est inversement proportionnelle au champ appliqué; elle diminue lorsque la tension est augmentée.

Conclusion

Bien que les deux huiles soient de même nature, ne présentant donc pas de problème de compatibilité ou de miscibilité, les résultats obtenus sur les huiles seules ou mélangées se sont avérés pour la plupart de caractéristiques différentes d'une proportion à l'autre. Ceci est en particulier dû à l'état de vieillissement différent pour les deux huiles, mais aussi à la teneur en eau très différente d'une huile à l'autre. Les variations des différents paramètres ne suivent pas une loi linéaire par rapport à la teneur en eau du mélange. Cela indique que plusieurs paramètres interagissent simultanément pour déterminer le

comportement d'un mélange donné. D'autres expériences complémentaires sont nécessaires pour séparer notamment les effets de la nature du liquide de base et celui de la teneur en eau.

A partir des courants isothermes qu'on a mesurés en appliquant une série de tensions sur les échantillons d'huiles, on a pu calculer la conductivité, la résistivité et aussi la mobilité de ces échantillons.

Conclusion générale

Le travail réalisé dans cette thèse s'inscrit dans la logique globale de tenter d'apporter des éléments de réponse aux problèmes de l'isolation des transformateurs de puissance.

La compréhension du comportement électrique des isolants pour transformateur n'est pas assez facile d'autant plus qu'il s'agit des liquides où plusieurs phénomènes coexistent et interagissent au même temps.

La recherche bibliographique répartie sur le premier chapitre nous a permis de rassembler les connaissances sur les huiles isolantes en général, et l'huile minérale pour transformateur en particulier, et d'approfondir la compréhension des mécanismes conduisant aux claquages des diélectriques liquides.

Notre étude est en premier lieu une contribution à la compréhension de l'influence des différents paramètres tels que le nombre de claquages et la température, sur l'altération (vieillesse) des huiles minérales. Nous l'avons appuyée par des analyses physico-chimiques des échantillons de l'huile avant et après chaque série de claquages.

Il ressort des différents résultats expérimentaux recueillis, les principales conclusions suivantes :

- Le facteur de dissipation est très lié à la teneur en eau, et très affecté par la température. Par contre, il est faiblement affecté par le nombre de claquages ;
- La résistivité s'améliore par l'augmentation de la température ;
- La tension de claquage est très affectée par la température car elle permet de vaporiser les traces d'eau contenues dans l'huile d'origine. L'augmentation de la rigidité sous l'effet de la température est toujours accompagnée par la diminution de la teneur en eau ;
- La permittivité relative diminue faiblement en fonction du nombre de claquages et de la température.
- La viscosité cinématique, le point d'éclair et la couleur de l'huile restent inchangées quel que soit le nombre de claquages appliqué à l'huile ;
- Quelles que soient les précautions prises, l'eau réussit toujours à s'infiltrer dans l'huile, et que sa teneur est très affectée par les conditions de stockage ;
- La combinaison de tous les résultats obtenus se traduit par une faible détérioration de l'huile vieille, alors que l'huile neuve nécessitera seulement un traitement physique (séchage et filtrage) pour retrouver des caractéristiques acceptables.

Les paramètres qui montrent une altération claire à la suite des mélanges entre les deux huiles de base sont la résistivité, le facteur de dissipation, la teneur en eau et la tension de claquage. En effet, on constate une bonne corrélation entre la rigidité diélectrique du liquide et sa teneur en eau. Cela rend ces deux paramètres les plus favorisés dans l'étude spécifique à l'isolation des transformateurs de puissance. Les propriétés de la Nynas sont améliorées par l'ajout de Borak 22 et sont amenées à de valeurs acceptables par les normes, à l'exception de la tension de claquage qui semble ne pas être améliorée par toutes les proportions des mélanges, alors que celle de la Borak 22 est quasiment double de celle de la Nynas. Ceci peut être imputé au fait que les mélanges réalisés ne sont pas suffisamment homogènes, bien que les teneurs en eau de ces mélanges semblent être ramenées à des valeurs acceptables à partir de la proportion 50/50%.

Plusieurs propriétés de l'huile ne sont pas affectées de manière sévère par les mélanges d'huile les plus défavorables, à l'image de l'acidité, la couleur, la permittivité, la viscosité et le point d'éclair.

Les résultats obtenus en ce qui concerne les courants isothermes de charge donnent entièrement satisfaction et sont en parfaite cohérence avec les prédictions théoriques. Les mesures effectuées montrent que les courants de charge décroissent pendant un certain temps avant de se stabiliser vers le régime permanent.

Les résultats obtenus par cette technique sont en pleine conformité avec les tests physico chimiques réalisés pour les différents mélanges d'huiles. En effet, les différents résultats (courants de charge, résistivité et mobilité) montrent que le mélange constitué de 90% de Nynas et 10% de Borak22 est le plus mauvais de toutes les autres compositions.

Cette technique de contrôle non destructif nous a permis d'accéder à une multitude de grandeurs et paramètres gouvernant la dynamique de la charge électrique dans les liquides isolants ainsi que le comportement électrique de ces derniers. Nous nous sommes contentés de présenter ici les résultats concernant la conductivité du matériau et la mobilité de la charge d'espace, mais l'accès à d'autres paramètres tels que la densité des charges électriques, la viscosité du liquide..., reste également possible. Raison pour laquelle il est primordial d'améliorer encore ce système pour plus de précision.

Pour les travaux de recherche futurs et en perspective à ce travail, nous proposons de :

- Réaliser des essais pour un nombre de claquages plus important avec une distance entre électrode plus longue.

- Une analyse chromatographique, plus particulièrement au moment du claquage afin de déterminer la teneur en gaz dissous ;

- Une analyse de la teneur en particules pour savoir l'influence des particules sur la tension de claquage des huiles.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] N. Berger, "Liquides isolants en électrotechnique, Présentation générale", Techniques de l'Ingénieur, D 2 470, 2002.
- [2] I. Fofana, V. Wasserberg, H. Borsi, E. Gockenbach and M. Farzaneh, "Drying of Transformer Insulation using Zeolite", IEEE Electrical Insulation Magazine, January/February 2004 — Vol. 20, No. 1, pp. 20-30
- [3] T. K. Saha, M. Darveniza, D.J.T. Hill, T.T. Le, "Electrical and Chemical Diagnostics of Transformers Insulation -Part A: Aged Transformer Samples", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 4, October 1997, pp. 1547-1554
- [4] W. Li, E. Vaahedi, Y. Mansour, "Determining Number And Timing Of Substation Spare Transformers Using A Probabilistic Cost Analysis Approach", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 3, July 1999, pp. 934-939.
- [5] C. Perrier, "Etude des huiles et des mélanges à base d'huiles minérales pour transformateurs de puissance- recherche d'un mélange optimal", Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lyon, Avril 2005,
- [6] Garcia, B., Burgos, J.C., Alonso, A.M. and Sanz, J.: 'A moisture-in-oil model for power transformer monitoring-Part I : Theoretical foundation', IEEE Trans. on Power Delivery, 2005, Vol. 20, (2), pp. 1417-1422.
- [7] Garcia, B., Burgos, J.C., Alonso, A.M. and Sanz, J.: 'A moisture-in-oil model for power transformer monitoring-Part II: Experimental verification', IEEE Trans. on Power Delivery, 2005, Vol. 20, (2), pp. 1423-1429.
- [8] Lecieutre, B.C., Hagman, W.H. and Kirtley Jr., J.L.: 'An improved transformer top oil temperature model for use in an on-line monitoring and diagnostic system', IEEE Trans. on Power Delivery, 1997, Vol. 12, (1), pp. 249-256.
- [9] Holhein, I. and Kachler, A.J.: 'Aging of cellulose at transformer service temperatures. Part2. Influence of moisture and temperature on degree of polymerization and formation of furanic compounds in free-breathing systems', IEEE Electrical insulation magazine, 2005, Vol. 21, (5), pp. 20-24.
- [10] MacAlpine, M., Zhiqiang, Z. and Demokan, M.S.: 'Development of a fiber-optic sensor for partial discharges in oil-filled power transformers', Electric Power Systems Research, 2002, Vol. 63, pp. 27-36.
- [11] Farag, A.S., Shewhdi, M.H., Jin, X., Wang, C., Cheng, T.C., Dong, X., Gao, S., Jing, W. and Wang, Z.: 'On-line partial discharge calibration and monitoring for power transformers', Electric Power Systems Research, 1999, Vol. 50, pp. 47-54.
- [12] Naderi, M.S., Blackburn, T.R., Phung, B.T. and Nasiri, A.: 'Application of wavelet analysis to the determination of partial discharge location in multiple- α transformer windings', Electric Power Systems Research, 2008, Vol. 78, pp. 202-208.
- [13] Abu-Siada, A.: 'Correlation of furan concentration and spectral response of transformer oil-using expert systems', IET Sci. Meas. Technol., 2011, Vol. 5, (5), pp. 183-188, doi: 10.1049/iet-smt.2011.0017.
- [14] Fofana, I., Hemmatjou, H. and Farzaneh, M.: 'Low temperature and moisture effects on polarization and depolarization currents of oil-paper insulation', Electric Power Systems Research, 2010, Vol. 80, pp. 91-97.
- [15] Wang, M., Rowland, S.M. and Clements, P.E.: 'Moisture ingress into low voltage oil-impregnated paper insulated distribution cables', IET Sci. Meas. Technol., 2007, 1, (5), pp. 276-283.

- [16] Fofana, I., Borsi, H. and Gockenbach, E.: 'Fundamental investigations on some transformer liquids under various outdoor conditions', IEEE Trans. on Dielect. and Elect. Ins., 2001, Vol. 8, (6), pp. 1040-1047.
- [17] Ekanayake, C., Gubanski, S.M., Graczkowski, A. and Walczak, K.: 'Frequency response of oil impregnated pressboard and paper samples for estimating moisture in transformer insulation', IEEE Trans. on Power Delivery, 2006, Vol. 21, (3), pp. 1309-1317.
- [18] Balma, P.M., Degeneff, R.C., Moore, H.R. and Wagenaar, L.B.: 'The effects of long term operation and system conditions on the dielectric capability and insulation coordination of large power transformers', IEEE Trans. on Power Delivery, 1999, Vol. 14, (3), pp. 960-971.
- [19] Abdel Ouahab, M.A., Hamada, M.M., Zeitoun, A.G. and Ismail, G.: 'A newly modified forced oil cooling system and its impact on in-service transformer oil characteristic', IEEE Trans. on Power Del., 2003, Vol. 18, (3), pp. 827-834.
- [20] NYNAS: Guide des huiles isolantes
- [21] ABDY (C.A.): The early years of the power transformer. Electronics and Power (GB) p. 335-8 (08-1968).
- [22] TOURNIER (Y.), LEMAIRE (J.) et HOFER (P.) : Valeurs limites des tensions de service et des puissances unitaires des grands transformateurs. Congrès SFE Nice (sept. 1971).
- [23] CASPER (W.) : Transformateurs de puissance. Un regard rétrospectif et les perspectives des possibilités de développement futur. Revu. Brown Boveri (CH) 7 p. 421-31 (1976).
- [24] A. Nacer, Caractérisation diélectrique des matériaux – application à l'huile minérale de transformateur, Thèse de doctorat d'état, USTHB, 2009.
- [25] MICHELE LAMBAR : Documentation sur les analyses des huiles minérales
- [26] Norme CEI 60 422 (Draft Ed. 3) : Guide de maintenance et de surveillance des huiles minérales isolantes en service dans les matériels électriques, 2004.
- [27] R. Fournié, R. Coelho, Diélectriques- Bases théoriques, Techniques de l'ingénieur, D2300, 2000.
- [28] TOBAZÉON (R.) : «Conduction électrique dans les liquides». [D 2 430], 1996.
- [29] BERGER (N.), RANDOUX (M.), OTTMANN (G.) et VUARCHEX (P.) : Revue des isolants liquides. ELECTRA (F) no 171 p. 32-57 (avril 1997).
- [30] BERGER (N.) et JAY (P.) : «Les liquides diélectriques de synthèse utilisés dans les transformateurs et les condensateurs». SEE Journées d'études Isolants électriques p. 91-5 (mars 1985).
- [31] LEARDINI (H.) : «Propriétés des Askarels et recommandations pour leur emploi dans les appareillages électriques». ELECTRA (F) no 33 p. 11-31 (mars 1974).
- [32] OOMMEN (T.V.) et CLAIRBORNE (C.C.) : «Fluide d'isolation biodégradable obtenu à partir d'huiles végétales à haute teneur oléique». CIGRE Rapport 15-302 (1998).
- [33] MOLLMANN (A.) et PAHLAVANPOUR (B.) : «Nouvelles directives pour l'interprétation de l'analyse des gaz dissous dans les transformateurs dans l'huile». ELECTRA no 186 . (oct. 1999).
- [34] B. Dolata, H. Borsi, E. Gockenbach, New synthetic ester fluid for the insulation of liquid immersed transformers, Conference record on the 2006 IEEE international symposium on electrical insulation, Toronto, 11-14 June 2006, pp. 534-537.
- [35] F. Mohelleb : « Analyse et régénération des huiles usagées », Thèse de Doctorat, ENP Alger, 2000.
- [36] S. E. Chitour : « Raffinage du pétrole », Tome 01, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, Alger, OPU 1983
- [37] L.Mokhnache : « Application des réseaux de neurones dans le diagnostic et la prédiction des isolation de haute tension », Thèse de Doctorat d'Etat, Département d'Electrotechnique, Ecole Nationale polytechnique d'Alger, janvier 2004.
- [38] P.J.VUARCHEX : «huiles et liquides isolants ». Technique de l'ingénieur. Volume DAB, Traité D230, Juin 1995.
- [39] Norme ISO 3016 « Produits pétrolier d'écoulement », Août 1994.

- [40] N.Berger : « Liquides isolants en électrotechnique et Caractéristiques des produits », Technique de l'ingénieur, D2471, 2002.
- [41] W. H. Vandeschueren : « Liquides diélectriques », Techniques de l'Ingénieur, D227, 1974.
- [42] V. PRABHSHANKAR, D. J. BADKAS: « mechanism of oxidation of transformers oil », J. of inst of petr, vol 47, n° 450, juin 1961, pp 201-211.
- [43] B. F ALLOU : «Quelques notions relatives à l'humidification des huiles isolantes usagées », Bulletin LCIE, n° 35, Avril 1963, p (330-335).
- [44] Document CREDEG : « les huiles isolantes de transformateur », juin 1999, Alger.
- [45] COQUILLON (J.) : « Le phénomène de dispersion anormale chez les diphényles chlorés », RGE (F) 58 no 4 p. 30-4 (1958).
- [46] S.Boudraa : « Analyse de gaz dissous dans les huiles des transformateurs en utilisant les techniques de l'intelligence artificielle », Thèse de Magister, Département d'Electrotechnique, Université de Batna, 2005.
- [47] Electrical insulating materials: International issues, Marcelo M. Hirschler editor, Library of congress cataloging-in – publication data, ASTM, STP 1376, March 2000.
- [48] Norme internationale CEI 296 : « Spécification des huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillage de connexion », deuxième édition, 1982.
- [49] B. P. KANG, «Thermal dependency of viscosity, power factor and ion content of electrical insulating oil », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, (USA) 9, September 1965.
- [50] M. MASUNAGA: «8th International Conference on Conduction and Breakdown in Dielectric Liquids». IEEE Trans. on Elec. Insul. (USA) E1-20 no 2 p. 121- 484 (avril 1985).
- [51] L. PEYRAQUE : «Etude des phénomènes d'électrisation statique dans les transformateurs de puissance à débit d'huile force », Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lyon, France, 1995.
- [52] C. MENGUY : «Electricité statique - Principes - Problèmes - Applications », Techniques de l'ingénieur, Traité D 1035, Décembre 1993.
- [53] M. Y ASUDA, K. GOTO, H. OKUBO, T. ISHII, E. MORI and M. MASUNAGA, «Suppression of static electrification of insulating oil for large power transformers », IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, Vol. 101, n° II, November 1982.
- [54] W. ROTTENBERG : «Etude des phénomènes de pré claquage dans les huiles isolantes dans des systèmes d'électrodes couvertes de couches minces », Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lyon, 2000.
- [55] SHARBAUGH (A.H.) et WATSON (P.K.): «Conduction and breakdown in liquid dielectrics (Conduction et claquage dans les diélectriques liquides) » .311 p., 1962, Progress in Dielectrics, Vol 4, Heywood, London.
- [56] A. BONDEAU : «Contribution à l'étude de la viscosité des milieux denses désordonnés dans la zone de transition vitreuse». Critique de la relation de vogel-Fulcher. Thèse de doctorat, Université des sciences de Lyon I, 1985.
- [57] ZAKY (A.A.) et HAWLEY (R.). «Conduction and breakdown in mineral oil (Conduction et claquage dans l'huile minérale) ». 79 p., 1973, Peter Peregrinus Ltd, London
- [58] Study to determine the potential use of silicone fluids in transformer (Étude pour déterminer l'utilisation potentielle de fluides silicone dans les transformateurs). Prepared by General Electric Co EPRI Report (USA) Ref. HCP/T.2115 nov. 1978 published févr. 1979 Contrat n° EX. 76.C.01.2115.
- [59] R. TOBAZEON, «Pré claquage et claquage des liquides diélectriques », Techniques de l'ingénieur, Traité D2450, Novembre 1997.
- [60] S. Abdi, « Influence du vieillissement thermique sur des propriétés de l'huile de transformateur », Mémoire de Magister, ENP Alger, 2002.
- [61] SEFELEC : «Notes d'informations techniques. Les tests diélectriques, les essais de rigidité et de l'isolement», édition 2004.

- [62] SEFELEC : «Notes d'informations techniques. Les tests diélectriques ; étude des facteurs d'influence sur les essais de rigidité», édition 2002.
- [63] MICHELE LAMPARDE, Laboratoire d'analyse LGMT (France), année2007
- [64] Z.Krasucki; «Breakdown of commercial liquid and liquid solid dielectrics, in high voltage technology (Alston) », p129, Oxford university press, 1968.
- [65] MOULA Belkacem « Comportement de l'huile de transformateur »Mémoire de magister, ENP Alger 2007
- [66] Norme CEI 60475, Méthode d'échantillonnage des liquides isolants, Edition 2.0 2011-10
- [67] ASTM D1500-12, Standard Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale), ASTM International, West Conshohocken, PA, 2012, www.astm.org
- [68] NORME CEI 60814 : «Détermination de la teneur en eau par titrage coulométrique de Karl Fisher automatique » deuxième édition 1997-08.
- [69] Norme CEI 156, Isolants liquides – Détermination de la tension de claquage a fréquence industrielles-Méthode d'essai, Seconde édition, 1995.
- [70] Norme CEI 60247, Liquides isolants – Mesure de la permittivité relative, du facteur de dissipation diélectrique (tan) et de la résistivité en courant continu, 2004
- [71] Norme CEI 60250, Méthodes recommandées pour la détermination de la permittivité et du facteur de dissipation des isolants électriques aux fréquences industrielles, audibles et radioélectriques (ondes métriques comprises), 1969.
- [72] NF ISO 279, Huiles essentielles - Détermination de la densité relative à 20 degrés Celsius - Méthode de référence, Mars 1999.
- [73] Norme NF T 60-112, Détermination de l'indice de neutralisation, Janvier 1986.
- [74] NF C 27-222, Maintenance et surveillance des huiles isolantes en service, homologuée le 1er juillet 1974.
- [75] ASTM D445-15, Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity), ASTM International, West Conshohocken, PA, 2015, www.astm.org
- [76]ASTM D93-15, Standard Test Methods for Flash Point by Pensky-Martens Closed Cup Tester, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2015, www.astm.org
- [77] Tahar Toudja, Hocine Moulai, Azzeddine Nacer, Abdeslem Beldjilali, Ilham Khelfane, Ahmed Debche, "Moisture and electrical discharges effect on naphthenic mineral oil properties", IET Science, Measurement and Technology. 2014. DOI: 10.1049/iet-smt.2013.0262
- [78] F. Chetibi, T. Toudja, H. Moulai, A. Nacer, I. Khelfane, M. Ouagueni, Etude Comparative de l'Effet de la Température sur les Propriétés Physico-chimiques d'une Huile Végétale et d'une Huile Minérale de Transformateur, Algerian Journal of Technology, Special Number CNHT 2013. ISSN :1111-357X.
- [79] T. Toudja, A. Nacer, H. Moulai, I. Khelfane and A. Debche, "Physico-chemical properties of transformer mineral oils submitted to moisture and electrical discharges", ICREPQ'11, International Conference on Renewable Energies and Power Quality", Santiago de Compostella, Spain, March 28-30, 2012.
- [80]F. Chetibi, T. Toudja, H. Moulai, A. Nacer, Comportement des huiles isolantes de différentes natures sous l'effet d'un gradient de température croissant, Première conférence internationale en Sciences et Technologie Electriques au Maghreb CISTEM 2014, 3, 4, 5 et 6 Novembre, Tunis, Tunisie.

- [81] I. Khelfane, D. Rebbouh, H. Moulai, A. Nacer, L. Lasmi, A. Belazzoug'', Behavior of Naphtenic Transformer oils submitted to thermal stress'', 2nd International Conference on Electrical Engineering Design and Technologies (ICEEDT'08), Hammamet, Tunisia, 08-10 Novembre 2008.
- [82] T. Toudja, A. Beldjilali, H. Moulai, I. Khelfane, A. Yahiat, Problématique du re-Remplissage d'Huile des Transformateurs de Puissance, Algerian Journal of Technology, Proceedings de la 8^{ème} Conf. Nat. sur la H.T.– Tiaret, 09-11 Mai 2011. ISSN :1111-357X.
- [83] A. Beldjilali, T. Toudja, N. Saidi, M. Saidi, H. Moulai, R. Hamiteche, K. Nait Dahmane, Courants Isothermes de Charge pour la Caractérisation des Mélanges d'Huiles de Transformateur de Puissance, Algerian Journal of Technology, Proceedings de la 8^{ème} Conf. Nat. sur la H.T.– Tiaret, 09-11 Mai 2011. ISSN :1111-357X.
- [84] T. Toudja, H. Moulai, A. Nacer, A. Beldjilali, N. Saidi and M. Saidi, "Behavior of Transformer Mineral Oil Mixtures Submitted to Isothermal Charging Currents", 2012 IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 14-17 Octobre 2012, Montréal, Quebec, Canada.
- [85] H. Moulai, I. Khelfane, A. Yahiat, T. Toudja, A. Nacer, M. Zemirli, F. Doussas "Physico chemical properties of power transformer oil mixtures", IEEE Xplore, Proc. of the 15th IEEE Mediterranean Electromechanical Conf., 25-28 April 2010, Valletta, Malta, pp.1105-1110, Print ISBN: 978-1-4244-5793-9, INSPEC Accession number 11358304, DOI: 10.1109/MELECON.2010.5476358
- [86] T. Toudja, H. Moulai, A. Beldjilali, N. Saidi, M. Saidi, "Transformer Oil Mixtures Characterization with Isothermal Charging Currents", ICESD'11, The International Conference on Energy and Sustainable Development", Adrar, Algeria, Novembre 29-30, 2011.
- [87] T. Toudja, A. Beldjilali, H. Moulai, A. Nacer, N. Saidi, M. Saidi, "Caractérisation par les Courants de Charge des Mélanges entre une Huile Minérale de Transformateur et une Huile Végétale, Algerian Journal of Technology, Special Number CNHT 2013. ISSN :1111-357X.
- [88] T. Toudja, F. Chetibi, A. Beldjilali, H. Moulai, A. Beroual, Electrical and physicochemical properties of mineral and vegetable oils mixtures, 18th IEEE International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), Bled, Slovenia, 30 June – 03 July 2014.
- [89] T. Toudja, F. Chetibi, H. Moulai, A. Nacer, I. Khelfane, M. Ouagueni, Physicochemical Properties of Mixtures between Mineral Insulating Oils and Natural Esters, 12th International Conference on Condensed Matter and Statistical Physics, (ICCMSP-2013), 30 October - 01 November 2013, Errachidia- Morocco.
- [90] C. T. Dervos, C. D. Paraskevas, P. Skafidas, P. Vassiliou, IEEE Elect. Ins. Magazine, Vol 21, No 1, 2005.
- [91] A. Beldjilali, T. Toudja, N. Saidi, M. Saidi, H. Moulai, R. Hamiteche, K. Nait Dahmane, Caractérisation des Huiles Minérales de Transformateur de Puissance par la Mesure des Courants Isothermes de Charge», Première Conférence Nationale sur l'Electrotechnique, Souk Ahras, Algérie, le 23-24 Novembre 2010.
- [92] A. Many et G. Rakavy. Phys. Rev., 126, p. 1980 (1962)
- [93] N'Gnui Thomas AKA, Contribution à l'étude des phénomènes de préclaquages dans les diélectriques liquides-modèles de génération et de propagation des streamers»; Thèse de doctorat, Ecole centrale de LYON, version 1-3 May 2007.